

PROSPECTIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2030

Diciembre de 2007

© 2007 UNESA
Asociación Española de la Industria Eléctrica UNESA
c/ Francisco Gervás 3, 28020 Madrid
teléfono: 915674800
fax: 915674987
email: info@unesa.es
http: www.unesa.es

INDICE

PRESENTACION	i
EPRI REVIEW. UNESA's Outlook for Electricity Generation for 2030	iii

PROSPECTIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2030

1.	RESUMEN Y CONCLUSIONES	3
2.	INTRODUCCIÓN	8
3.	HIPÓTESIS DE PARTIDA	12
3.1.	Demanda y crecimiento de la punta de demanda	12
3.2.	Equipo generador de partida	14
3.3.	Bajas del equipo generador	14
3.3.1	Otras consideraciones previas	16
4.	DEFINICIÓN DE ESCENARIOS Y CASOS DE ANÁLISIS	17
4.1	Definición de escenarios	17
4.2.	Definición de casos analizados	20
4.3.	Descripción de los casos	21
4.3.1.	Caso Base	22
4.3.2.	Caso Nuclear	25
4.3.3.	Caso nueva generación de Centrales de carbón	26
4.3.4.	Caso Mayor aprovechamiento de las Energías Renovables	28
4.4	Caracterización del nuevo equipamiento	33
5.	RESULTADOS OBTENIDOS	38
6.	ALGUNAS CONCLUSIONES	49
6.1.	Algunas consideraciones adicionales con respecto a los distintos casos	50
6.1.1.	Caso base	51
6.1.2.	Expansión Nuclear	52
6.1.3.	Caso Carbón	54
6.1.4.	Caso máxima penetración de renovables	57
7.	CONSIDERACIONES FINALES Y CONCLUSIONES	58

Anexo I EL PROYECTO “ROLE OF ELECTRICITY” DE EURELECTRIC

RESUMEN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	69
1. INTRODUCCIÓN	72
2. OBJETO Y LANZAMIENTO DEL PROYECTO	72
3. BLOQUES DEL PROYECTO, COLABORADORES Y MÉTODO	72
4. ESCENARIOS	73
5. HIPÓTESIS SOCIO-ECONÓMICAS, DE PRECIOS ENERGÉTICOS Y CONTROL DE CAMBIO CLIMÁTICO	75
6. OPCIONES DE DEMANDA	76
7. OPCIONES DE LA OFERTA	79
8. RESULTADOS	82
9. CONCLUSIONES	86
10. RECOMENDACIONES PARA LA POLÍTICA ENERGÉTICA	86

Anexo II TENDENCIAS ENERGÉTICAS AL 2030 EN LA UE-25 Y ESPAÑA. ESCENARIO BASE

RESUMEN Y CONCLUSIONES	91
TENDENCIAS ENERGÉTICAS AL 2030 EN LA UE-25 Y ESPAÑA. ESCENARIO BASE	91
1. INTRODUCCIÓN	94
2. HIPÓTESIS PRINCIPALES	94
3. RESULTADOS DEL ESCENARIO BASE	96
3.1. La estructura de la demanda de energía primaria.	97
3.2. Producción de energía primaria y autoabastecimiento	99
3.3. La estructura del consumo final de energía	99
3.4. Producción y equipo de generación de electricidad	100
3.5. Emisiones de CO ₂	103
4. CONCLUSIONES	105

Anexo III TENDENCIAS ENERGÉTICAS AL 2030 EN EL MUNDO

RESUMEN Y CONCLUSIONES	109
1. INTRODUCCIÓN	114
2. ESCENARIOS: REFERENCIA Y ALTERNATIVO	114
3. RESULTADOS	115
3.1. La demanda de energía primaria	117

3.2.	El consumo final de energía	119
3.3.	La seguridad del abastecimiento energético	122
3.4.	Inversiones en infraestructuras energéticas	124
3.5.	La producción eléctrica y el equipo generador	125
3.6.	Emisiones de CO ₂ relacionadas con la energía	129
4.	CONCLUSIONES	132

Anexo IV CONDICIONANTES AMBIENTALES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

1.	DIRECTIVA 2001/81/CE, DE TECHOS NACIONALES DE EMISIÓN	137
2.	DIRECTIVA 1996/61/CE, RELATIVA A LA PREVENCIÓN Y AL CONTROL INTEGRADO DE LA CONTAMINACIÓN	139
3.	DIRECTIVA 2001/80/CE SOBRE LIMITACIÓN DE EMISIÓN A LA ATMÓSFERA DE DETERMINADOS AGENTES CONTAMINANTES PROCEDENTES DE GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN (GIC)	140
4.	LA DIRECTIVA 96/62/CE, SOBRE EVALUACIÓN Y GESTIÓN DE LA CALIDAD DEL AIRE	143
5.	MODIFICACIONES LEGISLATIVAS QUE AFECTEN AL CONDICIONADO AMBIENTAL EN EL FUTURO	145
6.	CONSIDERACIONES FINALES	149

Anexo V POLÍTICAS Y MEDIDAS DE LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO: CONDICIONANTES PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL AÑO 2030

1.	MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO	153
1.1.	Las Emisiones de CO ₂ de la Generación Eléctrica	153
1.2.	La Negociación de Compromisos Futuros	156
1.2.1.	Dialogo sobre acción cooperativa a largo plazo sobre cambio climático	156
1.2.2.	Compromisos futuros en el marco del Protocolo de Kioto	157
1.2.3.	El compromiso de la Unión Europea	157
2.	ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO	167

Anexo VI TECNOLOGIAS DE CARBON LIMPIO Y CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

1.	PROCESOS DE CAPTURA	177
2.	ALMACENAMIENTO DE CO ₂	178
3.	INCERTIDUMBRES	184
4.	ESTIMACIÓN DE COSTES DE LA CAPTURA	187

5.	ASPECTOS RELACIONADOS CON LA ACEPTACIÓN PÚBLICA	190
6.	CONSIDERACIONES FINALES	191

Anexo VII
GENERACIÓN ELÉCTRICA NUCLEAR

1.	EL PARQUE NUCLEAR ACTUAL	195
2.	PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS	196

Anexo VIII
EQUIPO GENERADOR EN LOS DISTINTOS CASOS

1.	CARACTERIZACIÓN DEL EQUIPO EXISTENTE	201
2.	EQUIPO CONSIDERADO EN CADA CASO	204

PRESENTACIÓN

El presente trabajo realizado en UNESA quiere ser una propuesta que sirva de base para un diálogo abierto con los demás agentes del Sector Eléctrico sobre las posibilidades y alternativas que se vislumbran para atender a la demanda en el horizonte del año 2030, con la intención de que, una vez recogidas las opiniones de todos los que no integran UNESA, se pueda llegar a un documento de consenso, ofreciendo a los Reguladores y a las Administraciones la mejor opinión del total del Sector, en la idea de que es a nosotros a quienes nos corresponde el papel de la Planificación indicativa en un sistema de mercado de generación, al igual que corresponde a las Administraciones la planificación vinculante de redes.

Consideramos preciso, pues, consensuar la opinión y posicionamiento de todos los agentes involucrados en la generación de la electricidad, y ofrecerla a quienes tienen que planificar el resto de actuaciones en regulación, promoción de alternativas y redes; es decir, al Gobierno, a los Reguladores y al Parlamento.

La metodología seguida para elaborar este informe se basa en la fórmula que tradicionalmente ha utilizado siempre UNESA, que se traduce en el trabajo conjunto de nuestros profesionales con los expertos de cada una de las Empresas asociadas, compaginando además las distintas áreas que comprenden las actividades eléctricas. Se trata de una forma de trabajar que la experiencia ha demostrado de especial eficacia.

Opinar sobre el futuro es siempre comprometido, máxime cuando se trata de temas esenciales, como sin duda es la electricidad, y no solo en el sentido de acertar, sino también en el de “adquirir compromisos” desde el presente para aceptar objetivos a medio y largo plazo y optar entre las diferentes alternativas actualmente posibles, y que se vislumbren como tales en períodos posteriores, teniendo presente que, en parte, el futuro ya está determinado como consecuencia de las decisiones de inversión ya tomadas o en curso y cuyos periodos de recuperación superan los 30 años.

En cuanto a los objetivos, en el trabajo se parte de los consensos a los que ya se ha llegado y que se reflejan en las tomas de posición que han adoptado o están adoptando los especialistas y organismos energéticos y eléctricos más representativos en el ámbito nacional e internacional. Así, es evidente que con subordinación al medio ambiente (cambio climático) y a los condicionantes económicos (competencia y competitividad), los objetivos a conseguir son: seguridad del suministro con ahorro y eficiencia energética, en función de las tecnologías disponibles en cada momento; con la conclusión de que un adecuado “mix” de energías, que contemple la aportación de todas las disponibles, es la mejor alternativa para la generación de electricidad de aquí al año 2030.

Cabe, pues, discutir el “peso” de cada tecnología y energía primaria en el mix, pero sin dejar de contar con ninguna de las actuales y procurando un esfuerzo importante en I+D+i que acelere la aparición de nuevas tecnologías alternativas a las actuales, y porque es necesario el cambio cultural en el consumo que se traduzca en el imprescindible ahorro y eficiencia y en la mejora de la gestión de la demanda.

Con este espíritu se ha preparado el presente trabajo y sería nuestro objetivo lograr, en el ámbito español, lo que estamos demandando a nivel europeo: la existencia de una política energética común.

Es indudable que de la colaboración de todos dependerá la consecución de los objetivos.

Pedro Rivero Torre
Presidente

Madrid, diciembre 2007.

EPRI Review

UNESA's Outlook for Electricity Generation for 2030.

October, 2007.

DISCLAIMER OF WARRANTIES AND LIMITATION OF LIABILITIES

THIS DOCUMENT WAS PREPARED BY THE ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, INC. (EPRI) FOR UNESA. NEITHER EPRI, UNESA, ANY MEMBER OF EPRI, ANY COSPONSOR, NOR ANY PERSON ACTING ON BEHALF OF ANY OF THEM:

- (A) MAKES ANY WARRANTY OR REPRESENTATION WHATSOEVER, EXPRESS OR IMPLIED, (I) WITH RESPECT TO THE USE OF ANY INFORMATION, APPARATUS, METHOD, PROCESS, OR SIMILAR ITEM DISCLOSED IN THIS DOCUMENT, INCLUDING MERCHANTABILITY AND FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE, OR (II) THAT SUCH USE DOES NOT INFRINGE ON OR INTERFERE WITH PRIVATELY OWNED RIGHTS, INCLUDING ANY PARTY'S INTELLECTUAL PROPERTY, OR (III) THAT THIS DOCUMENT IS SUITABLE TO ANY PARTICULAR USER'S CIRCUMSTANCE; OR.

- (B) ASSUMES RESPONSIBILITY FOR ANY DAMAGES OR OTHER LIABILITY WHATSOEVER (INCLUDING ANY CONSEQUENTIAL DAMAGES, EVEN IF EPRI OR ANY EPRI REPRESENTATIVE OR UNESA OR ANY UNESA REPRESENTATIVE HAS BEEN ADVISED OF THE POSSIBILITY OF SUCH DAMAGES) RESULTING FROM YOUR SELECTION OR USE OF THIS DOCUMENT OR ANY INFORMATION, APPARATUS, METHOD, PROCESS, OR SIMILAR ITEM DISCLOSED IN THIS DOCUMENT.

ORGANIZATION(S) THAT PREPARED THIS DOCUMENT:

EPRI

CITATIONS

This report was prepared by:

Electric Power Research Institute.

3420 Hillview Ave.
Palo Alto, CA 94304.

Principal Investigators:

Revis James.
Bryan Hannegan.
Steve Gehl.
Tina Taylor.

Examen de EPRI

Estudio de UNESA “PROSPECTIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2030”

Octubre, 2007.

RESUMEN EJECUTIVO

UNESA ha elaborado un estudio, titulado “PROSPECTIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2030”, que hace una evaluación del futuro “mix” de generación de electricidad en España. Este estudio tiene en cuenta los objetivos existentes para la planificación de la generación, los objetivos de política energética de España y la Unión Europea, y la posible evolución del parque de generación eléctrica de España bajo un prisma de diferentes escenarios. Tal estudio requiere una serie de consideraciones referentes a varias tecnologías de generación: costes de capital, de operación y mantenimiento y de combustible; años de vida útil, factores de utilización; eficiencia termodinámica y grado de despliegue de cada tecnología.

EPRI tiene en curso varios programas de I+D que incluyen la evaluación de un amplio rango de tecnologías de generación y sus características técnicas y económicas. Los programas principales son entre otros: “Coal Fleet for tomorrow”, “Technology Assessment Guide” y “Energy Technology Assessment Center”. Como parte de los proyectos gestionados bajo estos programas, EPRI ha recopilado muchos datos del tipo de los utilizados en el estudio de UNESA objeto de este informe.

Consecuentemente y en base a la experiencia de EPRI, UNESA ha pedido a esta organización la realización de un examen de su estudio a fin de conocer la opinión de EPRI sobre la aceptabilidad del enfoque y de las hipótesis técnicas utilizadas. La evaluación de EPRI se ha centrado en las áreas siguientes:

- El enfoque técnico para el diseño y análisis de los escenarios y los casos analizados en el estudio de UNESA.
- Las hipótesis económicas con respecto a los costes presentes y futuros de capital, operación y mantenimiento y de combustibles para diferentes tecnologías de generación de electricidad.
- La credibilidad de las conclusiones técnicas.

Los entornos político y económico de Europa y España difieren de los de Estados Unidos en varios aspectos significativos. Algunos objetivos explícitos, relacionados con el despliegue de las tecnologías de generación y las emisiones de gases de efecto invernadero plantean condicionantes adicionales al de satisfacer un crecimiento sustancial de la demanda. Estos aspectos juegan un papel importante en el enfoque del estudio de UNESA y sus resultados. Así pues, EPRI no ha analizado o comentado estos temas o su papel en el diseño del estudio.

Las conclusiones clave del examen de EPRI incluyen:

- En general, los supuestos utilizados para los años de vida útil de los diferentes tipos de plantas de generación eléctrica son razonables y están en línea con la experiencia de Estados Unidos.
- Las hipótesis relativas a la disponibilidad y despliegue en el tiempo de las centrales nucleares avanzadas y de las plantas avanzadas de carbón con captura y almacenamiento de CO₂ son consistentes con los supuestos de EPRI en estas áreas.
- EPRI encuentra que las hipótesis de rendimientos económico y tecnológico utilizadas en el estudio son razonables y creíbles una vez comparadas con datos similares recopilados por EPRI para las mismas tecnologías.
- Dada la presencia de políticas de la UE y directrices que regulan la eficiencia en el uso final de la energía y el supuesto analítico de un ratio de crecimiento de la demanda futura sustancialmente más bajo que la media histórica, EPRI concluye que hipótesis significativas sobre la mejora de eficiencia en el uso final están inherentes en el análisis.
- Todos los escenarios y casos considerados en el estudio conllevan un desarrollo sustancial de renovables. EPRI señala que altos niveles de despliegue de renovables requerirán importantes inversiones tecnológicas y desarrollos en la red de transporte, y que UNESA ha indicado que estas necesidades están contempladas en España en procesos separados de planificación de las redes de transporte.

Conclusión global

En el ámbito del examen descrito, EPRI considera que el estudio de UNESA es técnicamente sólido y que las conclusiones técnicas son razonables, habida cuenta de las hipótesis y condicionantes considerados en el estudio. EPRI considera que las hipótesis de rendimiento económico y tecnológico utilizadas en el estudio son razonables y plausibles cuando se las compara con datos similares recopilados por EPRI para las mismas tecnologías. EPRI coincide con el enfoque de UNESA de considerar de forma integral un amplio abanico de opciones de tecnologías potenciales de generación en la evaluación de la futura cartera de generación española. El resto de este informe proporciona detalles adicionales del examen de EPRI.

EPRI Review

UNESA's Outlook for Electricity Generation for 2030

October, 2007.

EXECUTIVE SUMMARY

UNESA has prepared a study evaluating the future electricity generation mix in Spain, entitled "OUTLOOK FOR ELECTRICITY GENERATION FOR 2030". This study considers existing generation planning goals, European and Spanish policy goals, and the possible evolution of the electricity generation fleet in Spain under a range of different scenarios. Such a study requires a range of assumptions regarding various generation technologies: capital, O&M, and fuel costs; lifetimes, capacity factors, thermodynamic efficiencies, and deployment levels.

EPRI has several established R&D programs which involve evaluating a wide range of generation technologies and their technical and economic characteristics. Principal programs include the CoalFleet for Tomorrow program, the Technology Assessment Guide program, and the Energy Technology Assessment Center. As part of the projects managed under these programs, EPRI has compiled many of the same kinds of data as used in the UNESA study reviewed in this report.

Consequently, UNESA has requested that EPRI review their study with respect to reasonableness of technical assumptions and approach based on EPRI's experience. EPRI has focused this review on the following areas:

- *Technical approach to the design and analysis of the scenarios and cases analyzed in the UNESA study.*
- *Economic assumptions regarding current and future capital costs, operations & maintenance costs, and fuel costs for different electricity generation technologies.*
- *Plausibility of technical conclusions.*

The policy and economic environment in Europe and in Spain differ from those in the United States in several significant aspects. A number of explicit goals related to generation technology deployment and greenhouse gas emissions pose additional constraints beyond that of meeting substantial demand growth. These issues play a significant role in shaping the UNESA study approach and results. Therefore, EPRI did not review or comment on these issues or their role in the design of the study.

Key findings from the EPRI review include the following:

- *Generally, the assumed lifetimes of different types of existing power plants were found to be reasonable and in line with US experience.*
- *The assumptions regarding the timing of availability and deployment of advanced nuclear plants and advanced coal plants with CO₂ capture and storage are consistent with EPRI assumptions in these areas.*
- *EPRI finds the economic and technology performance assumptions used in the study to be reasonable and plausible when compared to similar data compiled by EPRI for the same technologies.*
- *Given the presence of EU policies and guidelines regulating end-use energy efficiency and the analytical assumption of a substantially lower future demand growth rate relative to the historical average, EPRI concludes that significant assumptions of improved end-use efficiency are inherent in the analysis.*
- *All of the scenarios and cases considered in the study entail a substantial deployment of renewables. EPRI notes that high levels of renewables deployment will require significant technology investment and deployment in the Transmission Grid, and that UNESA has indicated that separate transmission planning processes in Spain are addressing these needs.*

Overall Conclusion

Within the scope of the review as described above, EPRI finds the UNESA study to be technically sound and that its technical conclusions are reasonable, given the assumptions and constraints addressed in the study. EPRI finds the economic and technology performance assumptions used in the study to be reasonable and plausible when compared to similar data compiled by EPRI for the same technologies. EPRI concurs with the UNESA approach of comprehensively considering a wide range of potential generation technology options in evaluating the future Spanish generation portfolio. The remainder of this report provides additional details of EPRI's review.

PROSPECTIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2030

PROSPECTIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2030

1. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Con el análisis que a continuación se sintetiza, realizado en UNESA, se ha pretendido poner a disposición de los agentes interesados una primera reflexión sobre las posibilidades y alternativas que se vislumbran para satisfacer la demanda en un horizonte del año 2030.

Este ejercicio de “Prospectiva de Generación Eléctrica a 2030” tiene por finalidad plantear distintas alternativas de generación en ese horizonte para el Sistema peninsular español desde la perspectiva actual, es decir, teniendo en cuenta las tecnologías de generación hoy conocidas y su posible evolución, así como las necesidades energéticas de los próximos años y su extrapolación en el largo plazo con el fin de avanzar en la definición de algunos escenarios.

A este respecto debe tenerse muy presente que las inversiones en generación eléctrica son de elevada cuantía y con plazos de recuperación de las mismas muy largos, por lo que las decisiones que se tomen hoy y en los próximos años van a condicionar en gran medida las características del parque generador disponible en el futuro, y sin ninguna duda en el 2030.

A continuación se resumen las hipótesis manejadas y los resultados más relevantes.

DEMANDA E HIPÓTESIS DE EQUIPAMIENTO

Se ha establecido como evolución de la demanda la senda mostrada en el cuadro I.

En cuanto al equipo generador común a todos los casos se ha considerado el existente actualmente incrementado con el que está en construcción y planificado en el medio plazo. Cuadro II

Cuadro I. Demanda e hipótesis de equipamiento

					Incremento Anual	
	2005	2020	2025	2030	2005-20	2020-30
Demanda (TWh bc)	253,4	362,3	394,1	428,8	2,40%	1,70%
Punta de demanda (MW bc)	43.100	62.753	67.271	72.113	2,50%	1,40%

Cuadro II. Equipo de partida. Año 2013 (MW bc)

Nuclear	7.496
Carbón	8.814
CCGT	28.384
Hidroeléctrica	17.420
Reg Especial	37.064
Centrales de Punta	494
Total Potencia instalada	99.672

Adicionalmente se han incorporado:

- Hidráulica regulada + bombeo: incremento de 300 MW en 2018 y 400 MW en 2019.
- Eólica terrestre adicional al PER: 1.000 MW por año desde 2012 a 2020.
- Eólica marina: 500 MW anuales a partir de 2021.
- Solar fotovoltaica: 100 MW anuales desde 2012 hasta 2030.

En relación con el parque existente, se ha considerado una vida útil de las centrales de carbón de 40 años. Para centrales con una importante remodelación se ha considerado un alargamiento de vida de 15 años. Para las centrales de fuel/gas se ha considerado una vida útil de 35 años, para las de ciclo combinado, 30 años y para el parque nuclear actual, 60 años. Con estas hipótesis, la evolución del equipo firme sería la que se señala en el cuadro III.

DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Se han definido dos escenarios de utilización del equipo de combustibles fósiles (cuadro IV). En uno de ellos (Gas Prioritario), se parte de la premisa de que el coste variable del equipo de gas (coste combustible+coste del CO₂) es inferior al del equipo de carbón. En el otro (Carbón Prioritario) se admite que sucede al revés y, por tanto, se despachan preferentemente, con criterios de mercado, las centrales de carbón.

Cuadro III. Potencia equipo fijo (MW)

	2007	2013	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nuclear	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728
Carbón	11.547	9.313	8.207	6.778	5.026	4.094	4.094	1.710	581	581	581	581	581
Ciclos Combinados	18.387	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187
Centrales de Punta	4.499	520	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica Conv y Bombeo	16.670	17.685	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385
Régimen Especial	22.191	37.064	44.964	46.564	47.164	47.764	48.364	48.964	49.564	50.164	50.764	51.364	51.964
Cogeneración+Trat Residuos	6.500	8.900	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100
Eólica	12.500	22.000	29.000	30.500	31.000	31.500	32.000	32.500	33.000	33.500	34.000	34.500	35.000
Resto Renovables	3.191	6.164	6.864	6.964	7.064	7.164	7.264	7.364	7.464	7.564	7.664	7.764	7.864
Total Equipo Fijo	81.022	101.497	108.470	108.641	107.490	107.158	107.758	105.973	105.445	106.045	106.645	107.245	107.845

Cuadro IV. Escenarios

	Escenario Carbón Prioritario	Escenario Gas Prioritario
Precio del gas (€/MWh pcs)	20	12
Precio del carbón (\$/tec)	70	70
Precio del CO ₂ (€/t)	20	30

Se han considerado cuatro posibles equipamientos de nueva potencia de base, más uno adicional mixto, para satisfacer la demanda eléctrica y la punta de potencia anteriormente indicadas, como se esquematiza en el cuadro V.

En todos los Casos se considera además de las adiciones de equipo que se citan, la incorporación de centrales de punta que sean necesarias para mantener un índice de cobertura adecuado. En todos los casos, la participación de las energías renovables se mantiene en el 35% de la producción durante la década 2020-30, salvo en el Máxima penetración de Renovables que se eleva hasta el 50% en 2030. Cuadro VI

Cuadro V. Casos analizados

Casos	Equipo
Caso Base	Equipo fijo + Centrales de punta que sean necesarias
Caso Nuclear	Equipo fijo+ 6.500 MW de nueva Nuclear
Caso incorporación de Carbón con captura y almacenamiento	Equipo fijo + 6.500 MW de nuevas CT Carbón con captura
Caso Máxima penetración de Energías Renovables	Equipo fijo + 27.000 MW Renovables adicionales, (Eólica y solar)
Caso Mixto*	Equipo fijo + 2.600 MW Nucleares + 3.900 MW de Carbón con captura

* Se analiza en el apartado 6 (Consideraciones finales)

**Cuadro VI. Resumen de equipamientos analizados (MW netos)
Potencias instaladas en 2030**

Casos:	Máximo aprovecham. Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración Renovables	Carbón con captura	Caso Mixto Carbón con captura-Nuclear
Nuclear	7.496	13.801	7.496	7.496	10.018
Carbón	562	562	562	6.834	4.325
Ciclos Combinados	28.384	28.384	28.384	28.384	28.384
Hidroeléctrica	18.110	18.110	21.360	18.110	18.110
Régimen Especial	51.964	51.964	75.714	51.964	51.964
Eólica	35.000	35.000	58.750	35.000	35.000
Resto Renovables	7.864	7.864	7.864	7.864	7.864
Cogeneración	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100
Potencia Punta	25.202	18.412	19.182	18.651	18.693
Total MW bc	131.717	131.232	152.698	131.438	131.494

Con el fin de presentar sintéticamente algunos de los resultados a que conducen los escenarios y casos analizados, como se especifica en el cuadro VI, se han seleccionado algunos indicadores sencillos, entre los que cabe destacar los siguientes:

- Nivel de emisiones de CO₂.
- Nivel de inversiones necesarias.
- Grado de dependencia exterior de los combustibles fósiles.
- Diferencia de costes respecto al caso base.

Cuadro VII. Resumen de Resultados de los casos y escenarios analizados

Escenarios	Gas Natural Prioritario					Carbón Prioritario				
	Máximo aprovecham. Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración Renovables	Caso Mixto Carbón con Captura-Nuclear		Máximo aprovecham. Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración Renovables	Carbón con captura	Caso Mixto Carbón con captura-Nuclear
Suma de costes (millones €)*	82.060	74.316	96.788	81.326		101.699	89.943	110.199	99.225	95.292
Media de emisiones (miles t CO ₂)	57.594	46.321	40.136	51.656		69.468	58.345	51.380	61.267	60.036
% sobre 1990	-2%	-21%	-32%	-12%		18%	-1%	-13%	4%	2%
Inversiones necesarias en generación (millones €)	39.697	51.106	71.905	49.601		39.697	51.106	71.905	48.598	49.601
Dep Energ Exterior	50%	43%	39%	45%		48%	41%	36%	46%	43%
	Diferencias de costes entre los distintos escenarios en caso de que el Gas sea Prioritario					Diferencias de costes entre los distintos escenarios en caso de que el Carbón sea Prioritario				
Diferencia (millones €)**	7.744	-	22.472	7.009		11.756	-	20.256	9.282	5.349

* Suma no financiera de costes 2020-30 que varían entre los distintos escenarios y casos. Coste combustibles fósiles, nuclear y O&M + Coste CO₂ + Amortización y retribución de inversiones + Remuneración Renovables.

** Diferencia con respecto al equipamiento de menor coste diferencial en el escenario de coste variable correspondiente (en millones de euros), que en ambos escenarios es el caso de Expansión Nuclear.

NOTA

Los cuadros I, II, III, IV, V y VII de este Resumen y Conclusiones, se corresponden con los cuadros 3, 4, 5, 6, 7 y 17 del Informe.

Conclusiones

En el presente ejercicio se ha tratado de analizar algunos escenarios de costes de combustibles y equipamientos, en ambos casos relativamente extremos, con el fin de evaluar las diferencias para diversos parámetros –emisiones de CO₂, costes, inversiones, dependencia energética– y acotar las posibles variaciones de los mismos en el largo plazo.

Con independencia de que en el conjunto de parámetros e hipótesis que se han manejado se acierte en mayor o menor grado en el largo plazo, el análisis de los resultados globales del ejercicio pone fundamentalmente de manifiesto que para lograr un sistema eléctrico robusto, esto es, fiable y sostenible cualesquiera que sean las circunstancias en los mercados energéticos, hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Durante las dos próximas décadas es fundamental para el sistema eléctrico español mantener el parque nuclear existente en la actualidad, tanto desde los puntos de vista de emisiones de gases de efecto invernadero, y de reducción de la dependencia energética, como de laminación de los costes del sistema y de las necesidades de inversión.
- También es fundamental incorporar a largo plazo tecnologías de base que garanticen su disponibilidad, que contribuyan a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y que presenten costes relativamente estables. En este sentido, las posibilidades son: nuevas centrales nucleares y centrales de carbón limpio con captura y almacenamiento. Ambas tecnologías no debieran considerarse alternativas, sino complementarias entre sí y con el equipamiento de gas natural disponible
- De la misma forma y desde los puntos de vista de emisiones de gases de efecto invernadero y de reducción de la dependencia energética, es importante continuar en la senda de introducción de una mayor cuota de energías renovables para generación eléctrica. Una mayor o menor penetración debiera depender de la capacidad de estas tecnologías para reducir sus costes y de que se avance en la integración técnica de las mismas en el sistema.
- Por último, son fundamentales políticas de demanda dirigidas tanto a conseguir un uso eficiente de la energía como el aplanamiento relativo de la curva de carga. Para ello las políticas de correcta formación de los precios y de información al público en materia de ahorro, eficiencia y racionalidad en el uso de la energía son aspectos ineludibles.

Dicho de otra forma, la clave para obtener un sistema eléctrico robusto y sostenible pasa por su diversificación, tanto de fuentes de energía primaria, incluida su diversificación geográfica en cuanto a orígenes, como tecnológica, como de emplazamientos, así como por una red de transporte y distribución lo suficientemente mallada e interconectada.

2. INTRODUCCIÓN

Este ejercicio de “Prospectiva de Generación Eléctrica a 2030” tiene por finalidad vislumbrar las distintas alternativas de generación en el horizonte del 2030 desde la perspectiva actual, es decir, teniendo en cuenta las tecnologías de generación hoy conocidas y su posible evolución, así como las necesidades energéticas de los próximos años y su extrapolación en el largo plazo con el fin de avanzar en la definición de algunos escenarios de largo plazo.

A este respecto debe tenerse muy presente que las inversiones en generación eléctrica son de elevada cuantía y con plazos de recuperación de las mismas muy largos, por lo que las decisiones que se tomen hoy y en los próximos años van a condicionar en gran medida las características del parque generador disponible en el futuro, y sin ninguna duda en el 2030. Tampoco hay que olvidar que los trámites de autorización de este tipo de instalaciones, además de ir haciéndose cada vez más prolijos y complejos, van paulatinamente alargándose, por lo que los tiempos de reacción o de inercia para cambiar un rumbo predefinido son muy amplios.

En el presente estudio se parte de una demanda eléctrica estimada para 2030 –que ya internaliza las medidas de ahorro y eficiencia en el uso final de la electricidad– y se analizan distintas posibilidades de cobertura según la tecnología de generación eléctrica a emplear.

Es preciso reseñar que también se ha realizado un análisis de los estudios sobre prospectiva energética/eléctrica realizados recientemente por organismos e instituciones internacionales de reconocido prestigio en esta materia¹. Todos muestran una serie de coincidencias temáticas sobre las actuaciones a considerar:

- Impulso al ahorro energético.
- Papel de la energía nuclear.
- Fomento de las energías renovables.
- Uso de tecnologías de combustión limpia de combustibles fósiles.
- Uso de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂.

Por otra parte, la cobertura de la demanda, además de procurar que se haga a un coste razonable por razones de competitividad de la economía en general, debe ser compatible con los principios de seguridad de suministro desde el punto de vista del abastecimiento de energía primaria de terceros países, tanto en cantidad como en precio, y ser compatible con los crecientes requisitos de protección del medio ambiente, principalmente en lo que a emisiones a la atmósfera se refiere y, en particular, sobre la lucha contra el cambio climático.

1. - El proyecto “Role of electricity”. Eurelectric 2007.

- Tendencias Energéticas al 2030 en el mundo. WEO 2006. Agencia Internacional de la Energía 2006.

- Tendencias Energéticas al 2030 en la UE-25. España. Escenario Base. Dirección General de la Energía. Comisión Europea. 2005.

Muchos de los objetivos de reducción de las emisiones a la atmósfera y en particular las obligaciones nacionales son objeto de arduas negociaciones en organismos supranacionales (Naciones Unidas, Unión Europea, etc.), de los que un ejemplo claro es la lucha contra el cambio climático. El presente estudio no tiene por finalidad determinar o realizar una apuesta sobre el previsible resultado de las futuras negociaciones para establecer objetivos cuantitativos en materia de cambio climático, ni en otros ámbitos medioambientales en el futuro. Ahora bien, ello no es óbice para que en todos los escenarios analizados se haya considerado como una variable crítica la evolución de las emisiones de CO₂ y su valoración económica.

Los combustibles fósiles van a seguir desempeñando un papel clave durante las próximas décadas y, en particular, el carbón y el gas natural en lo que a generación eléctrica se refiere. Sobre éstos, se han establecido dos escenarios de precio, de forma que los costes variables más los costes del CO₂ den lugar a que la producción con gas natural sea más competitiva (Gas Prior) o que, por el contrario, lo sea la producción carbón (CarbónPrior).

Además, en todos los casos el parque generador nuclear actual se mantiene en operación durante 60 años y para el equipo convencional se ha considerado, para las centrales de carbón, una vida útil de 40 años, o 15 adicionales desde que se proceda a actualizar las instalaciones a la normativa medioambiental que entra en vigor el 2008 en materia de emisiones. Para los ciclos combinados de gas natural se ha considerado una vida útil de 30 años.

Asimismo, también se ha considerado una importante incorporación mínima de energías renovables cualquiera que sea el escenario evaluado.

Sobre la base de estos dos escenarios se han analizado diversos supuestos (casos) de expansión del equipo generador para satisfacer la demanda eléctrica prevista para 2030, que son resumidos en el cuadro 1.

Cuadro 1. Casos analizados

Casos	Equipo	Utilización relativa al parque térmico existente
Base	Equipo fijo + Centrales de punta	Carbón Prior Gas Prior
Nuclear	Equipo fijo + 6.500 MW Nuclear + Centrales de punta	Carbón Prior Gas Prior
Renovable	Equipo fijo + 27.000 MW Renovables + Centrales de punta	Carbón Prior Gas Prior
Carbón nueva generación	Equipo fijo + 6.500 MW Carbón + Centrales de punta	Carbón Prior

Adicionalmente a estos cuatro casos básicos que se detallan pormenorizadamente a lo largo del análisis, se ha incorporado un caso adicional en el apartado 6. Consideraciones finales, que se ha denominado caso mixto. Cuadro 2

Todos los escenarios de equipo, obviamente, se han realizado para satisfacer una demanda común a todos ellos. No obstante, dada la distinta naturaleza de las tecnologías y fuentes de energía primaria que utilizan cada una de ellas dan lugar a distintos volúmenes de inversión, distintos costes variables, distintos grados de dependencia y seguridad y también distintos niveles de emisiones de CO₂.

A la hora de comparar el coste de los distintos escenarios, sólo se han tenido en cuenta los costes de generación, que incluyen, además de la inversión, los variables de combustible y de emisión de gases de efecto invernadero y residuos nucleares; pero no los de otras actividades como son los de transporte y distribución, ni los que puedan ser necesarios en el sistema gasista. Finalmente, no se ha pretendido calcular un valor absoluto de coste, ya que siendo tantas las variables de prospección, económicas, materias primas y combustibles, pocas son las probabilidades de acierto, pero sí estimar en dos supuestos de coste de los combustibles fósiles (gas natural más competitivo que el carbón y viceversa), los costes diferenciales, con respecto al escenario base que resulta en cada uno de ellos.

En definitiva, se ha realizado un sencillo pero completo análisis de la generación eléctrica peninsular centrándose en el periodo 2020-30 con diversas hipótesis de equipamiento. En los siguientes apartados se resumen las principales hipótesis y resultados.

Adicionalmente a este análisis de planificación, se han estudiado algunas cuestiones importantes en relación con el futuro de la energía al horizonte 2030, sus retos y limitaciones, que se han sintetizado en anejos, con el fin de proporcionar una visión más amplia de la problemática energética a largo plazo

En el Anexo I se sintetizan las premisas, planteamientos y conclusiones del proyecto “Role of Electricity” de Eurelectric, que tiene como objeto analizar la contribución que la electricidad puede aportar en el logro de los tres objetivos de política energética: la lucha contra el cambio climático, la seguridad del abastecimiento energético y la competitividad de la U.E.

Se concluye que dichos objetivos pueden hacerse realidad con una política asentada en la eficiencia energética por el lado de la demanda, el desarrollo de fuentes y tecnologías de bajo contenido de carbono y una explotación activa de las sinergias entre dichas fuen-

Cuadro 2. Caso mixto

Casos	Equipo	Utilización relativa al parque térmico existente
Mixto	Equipo fijo 2.600 MW Nucleares + 3.900 MW carbón con captura + Centrales de punta	Carbón prior Gas prior

tes y tecnologías y las electrotecnologías eficientes en el uso final, especialmente en los sectores de calor-frío y transporte.

En el Anexo II se presentan los resultados del escenario Base⁽²⁾ de la DG TREN de la Comisión Europea, en su versión actualizada de 2005, para simular el futuro energético hasta el año 2030 del conjunto de la UE-25 y cada uno de los Estados miembros. Los datos y resultados que se exponen y comentan son los de los años 2005 y 2030 correspondientes a la UE-25 y a España.

El escenario Base representa un futuro definido por las tendencias actuales y las políticas implantadas por los Estados miembros hasta finales de 2004. La conclusión más evidente es que el escenario Base de la DG TREN, sustentado en el concepto “business as usual” y las políticas decididas antes de finales de 2004, no conduce a un futuro energético sostenible, ni desde el punto de vista de la lucha contra el cambio climático, ni de reducción de la dependencia de Europa de las importaciones de energía primaria, principalmente petróleo y gas natural. Por tanto, hay que afrontar los retos que implican la mejora de la eficiencia y ahorro energético, el desarrollo de las energías renovables y otras autóctonas como la nuclear, lograr la mayor diversificación posible, y reducir las emisiones de CO₂.

En el Anexo III, se resume la respuesta de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) a la petición de asesoramiento de los líderes del grupo G8 y países invitados a las reuniones de Gleneagles (Julio 2005) y San Petersburgo (Julio 2006) sobre escenarios energéticos y estrategias alternativas encaminadas al logro de un futuro energético limpio, inteligente y competitivo, ante la preocupación de dichos líderes por mantener la seguridad de abastecimiento energético y controlar el cambio climático. La AIE analiza el futuro energético del mundo utilizando el 2030 como año horizonte y haciendo uso de dos escenarios, identificados como de Referencia y Alternativo. Con ambos escenarios se analiza el futuro energético en las mismas hipótesis de crecimiento económico y de población y de precios de la energía.

En el Anexo IV se sintetiza la normativa medioambiental vigente y aquella que está en discusión, y que va a definir las condiciones de contorno a las que estará sujeta la producción de electricidad a partir de combustibles fósiles, fundamentalmente en lo que a emisiones a la atmósfera se refiere.

En el Anexo V se exponen algunas reflexiones sobre los condicionantes para la generación eléctrica a largo plazo que se pueden introducir como consecuencia de las políticas y medidas para la limitación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

En el Anexo VI se resume el estado del arte de las distintas tecnologías que tienen como objetivo el desarrollo y despliegue de la combustión de carbón de forma que se produzcan bajas o nulas emisiones de gases de efecto invernadero y, en concreto, las denominadas de Captura y Almacenamiento.

2. European Energy and Transport. Trends to 2030, Update 2005. European Commission, May 2006.

En el Anexo VII se resumen algunas cuestiones de interés relativas a la utilización de la energía nuclear, tanto en lo referente al mantenimiento en explotación del parque actualmente existente como de incorporar en el medio-largo plazo una potencia significativa adicional.

Y en el Anexo VIII se recogen las características del equipo generador contemplado en el presente análisis.

3. HIPÓTESIS DE PARTIDA

3.1. DEMANDA Y CRECIMIENTO DE LA PUNTA DE DEMANDA

Se ha partido de la demanda y la punta extrema que manejó el MITYC en la Planificación de redes 2005-11; únicamente señalar que se ha incrementado dicha demanda en 8.000 GWh (en 2005) para tener en cuenta el efecto que sobre la misma tendría el RDL 7/06 al permitir a los autoprodutores (cogeneradores) verter toda su energía a la red y no sólo los excedentes (cuadro 3). Esa medida, a medio plazo, se traducirá en una mayor demanda del Sistema Peninsular, a la que irá asociada una mayor energía vertida a la red por parte del régimen especial.

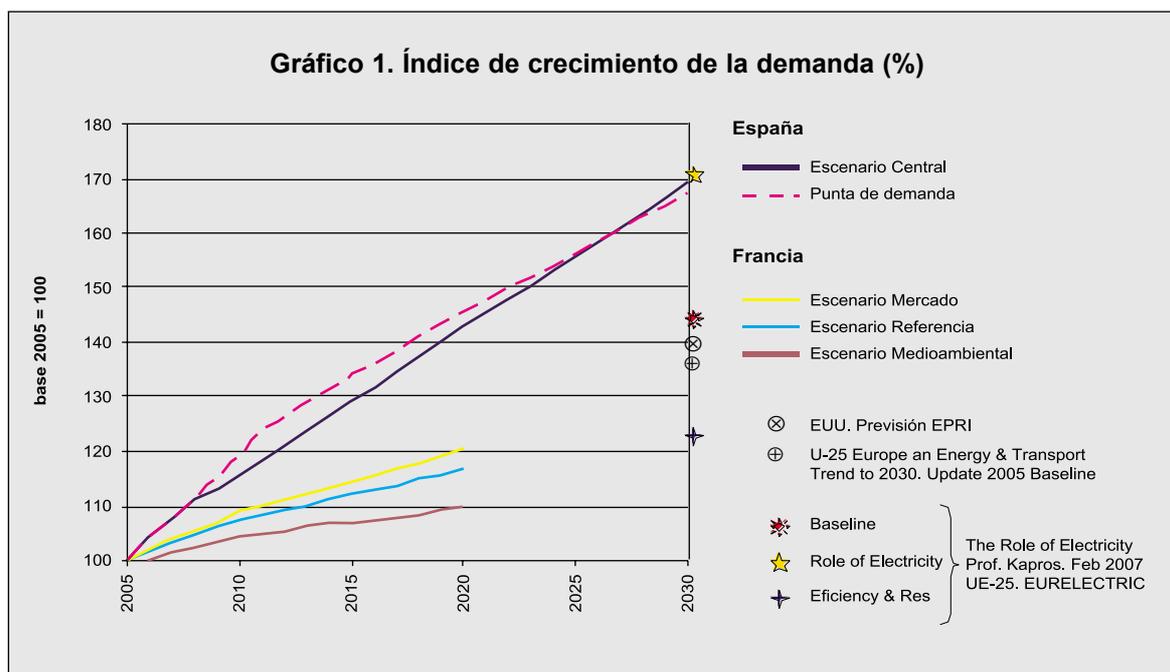
Este crecimiento de la demanda, relativamente moderado frente a las tasas de los últimos años, lleva implícito un menor crecimiento de la misma de una cuantía considerable, asumiendo que respecto a un escenario BAU, durante los próximos años se van a tomar medidas importantes de ahorro de energía y gestión de la demanda, tal como sugiere la Directiva UE sobre eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos, que plantea un ahorro como objetivo indicativo del 9% en 9 años; el Consejo Europeo de Bruselas de 8 y 9 de marzo³, que insiste en incrementar la eficiencia para lograr un ahorro del 20% del consumo de energía en la UE en 2020 frente a los valores del Libro Verde sobre eficiencia energética o la estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética que para el horizonte 2012 preveía un ahorro del consumo eléctrico de 20.000 GWh anuales frente a un escenario tendencial.

Con todo, el crecimiento de la demanda es todavía importante y está en la banda superior de distintas referencias internacionales para países desarrollados, en términos de crecimiento anual, como se pone de manifiesto en el gráfico 1.

Cuadro 3. Demanda y Punta de Demanda

	Incremento Anual					
	2005	2020	2025	2030	2005-20	2020-30
Demanda (TWh bc)*	253,4	362,3	394,1	428,8	2,4%	1,7%
Punta de demanda (MW bc)	43.100	62.753	67.271	72.113	2,5%	1,4%

* Como mera referencia, en Francia se maneja una previsión de crecimiento medio entre 0.8 y 1.3% en 2010-20.



En cuanto a la punta de demanda, se ha admitido que, como consecuencia de las medidas de gestión y de la liberalización de los precios a partir de los primeros años de la próxima década, comenzará a laminarse con respecto a la demanda anual, tal y como se manifiesta en la tabla y gráficos anteriores.

En esta primera etapa no se ha considerado necesario abrir una horquilla para el análisis de diversos rangos de crecimiento de la demanda, por simplicidad en el estudio. De todas formas, si sobre esta demanda central contemplada, equivalente a un 2,12% anual acumulativo en 2005-30 se quisiera analizar un escenario superior con un punto anual porcentual más de crecimiento de la demanda, la demanda descrita para 2030 se adelantaría al año 2021. En esa situación, con el equipo considerado firme en ese año se podría satisfacer razonablemente esa demanda de energía anual únicamente añadiendo el equipo de punta necesario. En definitiva, un mayor o menor crecimiento de la demanda podría resolverse adelantando o retrasando la incorporación de equipos generadores para su satisfacción.

En el caso de que la demanda en 2016 fuese la prevista en el escenario central de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2007-16, esto es, alcanzase en ese año los 348.000 GWh, de mantenerse la senda de crecimiento relativo del presente análisis desde ese año en adelante, la demanda prevista para 2030 se alcanzaría unos dos años antes y en esa medida habría que adelantar las necesidades de entrada de nuevo equipo aproximadamente.

3. Conclusiones de la Presidencia del Consejo Europeo de Bruselas (8 y 9 de marzo de 2007). Insiste en la necesidad de incrementar la eficiencia energética en la UE para lograr el objetivo de ahorrar un 20% del consumo de energía de la UE en comparación con los valores proyectados para 2020, según las estimaciones de la Comisión en su Libro Verde sobre la eficiencia energética, e insta a los Estados miembros a que aprovechen adecuadamente a tal efecto sus Planes de acción nacionales en materia de eficiencia energética.

Cuadro 4. Equipo fijo de partida. Año 2013 (MW bc)

Nuclear	7.496
Carbón	8.814
CCGT	28.384
Hidroeléctrica	17.420
Reg Especial	37.064
Centrales de Punta	494
Total Potencia instalada	99.672

3.2. EQUIPO GENERADOR DE PARTIDA

Se ha partido de la base de que en el entorno de 2011-13, el equipo generador peninsular se adecua a las previsiones de la Planificación de redes 2006-11. Cuadro 4

Adicionalmente, y en todos los casos, se ha tenido en cuenta determinados incrementos del equipo fijo, que se resumen a continuación:

- Hidráulica regulada + bombeo: incremento de 300 MW en 2018 y 400 MW en 2019.
- Eólica terrestre adicional al PER: 1.000 MW por año desde 2012 a 2020.
- Eólica marina: 500 MW anuales a partir de 2021.
- Solar fotovoltaica: 100 MW anuales desde 2012 hasta 2030.

3.3. BAJAS DEL EQUIPO GENERADOR

Como criterio general se ha contemplado una vida útil de las centrales de carbón de 40 años. En el caso de aquellas centrales que están siendo objeto de una importante remodelación se ha considerado un alargamiento de vida de 15 años desde la remodelación.

Para las centrales de fuel/gas se ha considerado una vida útil de 35 años. Por tanto, todas estarán fuera de servicio en 2020.

Para las centrales de ciclo combinado se ha considerado una vida útil de 30 años.

Se ha considerado una vida útil del parque nuclear actual de 60 años. Por tanto, no se consideran bajas del parque nuclear antes de 2030.

Como se ha dicho, adicionalmente a este equipo se considera que, como equipo fijo, se incorporan anualmente 100 MW solares durante todo el período, 1000 MW eólicos terrestres hasta 2020 y a partir de ese año se supone que se incorporan 500 MW eólicos offshore anuales.

En definitiva, la evolución del equipo firme para todos los casos analizados figura detallado en el cuadro 5.

Cuadro 5. Potencia equipo fijo (MW)

	2007	2013	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nuclear	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728
Carbón	11.547	9.313	8.207	6.778	5.026	4.094	4.094	1.710	581	581	581	581	581
Ciclos Combinados	18.387	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187	29.187
Centrales de Punta	4.499	520	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica Conv y Bombeo	16.670	17.685	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385	18.385
Régimen Especial	22.191	37.064	44.964	46.564	47.164	47.764	48.364	48.964	49.564	50.164	50.764	51.364	51.964
Cogeneración+Trat Residuos	6.500	8.900	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100
Eólica	12.500	22.000	29.000	30.500	31.000	31.500	32.000	32.500	33.000	33.500	34.000	34.500	35.000
Resto Renovables	3.191	6.164	6.864	6.964	7.064	7.164	7.264	7.364	7.464	7.564	7.664	7.764	7.864
Total Equipo Firme	81.022	101.497	108.470	108.641	107.490	107.158	107.758	105.973	105.445	106.045	106.645	107.245	107.845

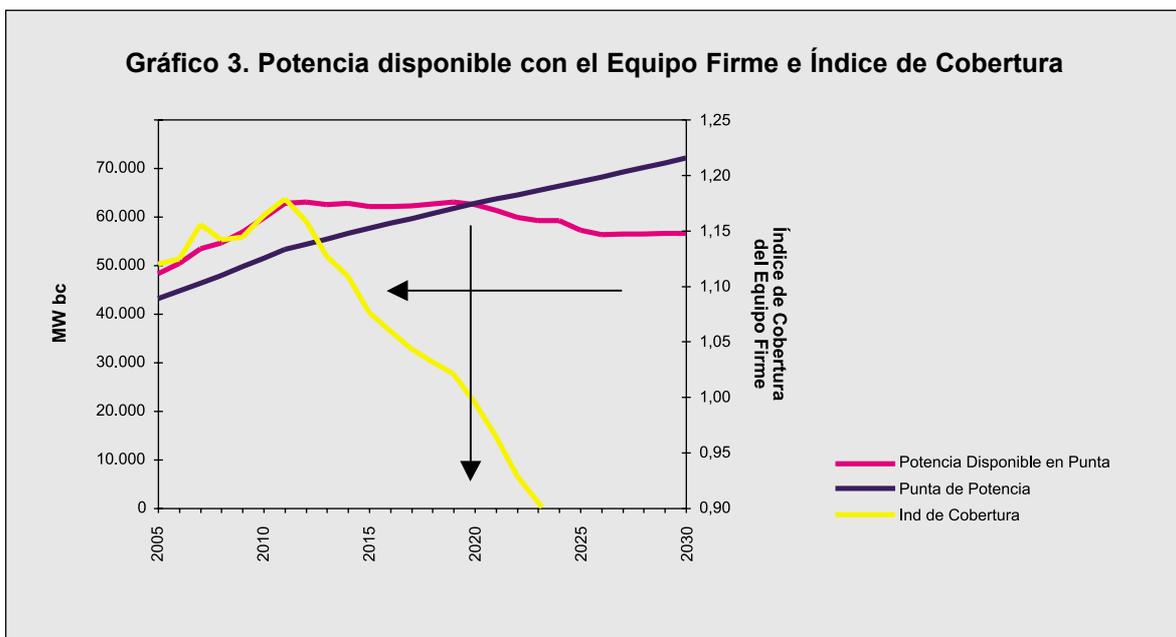
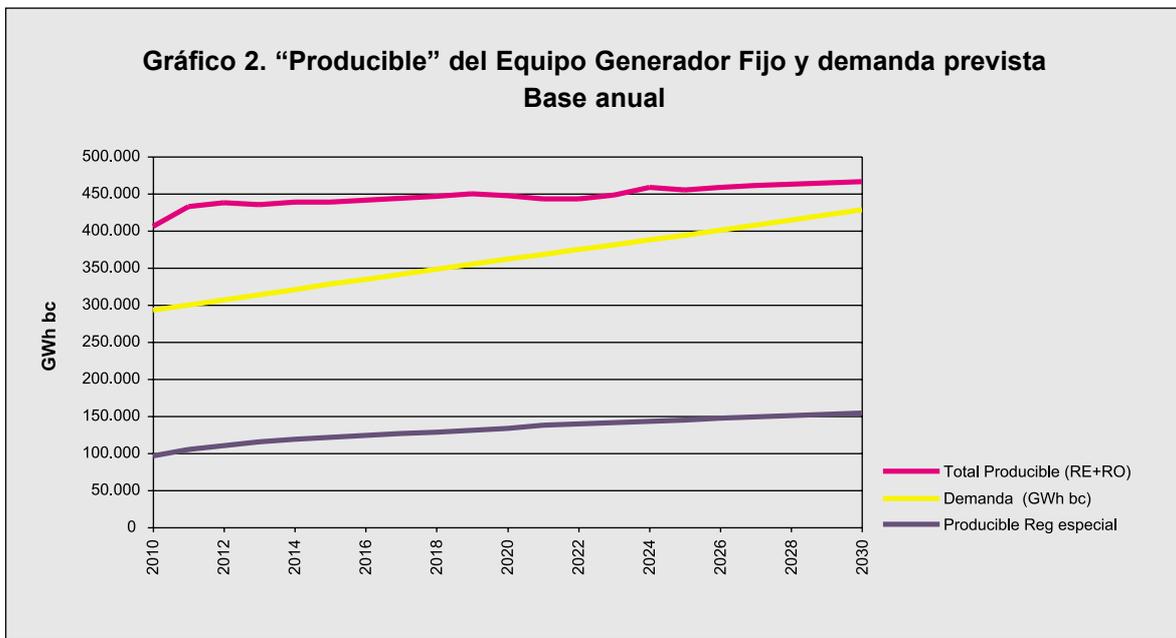
Se puede observar que hay diversas tecnologías que no modifican su potencia firme a lo largo de la mayor parte del periodo objeto de análisis:

- La energía nuclear: se parte de la base de que el equipo nuclear actualmente en explotación se mantiene en activo hasta los sesenta años de vida útil.
- Para las centrales de ciclo combinado se ha considerado una vida útil de 30 años, con lo cual no se produce ninguna baja antes de 2030.
- Para las centrales minihidráulicas, la biomasa, la solar térmica se admite que una vez logrados los objetivos del Plan de Energías Renovables la potencia se mantendrá constante, esto es, se repondrá la que vaya finalizando su vida útil, pero no se producirá un aumento sustancial de la potencia instalada.
- La cogeneración, aunque en diversos documentos de la UE se propone como objetivo indicativo para el conjunto de países una penetración del 18% y que en España se asociaba al grupo "a" del RD 436/04, entendemos que, en realidad para contabilizar adecuadamente el nivel de cogeneración habría que contemplar no sólo el Grupo a) sino también las instalaciones de tratamiento de residuos (Grupo d) del RD 436/04, como efectivamente se hace ya en el RD 661/07) y, además, los cuatro ciclos combinados de 400 MW que funcionan en modo cogeneración, aunque estén inscritos a todos los efectos como instalaciones de régimen ordinario. De todas formas se ha admitido que la cogeneración en Régimen Especial alcanza la previsión de la planificación indicativa (9.100 MW) con cierto retraso (2014) y a partir de ese nivel se satura.

3.3.1. OTRAS CONSIDERACIONES PREVIAS

En las hipótesis mencionadas, hay que señalar que con el equipo considerado como firme y desde un punto de vista de necesidades de energía anuales, dicho equipo sería suficiente para abastecer la demanda de energía hasta 2028, como se pone de manifiesto en el gráfico 2.

Las necesidades de incorporar potencia adicional a la considerada firme vendrían determinadas por la forma de la curva de carga, esto es, para satisfacer la demanda de las horas punta con un determinado índice de cobertura por una parte, y por otra, si se desea reducir la dependencia energética del exterior, las emisiones de determinadas tecnologías y/o el coste total de la generación. Gráfico 3



4. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS Y CASOS DE ANÁLISIS

4.1. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Se han definido dos escenarios de utilización del equipo de combustibles fósiles. En uno de ellos, (Gas Prior) se parte de la premisa de que el coste variable del equipo de gas (coste combustible+coste del CO₂) es inferior al del equipo de carbón. En el otro (Carbón Prior) se admite que sucede al revés y, por tanto, se despachan preferentemente, con criterios de mercado, las centrales de carbón.

En ambos escenarios se ha supuesto que existen una serie de grupos de ciclo combinado que operan en modo cogeneración y su funcionamiento, independientemente de consideraciones económicas, es preferente frente al resto de centrales térmicas (4*400MW).

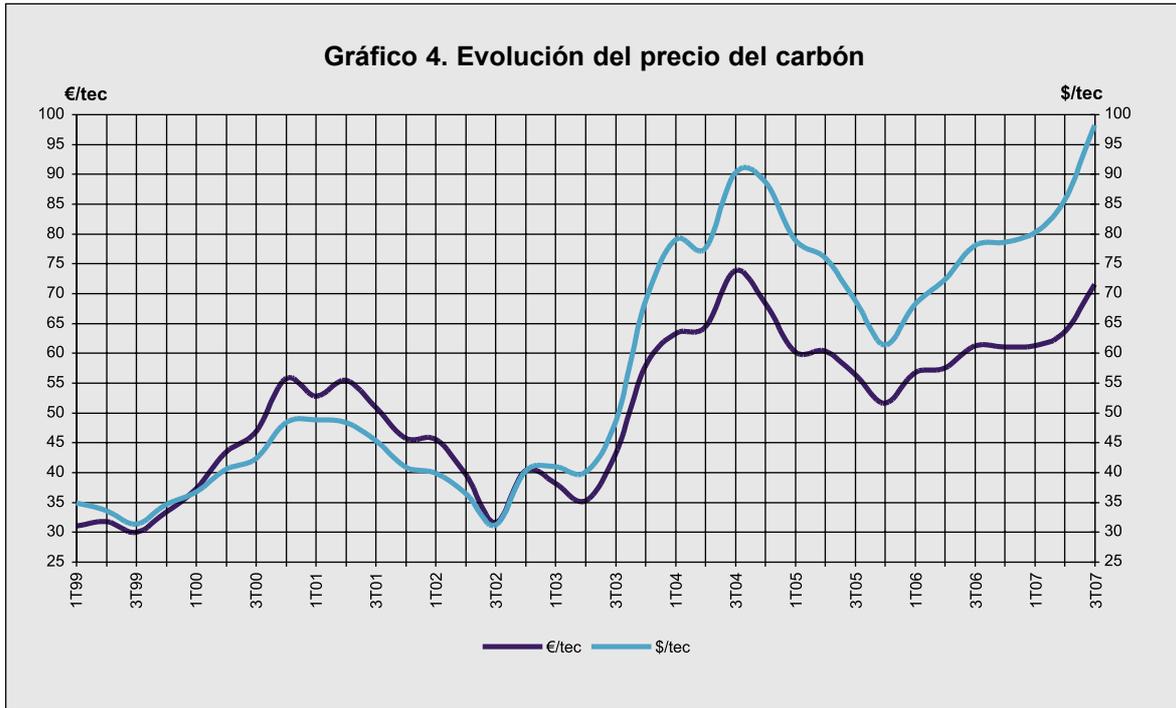
De forma análoga, se ha considerado que los grupos de carbón de potencia inferior a 350 MW son despachados siempre como último bloque para relleno del hueco térmico de forma previa a las instalaciones de potencia de punta (y siempre por detrás de los ciclos combinados).

Los parámetros de costes que se han manejado para definir el Caso Base en los escenarios de “Carbón prioritario” y “Gas natural prioritario” son los que se indican en el cuadro 6.

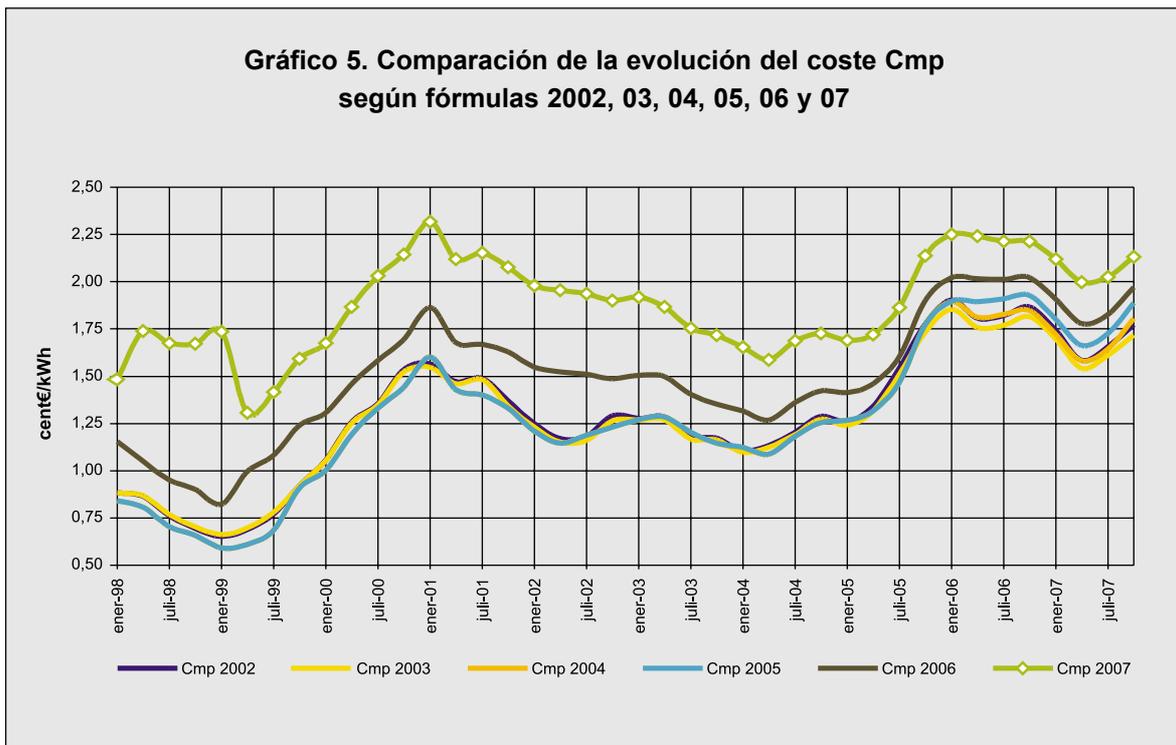
Cuadro 6. Escenarios

	Escenario Carbón Prioritario	Escenario Gas Prioritario
Precio del gas (€/MWh pcs)	20	12
Precio del carbón (\$/tec)	70	70
Precio del CO ₂ (€/t)	20	30

Como es sabido, el hacer estimaciones sobre precios de combustible a largo plazo presenta un grado muy elevado de incertidumbre. Gráfico 4



Fuente: Estadísticas McCloskey Coal Report; Elaboración UNESA.



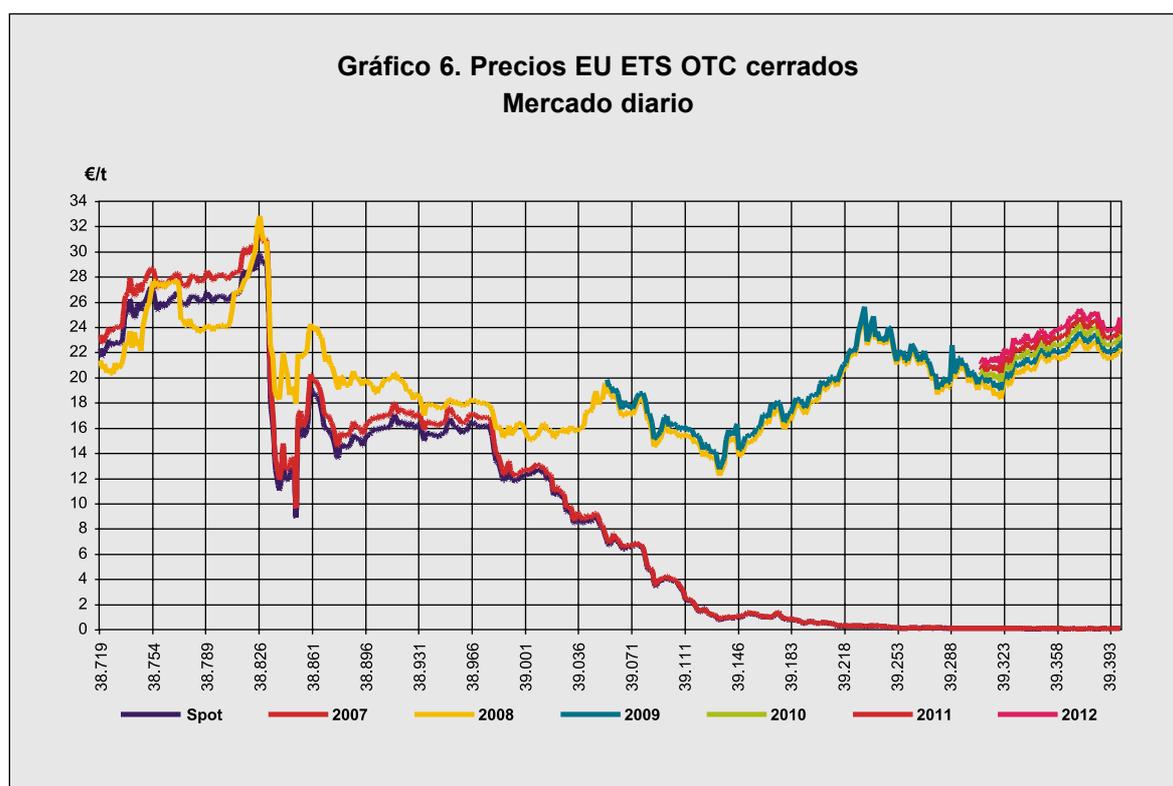
Fuente: BOE y Platts; Elaboración UNESA.

El criterio básico ha sido el de mantener el precio de carbón constante al nivel de 2005 y variar entre dos situaciones conocidas el precio del gas. En el escenario de Carbón prioritario se asume un precio del gas alto, a los niveles medios del año 2006, y en el escenario de Gas prioritario se asume un nivel de precios en la banda inferior de los últimos años. Gráfico 5

En cuanto al coste del CO₂ y aunque en ocasiones se admite que su precio resultará del arbitraje de costes variables carbón-gas para generación eléctrica, se ha preferido por diversas razones fijarlo dentro de una banda relativamente estrecha y comúnmente admitida para el largo plazo, aunque existen referencias que lo estiman a ese plazo a 30-50 t/t CO₂. De todas formas, con las hipótesis de precios de combustibles manejados, el valor de 30 €/t CO₂ es suficiente para alterar el orden de mérito. Gráfico 6

En definitiva y como idea principal de este apartado, lo que se quiere poner de manifiesto es que en el presente análisis se contemplan dos escenarios diferentes: en uno de ellos, "Gas prioritario", se considera que ese combustible es preferente frente al carbón, y por tanto, con criterios de mercado la tecnología de ciclo combinado se despacha de la forma prioritaria frente al carbón. En el otro escenario, "Carbón prioritario", sucede lo contrario.

En ambos escenarios de costes de combustibles se han definido diversos casos, que varían entre sí en el equipamiento de cada uno.



4.2. DEFINICIÓN DE CASOS ANALIZADOS

En ambos escenarios de costes de los combustibles se han analizado diversos supuestos, relativamente extremos, de expansión del equipo generador.

En el cuadro 7 se resumen los casos analizados.

Cuadro 7. Casos analizados

Casos	Equipo	Utilización relativa al parque térmico existente	Caso
Caso Base	Equipo fijo + Centrales de punta que sean necesarias	Carbón preferente	Carbón Prioritario. Máximo aprovechamiento del Equipo 2011.
		Gas natural preferente	GN Prioritario. Máximo aprovechamiento del Equipo 2011.
Caso Nuclear	Equipo fijo + 6.500 MW de nueva Nuclear + Centrales de punta que sean necesarias	Carbón preferente	Carbón Prioritario Expansión Nuclear.
		Gas natural preferente	GN Prioritario. Expansión Nuclear.
Caso Carbón con Captura y Almacenamiento	Equipo fijo + 6.500 MW de nuevas CT Carbón con captura + Centrales de punta que sean necesarias	Carbón preferente	Incorporación de Carbón Limpio con Captura.
Caso Máxima penetración de E.R.	Equipo fijo + 27.000 MW renovables adicionales + Centrales de punta que sean necesarias	Carbón preferente	Carbón Prioritario. Máxima penetración de Renovables.
		Gas natural preferente	GN Prioritario. Máxima penetración de Renovables.
Caso Mixto*	Equipo fijo + 2.600 MW nucleares + 3.900 MW de Carbón con captura + centrales de punta que sean necesarias	Carbón preferente	Carbón prioritario. Equipo Mixto.
		Gas natural preferente	Caso GN Prioritario Equipo Mixto.

* Se analiza en el apartado 6. Consideraciones finales.

4.3. DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS

Consideraciones generales

En el presente análisis, se han contemplado varias posibilidades de equipamiento para atender al crecimiento de la demanda y sustituir las bajas de equipo que se han considerado.

Una prioridad a la hora de definir ese nuevo equipamiento ha sido la de tener en cuenta en la medida de lo posible en qué zona de la curva de carga (punta o base) se producen necesidades de nueva potencia e incorporar la potencia adecuada a esa necesidad.

Ese criterio, si bien puede ser discutible, se ha considerado más adecuado que el otro criterio alternativo que se ha utilizado en estudios y, en la práctica, en ocasiones y que consistiría en incorporar más equipos en base de los estrictamente necesarios, capaces de proporcionar un menor coste unitario del KWh, y que desplazarían a los equipos de semi-base a la franja de punta.

Esta situación descrita se ha producido en el sistema Español en los años 70 y 80: en efecto, desde finales de los 60 se incorporó una potencia considerable en grupos de fuel, muchos de ellos previstos para operar en base en una época de petróleo barato y así operaron hasta que las crisis energéticas de 1973 y 1979 elevaron de tal forma el coste variable de esa tecnología que hubo que incorporar otras potencias de base alternativas de menores costes variables: programa nuclear y plan acelerado del carbón, de tal forma que algunas centrales de fuel apenas han operado en la zona de la curva de carga para la que fueron diseñadas.

En el presente ejercicio no se ha contemplado tal posibilidad, sino que se ha admitido que la zona más alta de la curva de carga será atendida por equipos diseñados para operar en punta y a efectos numéricos se han caracterizado básicamente como turbinas de gas, aunque bien podrían ser atendidas tales necesidades por un mix incluyendo equipo hidroeléctrico, bien convencional de elevada capacidad de regulación con ampliaciones de potencia, o mixto, o de bombeo puro. Con ello se consigue mantener un mínimo de horas de utilización de los ciclos combinados o de las centrales de carbón de más de 300 MW, en función del escenario de precios de combustible y de derechos de emisión que, aunque ajustado, podría ser suficiente para mantener unos niveles razonables de coste de esa generación, aunque probablemente para el caso de centrales de punta fuese necesario implantar algún mecanismo específico para la retribución de los costes fijos.

Por tanto, como planteamiento general, en todos los casos se ha incorporado equipos de punta para satisfacer la parte alta de la curva de carga, sin recurrir apenas al “desplazamiento vertical” de los equipos de semi-base y se ha incorporado equipos de base que vienen a dar nombre al caso analizado, salvo en el caso base, o de referencia en el cual lo que se ha hecho es sacar el máximo partido (máxima producción) a los equipos definidos o comprometidos en la planificación 2005-11 y que se admite que estarán en servicio, a más tardar en 2013.

El criterio seguido ha sido el de equipamiento mínimo necesario, ahora bien como el mercado de generación está liberalizado podría darse el caso de que en el corto plazo pudiera aparecer un nuevo agente, o uno existente, e introducir antes de 2020 varios miles de MW de ciclos combinados de última generación, con uno o dos puntos más de rendimiento que los existentes y previstos, o bien, de carbón supercrítico, con cinco puntos más que los existentes en la actualidad, y desplazar a todo el parque térmico con lo cual la situación del parque no sería la prevista en este ejercicio. En ese caso, se estarían adelantando inversiones respecto a las necesidades estrictas y globalmente se produciría un incremento de costes global, aunque para ese agente pudiera ser la opción más interesante. En ese supuesto, por otra parte habitual en situación de mercado, las condiciones de contorno no serían las previstas para 2020-30 y los resultados serían distintos de los que aquí se obtienen.

Hecho este comentario general, a continuación se describe sucintamente los diversos equipamientos contemplados.

4.3.1. CASO BASE

A modo de caso base o de referencia para poder hacer un análisis comparativo de los resultados de los distintos equipamientos a analizar, se ha estimado oportuno definir uno que precisase de mínimo equipamiento adicional al que se prevé en la planificación 2005-11 y se explotase al sistema “sacándole el máximo partido” al equipo que se prevé para el horizonte 2011.

En este caso se parte de la base de que el equipo considerado como fijo puede aportar la mayor parte de la energía necesaria hasta 2030, en una senda de crecimiento de la demanda relativamente modesta con respecto a las tasas de crecimiento de los últimos años.

No obstante lo anterior, sería necesario incorporar equipos de punta para el suministro en horas punta y para garantizar el índice de cobertura que actualmente se considera adecuado (y que tal vez debiera ser objeto de replanteo de cara al largo plazo).

También hay que aclarar que las importantes necesidades de equipo adicional (ni base, ni semi-base) que se precisa para cobertura de puntas y margen de reserva se suplen mediante la incorporación de centrales para estos fines (turbinas de gas⁴, bombes o ampliaciones de hidroeléctrica regulada) pero que no se infrutilizan las centrales de base existentes en la medida de lo posible.

En definitiva, en este caso se utiliza el equipo previsto para 2011, tanto convencional como renovable, y se incorpora a partir de ese año únicamente el equipo renovable que se considera firme más allá del Plan de Energías Renovables 2005-11 (PER), complementado con equipo de puntas que se va añadiendo según necesidades del sistema.

4. Aunque muy bien podría pensarse en una expansión del equipo hidroeléctrico adicional a la ya expuesta, de momento en este análisis se ha supuesto que ese papel de cobertura de puntas y reserva a efectos de costes y emisiones, se cubre mediante turbinas de gas.

Como se ha indicado, en la planificación de redes 2005-11 se introduce el equipo necesario para que en el horizonte 2011:

- Se cumplan los objetivos del Plan de Energías Renovables.
- Se cumpla el objetivo indicativo que para la cogeneración se postula desde algunos ámbitos europeos.
- Se reduzcan las emisiones de gas de efecto invernadero y de gases contaminantes.
- Se consiga un índice adecuado de cobertura.

En esas condiciones el balance de potencia y de producción que se prevé da lugar a una situación con el margen de cobertura deseado en el que, además, gran parte del equipo térmico presenta una muy baja utilización anual.

Con ese equipo, la incorporación de renovables para más allá de 2011 y en las hipótesis de bajas de equipo que se han expuesto, en nuestra opinión, con la senda de crecimiento de la demanda y la punta de demanda que se maneja en este análisis, no haría falta la incorporación de nuevo equipo hasta 2015, y ello únicamente para cobertura de puntas en situaciones de escasez de recurso renovable. Cuadro 8

Con una curva de carga sustancialmente menos apuntada, el equipo existente en el entorno 2011 más el incremento renovable considerado fijo y, naturalmente, descontadas las bajas previstas, se podría satisfacer las necesidades del sistema eléctrico español peninsular durante bastantes más años.

En esta hipótesis de equipamiento, como equipo adicional al considerado firme, sería necesario incorporar al sistema en el periodo 2015-2030 unos 25.000 MWbc de nuevo

Cuadro 8. Potencia en Régimen Especial y en Energías Renovables (MW)
Casos Base, Nuclear, Carbón con Captura y Mixto

	2007	2013	2020	2025	2030
Hidroeléctrica en Régimen Ordinario	16.670	17.685	18.385	18.385	18.385
Régimen Especial					
Cogeneración+TR	6.500	8.900	9.100	9.100	9.100
Solar Fotovoltaica	100	600	1.300	1.800	2.300
Solar Termoeléctrica	50	500	500	500	500
Eólica terrestre	12.500	22.000	29.000	30.000	30.000
Eólica off-shore	0	0	0	2.500	5.000
Minihidráulica	1.750	2.199	2.199	2.199	2.199
Biomasa	700	2.274	2.274	2.274	2.274
Residuos	591	591	591	591	591
Total Régimen especial	22.191	37.064	44.964	48.964	51.964
Subtotal renovable RE	15.691	28.164	35.864	39.864	42.964
Total Renovable RO+RE	32.361	45.849	54.249	58.249	61.249

equipo de puntas para mantener un índice de cobertura de 1,10 a partir de 2015, esto es, unos 1.700 MW anuales de potencia para puntas, lo cual es una potencia muy relevante.

Claramente, este caso de equipamiento sería el que menor inversión precisaría desde el punto de vista de la oferta, a no ser que se entrase en cuestiones como alargamiento de vida de las centrales de fuel-gas o de carbón, más allá de los treinta y cinco o cuarenta años respectivos, cuestión que no se ha contemplado en este análisis, pero que tal vez pudiera ser interesante. Es decir, desde el punto de vista del Sistema posiblemente sería interesante analizar las posibilidades de mantener en determinadas condiciones económicas algunos miles de MW en centrales de fuel-oil para cobertura de puntas y situaciones extremas garantizándoles una retribución razonable que cubriera los costes fijos.

Incluso al margen de los mecanismos de mercado generales que se han manejado en este análisis, y aparte de las medidas implícitas que ya se han considerado a la hora de definir la senda de crecimiento de la demanda y de la punta, podría haber otras situaciones que requiriesen menor inversión en potencia firme mediante la adopción de medidas adicionales de gestión de las puntas de demanda, cuestión que tampoco se ha contemplado.

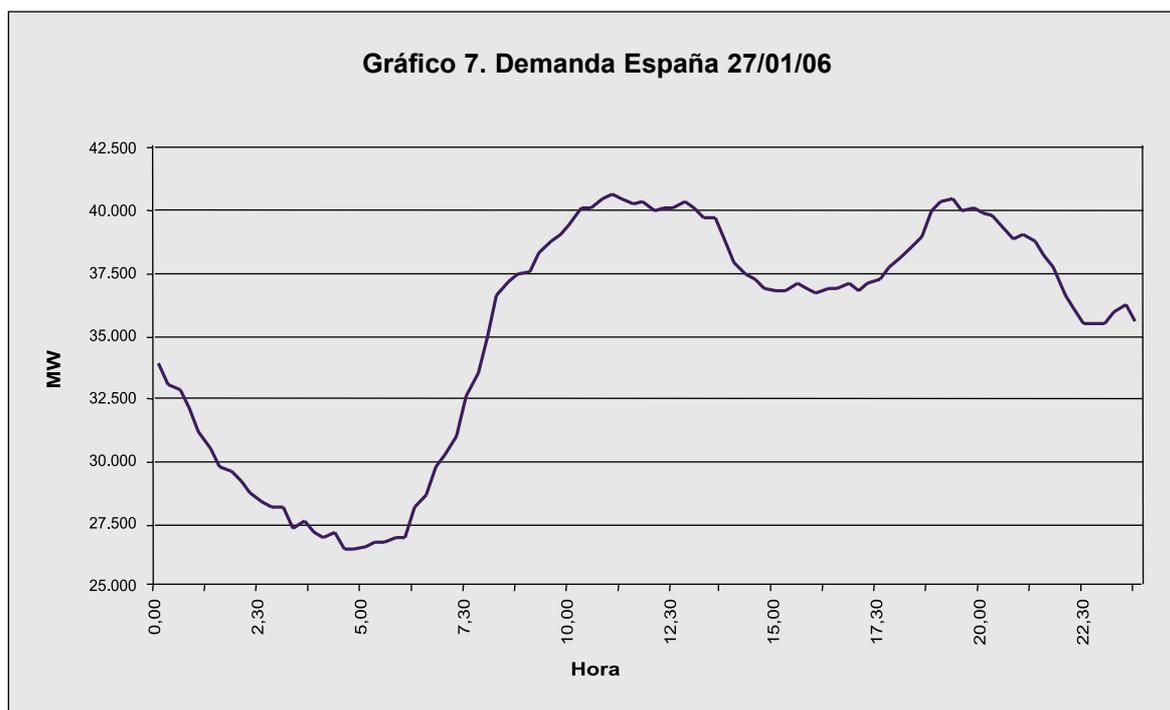
En este sentido, podría ser interesante acometer un estudio sectorial en términos de coste-beneficio, para optimizar la relación demanda-punta de demanda anual y establecer criterios de necesidades de equipamiento frente a gestión de demanda.

A modo de ejemplo de lo anterior, en el gráfico 7 se recoge la curva de carga en España en un día típico de invierno, donde se pone de manifiesto que la relación potencia punta/potencia valle, en España es de 1,53 que es bastante más elevada que la de otros países de nuestro entorno (Francia: 1,3 en la misma fecha).

Siguiendo con el planteamiento inicial, este equipamiento base garantizaría el menor coste de inversión, pero no obligatoriamente el menor coste total del sistema, ni lógicamente el menor nivel de emisiones, como se pondrá de manifiesto más adelante, pero parece claro que podría ser una de las posibles alternativas, y podría encajar con el criterio “business as usual”, especialmente en un entorno que en la actualidad no tiene mucha visibilidad, y que correspondería a precios de los combustibles fósiles bajos (inferiores a los actuales, en el entorno de petróleo a 30 dólares), e inexistencia o muy bajo coste del CO₂.

Este equipamiento daría lugar a partir de mediados de la década de los veinte a una elevada dependencia del gas natural para el relleno del hueco térmico de la curva de carga (a partir de 2026 solo queda un grupo de carbón de 550 MW). Cerca del 50% de la producción eléctrica dependería del gas natural, con independencia de su precio, de su garantía de suministro y del resto de incertidumbres asociadas a ese combustible.

Para comparar los resultados de este caso frente a otros, especialmente en materia de costes, es necesario calcular el coste diferencial de la generación. Para ello es fundamental hacer una hipótesis de funcionamiento del parque despachable, especialmente de las tecnologías que cubren el hueco térmico, cuyo orden de mérito vendrá definido por el



Fuente Red Eléctrica, S.A.

coste relativo del carbón, el gas natural y el coste del CO₂ emitido (y capturado, en su caso). Para ello se han analizado los dos escenarios de precio de los combustibles y del CO₂ que darían lugar al despacho preferente de las centrales de carbón en un caso y de los ciclos combinados en el otro.

4.3.2. CASO NUCLEAR

Como una de las posibles alternativas al Caso Base descrito anteriormente y a la vista de la elevada dependencia del gas natural que se vislumbra, de la volatilidad de su precio, de las emisiones de CO₂ etc., se plantea la incorporación de alguna tecnología alternativa y adecuada para el funcionamiento en base que venga a sustituir, al menos parcialmente, a la tecnología de base que se retira en esa década: el carbón.

Obviamente la primera hipótesis que se plantea teniendo en cuenta las condiciones descritas es la energía nuclear. Una tecnología madura y en constante mejora tecnológica, de bajo coste variable, con elevado coste inversión por KW, pero moderada en términos de producción (por KWh) especialmente en épocas de bajo coste de la financiación, sin emisiones contaminantes a la atmósfera y que presenta una muy elevada disponibilidad en términos de potencia firme.

Esta tecnología presenta importantes problemas de aceptación social, especialmente por la incertidumbre ante una cuestión que tecnológicamente está resuelta, como es el almacenamiento de residuos, pero que no es satisfactoria o válida para una parte importante de la sociedad, en la actualidad.

En definitiva, como primer equipamiento alternativo al caso base, parece claro que debe estudiarse aquél que teniendo en cuenta todas las variables técnicas y económicas se presenta como mejor solución y esa es, sin duda alguna, la energía nuclear.

En cuanto al momento de incorporación de esta nueva potencia, con un criterio de prudencia en este análisis se ha pospuesto al máximo a fin de no desplazar de forma prematura al equipo térmico convencional, por una parte, y por otra, dadas las dificultades que tendría la decisión, los períodos necesarios de tramitación y ejecución, parecería razonable demorar la primera entrada en servicio hasta el año 2022.

En cuanto a potencia a incorporar, el desarrollo de cualquier tecnología no es algo aislado, sino que debe enmarcarse en un programa industrial que tiene sus limitaciones de capacidad y que hay que dimensionar adecuadamente; que además, debe estar soportado por una adecuación de la normativa, de preparación del personal, e incluso de concienciación social y se ha estimado que la incorporación de un grupo al año durante un periodo de cinco años podría ser un ritmo razonable desde la perspectiva actual.

Teniendo en cuenta el tamaño de los grupos futuros que se prevén en la actualidad, que suelen oscilar entre los 1000 y 1600 MW y a efectos meramente de cálculo, se ha optado por un tamaño de 1300 MW por grupo. En este caso se ha contemplado la incorporación al parque de generación de 5 unidades de 1.300 MW cada una, una por año, desde 2022 a 2026, adicionales al parque existente. Como es sabido, la incorporación de estos equipos de base desplaza hacia posiciones más altas en la curva de carga a las centrales térmicas que verán reducida su utilización anual. Desde el punto de vista del sistema, la introducción de esa potencia nuclear en base sería interesante si el ahorro en costes de combustibles y CO₂ de las centrales térmicas es mayor que el coste anual total del parque nuclear introducido (incluido el coste de inversión, amortización y retribución del capital).

Adicionalmente, y como en todos los casos, con el criterio de mantener un índice de cobertura de 1,10 se completa el equipamiento con las centrales de punta necesaria para ello, que en este caso totalizan 12.600 MW bc en 2030.

Por tanto, se ha hecho ese análisis en los dos escenarios antes mencionados, esto es, en el supuesto de que el carbón fuera preferente, y la mayor parte de la producción desplazada de la curva de carga por la nuclear fuese con gas natural (Carbón prioritario y Expansión Nuclear) y en el escenario opuesto, en el que la producción “desplazada” de la curva de carga fuese de carbón (Gas Prioritario y Expansión Nuclear)

4.3.3. CASO NUEVA GENERACIÓN DE CENTRALES DE CARBÓN

Como segunda de las alternativas para suministrar energía de base en la década de las veinte se ha contemplado la incorporación de nuevas centrales de carbón. La justificación de este planteamiento es evidente: durante esa década desaparece, por llegar al final de los cuarenta años de vida útil contemplados, prácticamente todo el parque de carbón actual y tiene sentido que para diversificar las fuentes energéticas del hueco térmico se incorporen nuevas centrales con este combustible puesto que, en caso contrario, como ya se ha indicado, quedaría el relleno del hueco térmico exclusivamente dependiente del gas

natural. En definitiva, parece conveniente que se analice la posibilidad de reequilibrio entre energías fósiles.

Obviamente para que desde un punto de vista de planificación se pudiera pensar en tal reequilibrio tendrían que darse las circunstancias que lo hicieran posible en condiciones de mercado y una de esas condiciones básicas es que el coste variable de la nueva generación de centrales de carbón fuese inferior al de las centrales de gas. Como se ha indicado ya anteriormente, el coste variable incorpora el de combustible y el de oportunidad de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La potencia a incorporar se ha fijado apriorísticamente en una magnitud igual a la contemplada en el caso nuclear para dicha tecnología: 6.500 MW y durante el mismo periodo: 1300 MW anuales de 2022 a 2026. El criterio de tal paralelismo es facilitar al máximo la comparación directa de los resultados obtenidos entre los distintos casos, aun a costa de alguna pérdida de rigor planificador.

Obviamente, este análisis sólo tiene sentido en el supuesto de que se admita que el coste variable de las centrales de carbón (incluido CO₂) es sustancialmente más reducido que el de las de gas natural y la tecnología desplazada en la curva de carga sea ésta. Si no fuese así el análisis carecería de sentido (ello es debido a que el hueco térmico puede ser cubierto casi en su totalidad con los ciclos combinados planificados para el horizonte 2011, complementado con el carbón existente en una franja estrecha de horas y con el equipo de punta de baja utilización).

En este caso, y de forma similar al caso nuclear, se incorporan centrales de punta para mantener el índice de cobertura de 1,10. Como las disponibilidades de ambas tecnologías son muy similares, también lo son las potencias requeridas en centrales de punta.

Ahora bien, en esta hipótesis de equipamiento hay que distinguir dos posibles casos.

El primero de ellos consiste en la incorporación de centrales de carbón ultrasupercríticas de elevado rendimiento (45-50%) funcionando en modo convencional, esto es, vertiendo los gases producto de la combustión a la atmósfera. En el presente análisis se ha asumido que, desde la perspectiva actual, no sería asumible este tipo de equipo generador por la elevada emisión específica, motivo por el que no se ha contemplado tal equipamiento convencional.

La segunda de las posibilidades es la de utilizar alguna de las tecnologías que permitan la separación del CO₂ para su posterior captura y almacenamiento.

Estas tecnologías se describen en el Anexo VI y aquí únicamente procede poner de manifiesto las diferencias con respecto a las centrales de carbón convencionales a efectos de planificación.

Dichas diferencias suponen un mayor coste de inversión específico (60-80%), y unos mayores consumos auxiliares, especialmente en el caso de central IGCC con captura, que puede dar lugar a una merma de 8-14 puntos porcentuales de rendimiento. Con todo

si se valora como es procedente el coste de las emisiones de gases de efecto invernadero ahorradas, estas tecnologías que actualmente están en fase de desarrollo pueden ser plenamente competitivas con respecto al carbón y al ciclo combinado sin captura de CO₂ en un entorno de costes de los derechos de emisión en los niveles de 25-30 €/t CO₂ en adelante que son los que manejan la mayor parte de las fuentes bibliográficas a largo plazo.

4.3.4. CASO MAYOR APROVECHAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En línea con algunos planteamientos existentes se ha considerado conveniente analizar un supuesto de mayor penetración de energías renovables, que se resume en el cuadro 9.

Como última alternativa básica de equipamiento, se ha contemplado la posibilidad de que a partir del equipo previsto en la planificación indicativa para 2011 el equipamiento a incorporar fuese de forma exclusiva tecnologías de generación a partir de fuentes de energía renovable. Como en el resto de los casos, ese equipamiento principal se complementa con los equipos de punta necesarios para garantizar, con la suficiente probabilidad, la cobertura de la demanda.

Esto no quiere decir que en el resto de casos contemplados no se haya considerado una aportación importante de las renovables, sino que en este caso dicha aportación alcanza unas cuantías próximas a lo que hoy se admite como máximo de participación de las tecnologías renovables a la vista del desarrollo tecnológico, económico, de ocupación del territorio, medioambiental, de seguridad y calidad del suministro, de extensión de las redes de

**Cuadro 9. Potencia en Régimen Especial y en Energías Renovables (MW)
Casos Mayor Penetración de Renovables**

	2007	2013	2020	2025	2030
Hidroeléctrica en Régimen Ordinario	16.670	17.685	18.785	21.685	21.685
Régimen Especial					
Cogeneración+TR	6.500	8.900	9.100	9.100	9.100
Solar Fotovoltaica	100	600	1.300	1.800	2.300
Solar Termoeléctrica	50	500	500	500	500
Eólica terrestre	12.500	22.500	31.250	37.500	43.750
Eólica off-shore	0	0	5.000	10.000	15.000
Minihidráulica	1.750	2.199	2.199	2.199	2.199
Biomasa	700	2.274	2.274	2.274	2.274
Residuos	591	591	591	591	591
Total Régimen especial	22.191	37.564	52.214	63.964	75.714
Subtotal renovable RE	15.691	28.664	43.114	54.864	66.614
Total Renovable RO+RE	32.361	46.349	61.899	76.549	88.299
Diferencia respecto a resto de casos	0	500	7.650	18.300	27.050

transporte y distribución, de asignación de recursos y de precios de la electricidad. La viabilidad de la incorporación de un parque con esa penetración de renovables debería ser objeto de un análisis con mucha más profundidad, cuestión que no es objeto de este estudio.

En efecto, mientras que en el resto de los casos, además de la potencia de energías renovables que contempla el PER, se ha incorporado en todos ellos 17.600 MW entre 2012 y 2030 en este caso de máxima penetración se han incorporado 44.650 MW, es decir, 27.050 MW adicionales de energías renovables: se han incorporado además otros 13.750 MW eólicos en tierra, 10.000 MW off-shore y 3.300 MW de hidráulica regulada. Con ello, se conseguiría que la producción de origen renovable fuese del 50,5% de la producción en b.c. necesaria en 2030 (y del 41% en 2020), frente al resto de los casos en que la cuota de producción renovable se mantiene en niveles del 34-35% en toda la década.

En definitiva, la tecnología considerada en este caso básicamente es la eólica para la que se admite que en 2030 podrían estar instalados 43.750 MW en tierra y 15.000 MW off-shore. Además, en este caso de mayor penetración de renovables se incorporan 4000 MW de hidráulica regulada, frente a los 700 MW contemplados en el resto de los casos.

No se ha incorporado más potencia fotovoltaica en este caso ya que se parte de la base de que aunque se pueda producir una reducción importante de los costes de inversión de esta tecnología, según las fuentes consultadas en 2030 no sería, ni mucho menos, competitiva frente al resto de tecnologías, con lo cual no tendría sentido económico hacer un esfuerzo mayor para aumentar su penetración. Es decir, se mantiene un esfuerzo de incorporar 100 MW anuales, al igual que en el resto de los equipamientos analizados.

En cuanto a la biomasa, en este y en el resto de los casos se ha supuesto que únicamente se incorpora la potencia prevista en el PER hasta totalizar 2.274 MW que se mantienen constante desde 2013 (esto es con cierto retraso frente al PER) hasta 2030. Ello equivale a suponer que se irán reemplazando los que vayan finalizando su vida útil, pero que no se incrementará la potencia total. El motivo de tal estabilización de la potencia a partir de que se alcancen los objetivos del PER es la desconfianza ante este combustible y las tecnologías de valorización energética.

En primer lugar, tiende a olvidarse que en la mayor parte de los casos existen utilizaciones económicas de prácticamente todas las clases de biomasa. Utilizaciones económicas que compiten en los distintos mercados de bienes y servicios sin percibir primas, por lo que cuando empiecen a desviarse cantidades importantes de esas biomásas hacia el uso energético muy probablemente se producirán tensiones entre los agentes que obligará a la Administración a replantearse su estrategia.

Otras formas de biomasa, como pueden ser los cultivos energéticos, entendemos que pueden proporcionar más valor añadido por la vía de conversión a biocombustibles que mediante su utilización en combustible de uso directo.

Determinados residuos de diversas actividades tienen un coste total en el que la prima eléctrica solo es una parte, y no la principal, con lo que el monto global de subvención a fondo perdido puede ser varias veces el coste de la prima.

Lo anterior junto con tecnologías de conversión en electricidad de muy bajo rendimiento, nos induce a pensar en un nulo crecimiento de su desarrollo más allá del impulso inicial que se pretende obtener con el PER.

De la misma forma, la posibilidad de utilizar biomasa en centrales térmicas de carbón –cocombustión– se contempla en este análisis como una medida interesante pero limitada a la próxima década y, por tanto con un cierto carácter de provisional que contribuiría a reducir las emisiones de CO₂ específicas de ese parque. Pero para la década 2020-30 no se ha contemplado como una posibilidad que aporte una cantidad notable de energía limpia en ese tipo de centrales.

Insistiendo en la componente ya relevante que tienen las energías renovables en los casos base, nuclear y carbón, únicamente señalar que como se puede ver en el apartado de resultados, más de una tercera parte de la producción eléctrica es de origen renovable durante toda la década 2020-30. En este caso de Máxima penetración de Energías renovable se llega a alcanzar el 50% de la cuota de generación en el año 2030, partiendo del 41% en el año 2020.

Si se suma a esa cuota de generación renovable, la prevista para las energías de alto rendimiento (cogeneración), en 2030 se alcanzaría el 60% mediante medios no térmicos convencionales (centrales de combustibles fósiles y nucleares). Análogamente al resto de casos, se han contemplado los dos escenarios de despacho prioritario del gas natural o del carbón.

Como en el resto de los casos, se incorpora la potencia punta necesaria para cubrir los puntos así como para garantizar la cobertura incluso en condiciones meteorológicas poco favorables. En el cuadro 10 se resumen las potencias instaladas en 2020, 2025 y 2030 en los distintos casos básicos analizados.

Y en los gráficos 8, 9 y 10, la representación gráfica de los mismos.

Cuadro 10. Evolución de Potencias instaladas (MWbc)
Potencias instaladas comunes en ambos escenarios:
Carbón Prioritario y Gas Natural Prioritario

Casos:	Máximo aprovechamiento del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración de Renovables	Incorporación de Carbón Limpio con Captura
AÑO 2020				
Nuclear	7.496	7.496	7.496	7.496
Carbón	7.773	7.773	7.773	7.773
CCGT	28.384	28.384	28.384	28.384
Hidroeléctrica	18.110	18.110	18.504	18.110
Reg. Especial	44.964	44.964	52.214	44.964
Potencia Punta	7.308	7.035	5.897	7.308
Total Potencia bc	114.035	113.761	120.267	114.035
AÑO 2025				
Nuclear	7.496	12.540	7.496	7.496
Carbón	1.635	1.635	1.635	6.653
CCGT	28.384	28.384	28.384	28.384
Hidroeléctrica	18.110	18.110	21.360	18.110
Reg. Especial	48.964	48.964	63.964	48.964
Potencia Punta	18.587	13.086	13.656	13.346
Total Potencia bc	123.176	122.719	136.496	122.953
AÑO 2030				
Nuclear	7.496	13.801	7.496	7.496
Carbón	562	562	562	6.834
CCGT	28.384	28.384	28.384	28.384
Hidroeléctrica	18.110	18.110	21.360	18.110
Reg. Especial	51.964	51.964	75.714	51.964
Potencia Punta	25.202	18.412	19.182	18.651
Total Potencia bc	131.717	131.232	152.698	131.438

Gráfico 8. Potencia instalada en bc. Año 2020

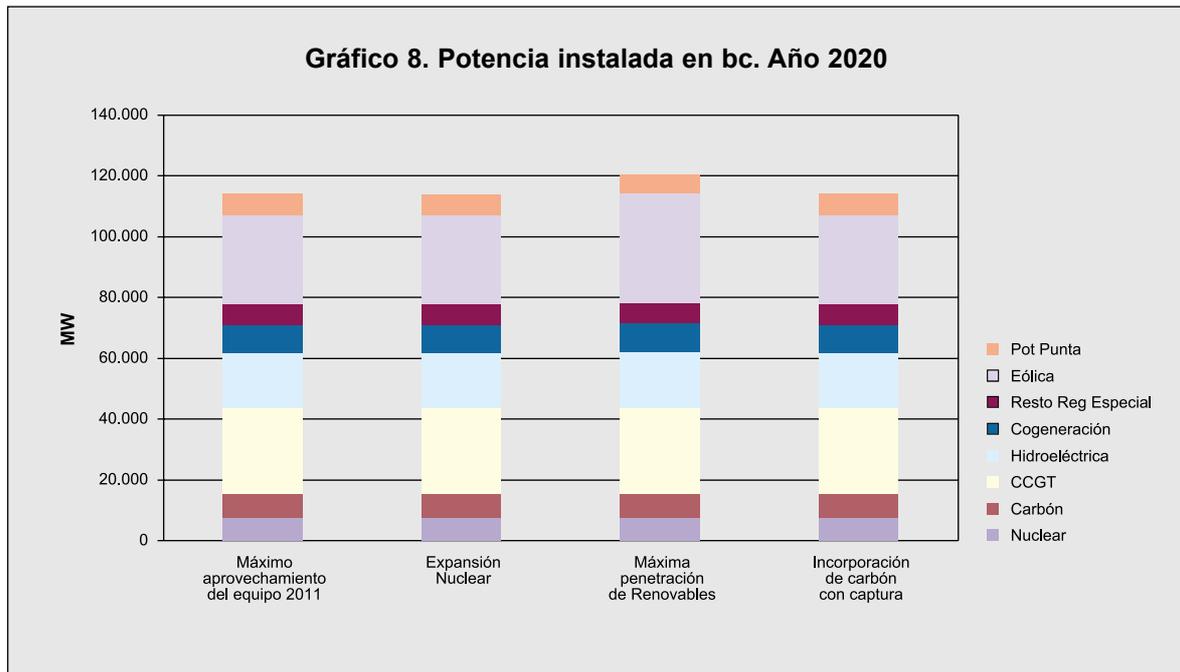
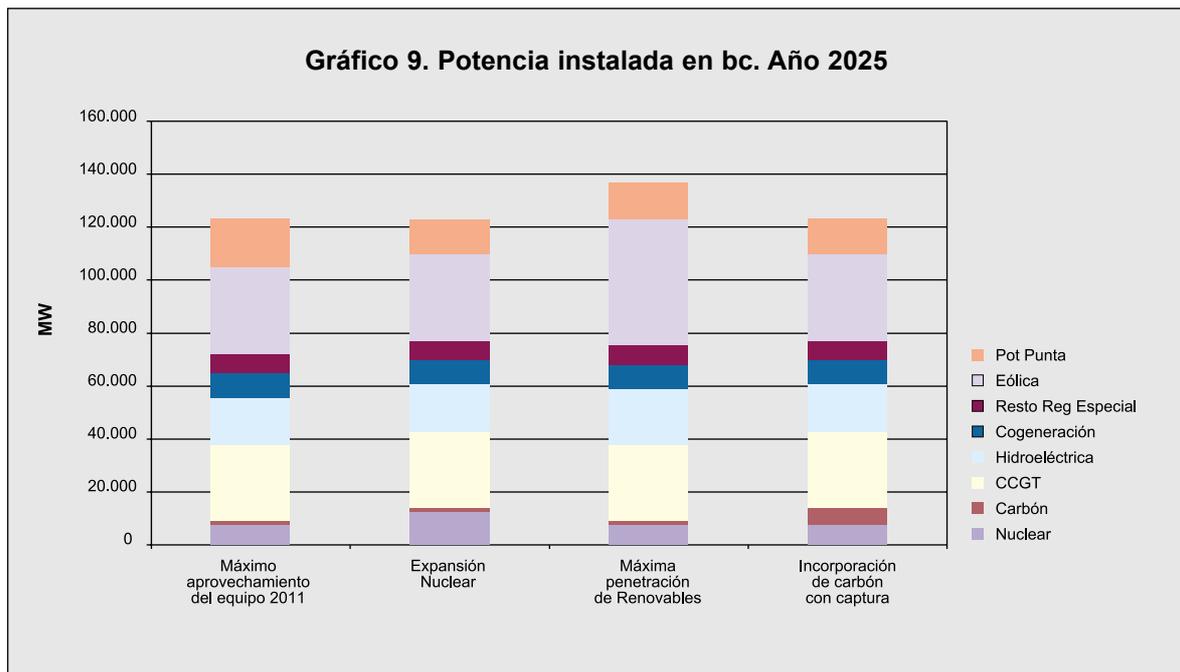
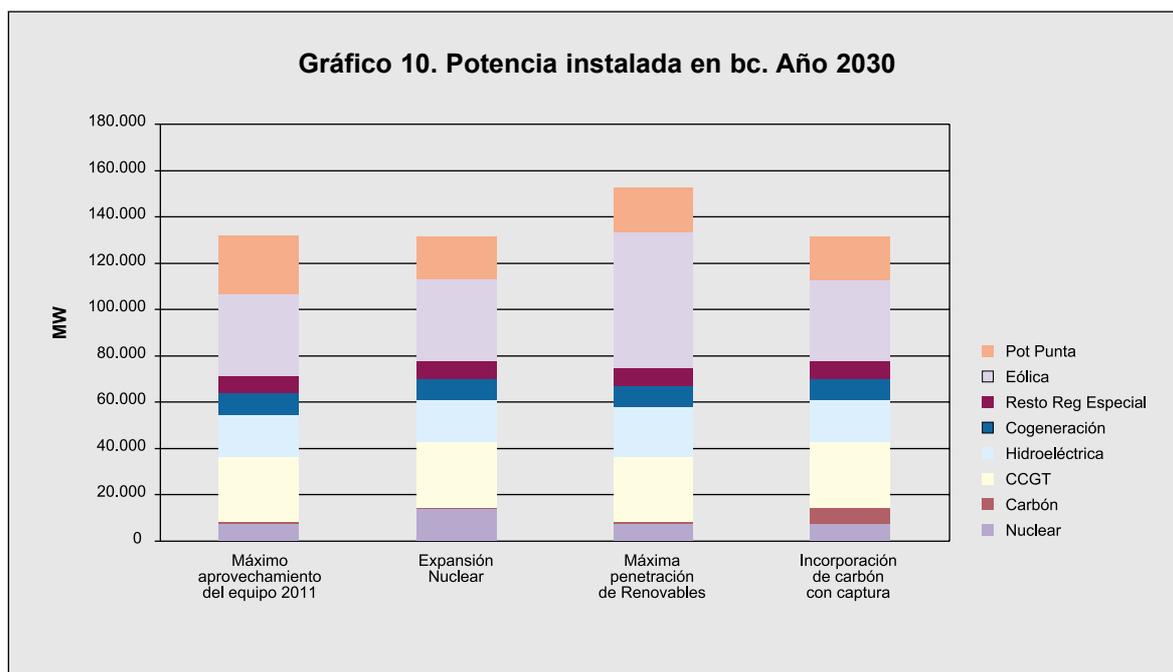


Gráfico 9. Potencia instalada en bc. Año 2025





4.4. CARACTERIZACIÓN DEL NUEVO EQUIPAMIENTO

Para la determinación de las características técnicas y económicas del parque generador que se podría incorporar en las distintas opciones de equipamiento, se ha recurrido a una revisión bibliográfica de diversas publicaciones de fuentes solventes⁵. En primer lugar, hay que señalar que existe un amplio abanico de valores en muchas de estas tecnologías, especialmente para aquellas que están en fase de desarrollo o de demostración.

Por otra parte, existen determinados conceptos de coste que, en función del tratamiento que se dé, pueden afectar al coste del kWh. Se ha procurado integrar todos aquellos costes que en ocasiones no se contemplan en la bibliografía internacional, por no ser propios de la metodología de cálculo de costes del país del autor. Algunos ejemplos de tal imputación pueden ser, por ejemplo, en el caso la energía nuclear el coste del almacenamiento de los residuos que, en nuestro caso, se ha internalizado en el coste del kWh mediante el procedimiento de imputar como coste de producción la provisión que se viene realizando por kWh producido para la segunda fase del ciclo del combustible nuclear que se centraliza en ENRESA.

En el caso de la producción con gas natural, se ha internalizado en el coste variable el coste que vienen soportando instalaciones por el pago de las tarifas de acceso, transporte y almacenamiento, es decir, se ha incorporado el coste de gestión del gas natural por el Sistema Gasista.

5. Estudios de VGB Powertech, IEA Clean Coal Center, Agencia Internacional de la Energía, NEA/OCDE, Vatenfall.

En el caso del carbón se han incorporado los costes del transporte hasta parque de central (coste CIF+ Costes de puerto + costes de transporte a central). En el caso de centrales con captura y almacenamiento de CO₂ se ha incorporado una estimación de la repercusión por kWh que puede suponer tal proceso de transporte y almacenamiento en el supuesto de que dicho sistema formara parte de una red nacional de transporte y almacenamiento en la cual los usuarios, las centrales, abonar una tarifa o peaje por uso de la red y servicios asociados, es decir, algo similar a lo que ocurre actualmente con la red de suministro de gas natural.

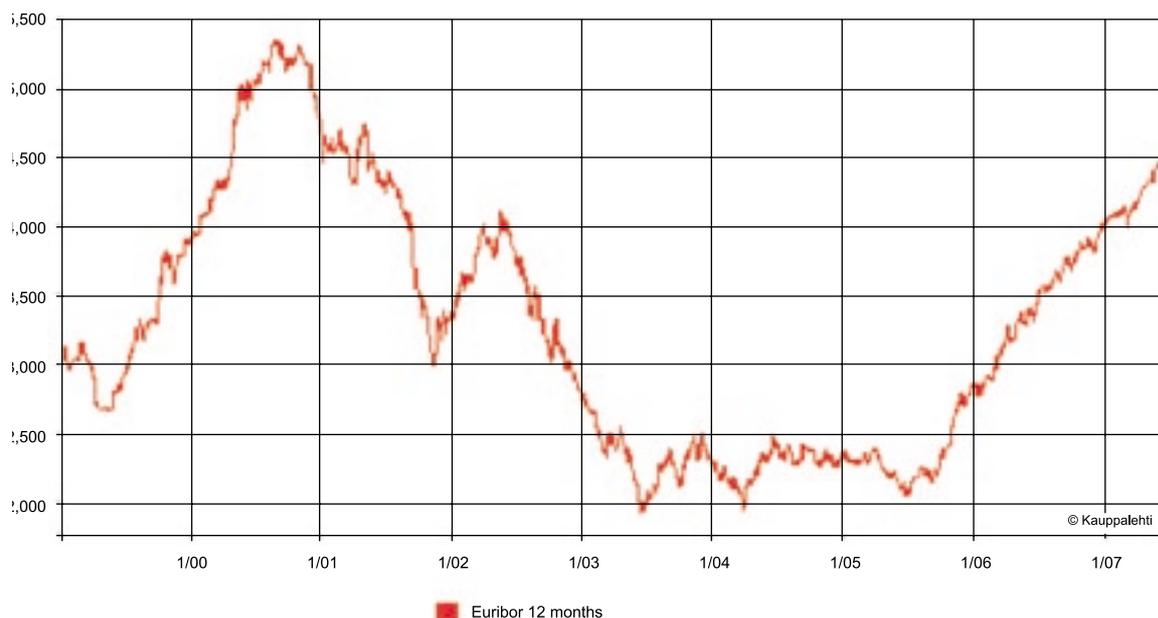
En el caso de las tecnologías renovables, aunque se dispone de diversas estimaciones de su estructura de costes y algunos se recogen en la siguiente tabla, las diversas características que presenta su retribución, como por ejemplo percibir una retribución que garantice una rentabilidad razonable y su acceso a una financiación en condiciones de elevado apalancamiento, que sea suficientemente atractiva para fomentar su implantación a ritmos elevados, sus ventajas medioambientales, su contribución a la creación de empleo, etc..., han aconsejado hacer una hipótesis de precio de venta de la energía producida al sistema a un nivel similar al que existe en la actualidad en condiciones medias de mercado, hidraulicidad, eolicidad etc, que se ha estimado en (75 €/MWh) y constante en términos reales.

En cuanto al coste de inversión, con el fin de permitir la comparación entre tecnologías de muy diferente repercusión de los costes de capital en el coste del producto, se ha representado mediante una anualidad (amortización + retribución del capital) constante a lo largo de toda la vida útil de la inversión. Este procedimiento obviamente no responde a los criterios propios habitualmente manejados en la contabilidad pero permite representar mediante un solo parámetro y con suficiente precisión a efectos comparativos los costes asociados a la inversión. Este método tiene el inconveniente de que no recoge la necesidad de unos mayores ingresos durante los primeros años desde la puesta en marcha para hacer frente a los costes financieros, especialmente en el caso de inversiones muy apalancadas que precisan de unos ingresos más elevados durante esos primeros años para evitar entrar en una dinámica de diferimiento y laminaciones de costes.

En un estudio a casi treinta años vista, si se realiza en moneda corriente, incluso con niveles bajos de inflación, da lugar a largo plazo al manejo de magnitudes para los costes, tanto totales como unitarios, que resultan desproporcionadas para el lector con respecto a las actuales que son de conocimiento generalizado. Por ello, y por el efecto amplificador de las diferencias que puede producir la introducción de la inflación acumulada a veinticinco años, se ha preferido realizar el análisis económico en moneda constante del momento actual, esto es, con inflación cero, de tal forma que las tasas y tipos de interés real coincidan con las nominales. Gráfico 11

En estas condiciones y a efecto de costes financieros se ha exigido una TIR de proyecto antes impuestos del 5% en términos reales, que es prudente, y al mismo tiempo es superior al WACC en términos reales de la actividad de generación en el momento actual y de los últimos años. Cuadro 11

Gráfico 11. Evolución del Euribor a un año



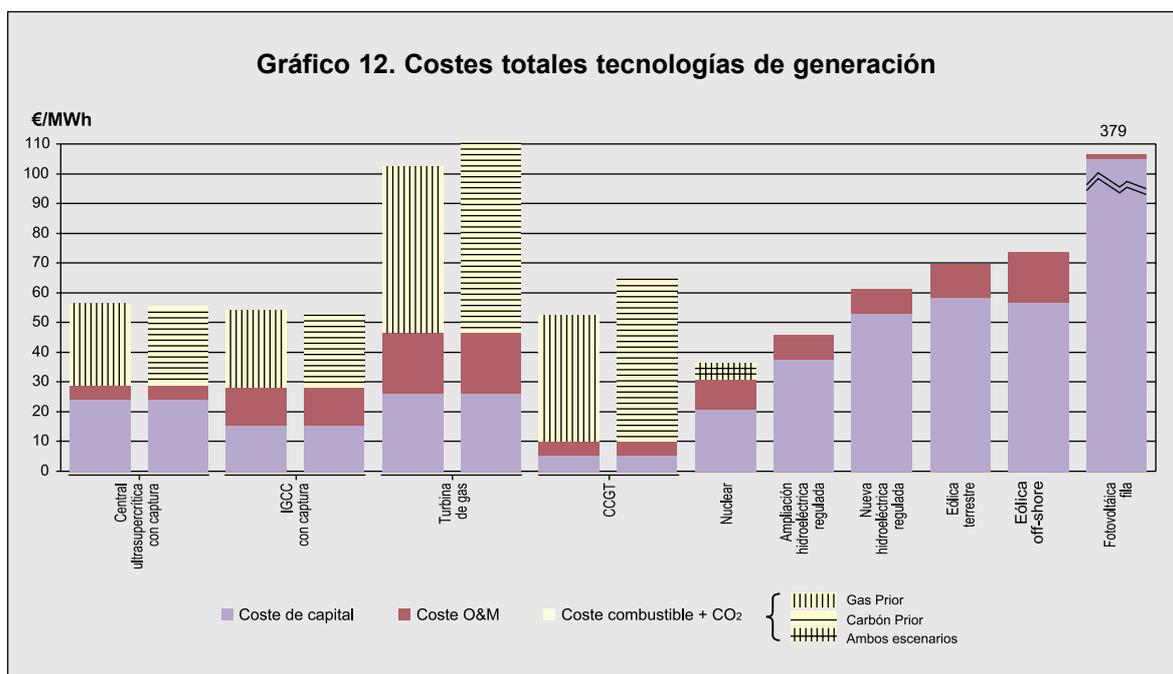
Cuadro 11. Idoneidad de la TIR seleccionada

Estructura financiera		
F Propios	40%	Inflación: 2,5%
F Ajenos	60%	
	Términos Reales	Términos corrientes
	Tipos Reales	Tipos nominales
Bono a 10 años (sin riesgo)	2,5%	5,06%
Beta	1,00	1,00
Prima de riesgo	3,5%	6,1%
Coste de oportunidad de los fondos propios	6,0%	11,2%
Tipo de interés del fondos ajenos	4,0%	5,6%
Tipo efectivo Imp. Sociedades	35,0%	35,0%
Coste de la deuda después de impuestos	2,6%	3,6%
	Real	Nominal
WACC	4,0%	6,6%
TIR proyecto a.i.	5,0%	7,6%
Rentabilidad de Fondos Propios a.i	8,6%	13,6%

**Cuadro 12. Costes de generación en distintas tecnologías de generación contempladas
En moneda constante (€/MWh)**

	Inversión €/MWh	Coste de Capital €/MWh bc	Coste O&M €/MWh bc	Coste combustible + CO ₂		Coste Total		
				Gas Prior €/MWh bc	Carbón Prior €/MWh bc	Gas Prior €/MWh bc	Carbón Prior €/MWh bc	
Central Ultrasuper crítica con captura	1.800.000	23,9	4,9	27,5	26,6	56,2	55,4	C Combustible incluye tte y almacenamiento de CO ₂
IGCC con Captura	1.607.170	15,2	12,9	26,1	25,0	54,2	53,1	
Turbina de gas	315.000	26,0	20,4	55,8	73,5	102,3	119,9	utilizacion: 1.000 h /año
CCGT	512.436	6,2	4,5	42,3	55,1	53,0	65,9	
Carbón supercrítico sin captura	969.434	9,7	4,0	-	32,91	-	46,6	Mera referencia sin utilizarse en el análisis
Nuclear	2.083.972	20,6	10,2	5,6	5,6	36,4	36,4	Incluye Coste de 2ª fase combustible como coste de combustible
Ampliacion Hidroeléctrica regulada	630.000	37,26	8,20	0,0	0,0	45,5	45,5	
Eolica terrestre	1.100.040	58,4	11,2	0,0	0,0	69,6	69,6	TIR: 8%
Eolica off-shore *	1.696.000	56,6	16,8	0,0	0,0	73,4	73,4	TIR: 8%
Fotovoltaica fija	5.050.000	378,46	1,59	0,0	0,0	380,1	380,1	TIR: 8%

* Valor medio de distintos estudios que varían entre 1.500 y 1.800 €/kWh.



Con estos criterios, en el cuadro 12 se incluyen los costes de inversión necesarios para las distintas tecnologías que se contemplan. En este coste se han incorporado los intereses intercalares asociados a un perfil estándar de inversión, de forma que los valores resultantes responderían al valor bruto de la inversión en el momento de puesta en marcha.

A partir de estos valores de inversión y del resto de características operativas propias de cada tecnología en la figura siguiente se representan los costes totales del KWh. en cada una de ellas, incorporando los costes de capital asociados a las inversión, los costes de O&M y los costes de combustible. Este último incorpora el coste de oportunidad de la emisión de gases de efecto invernadero asociada.

Para las tecnologías de combustibles fósiles se ha recogido el coste correspondiente a los dos escenarios Gas prioritario y Carbón prioritario con el fin de representar la horquilla de variación de costes que se ha manejado en este análisis. Gráfico 12

5. RESULTADOS OBTENIDOS

Con el fin de presentar sintéticamente algunos de los resultados a que conducen los escenarios y casos analizados, se han seleccionado algunos indicadores sencillos, entre los que cabe destacar los siguientes:

- Balances de Generación.
- Diferencia de emisiones de CO₂.
- Diferencia de potencia adicional de punta necesaria.
- Diferencia de costes respecto al caso base.

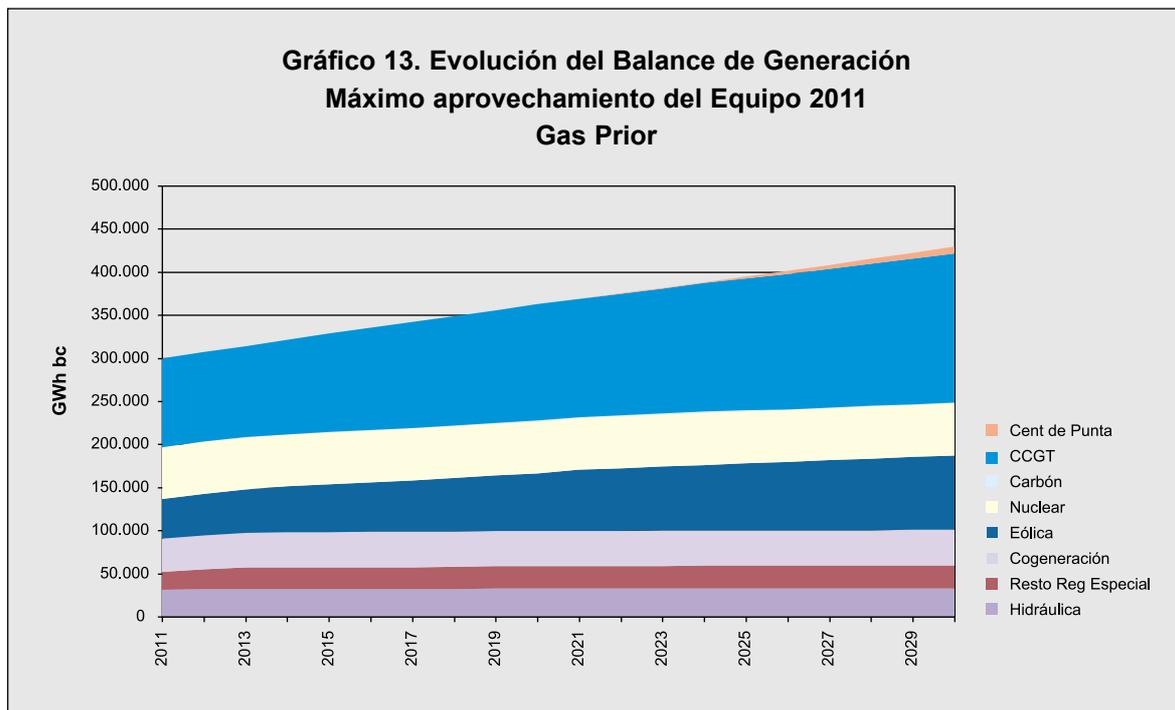
Así como otros indicadores que se han considerado útiles.

En el cuadro 13 se sintetizan los balances de generación resultantes para los años 2020, 2025 y 2030, las emisiones de CO₂ correspondientes y la penetración de las energías renovables en el balance.

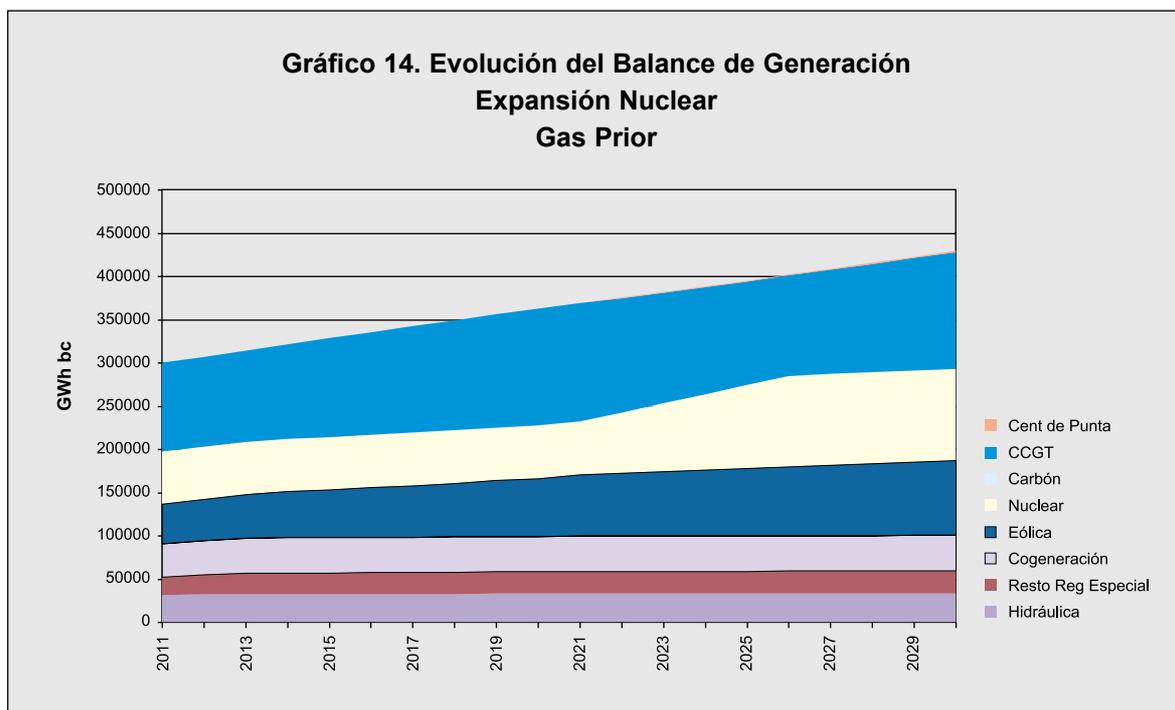
Cuadro 13. Balances de Generación (GWh bc)

Escenarios:	Gas Natural Prioritario			Carbón Prioritario			
	Máximo aprovech. del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetrac. Renovables	Máximo aprovech. del Equipo	Expansión Nuclear	Máxima Penetrac. Renovables	Incorporac. Carbón con captura
AÑO 2020							
Nuclear	60.400	60.400	60.289	60.400	60.400	60.289	60.400
Carbón	956	956	643	49.288	49.288	44.702	49.288
CCGT	134.978	134.978	112.552	86.645	86.645	68.492	86.645
Hidroeléctrica	32.603	32.603	33.042	32.603	32.603	33.042	32.603
Reg. Especial	133.156	133.156	155.647	133.156	133.156	155.647	133.156
Potencia Punta	167	167	85	167	167	85	167
Total GWh bc	362.258	362.258	362.258	362.258	362.258	362.258	362.258
Emisión (miles t CO2)	49.096	49.096	40.762	80.270	80.270	69.180	80.270
Variación respecto 1990	-16,6%	-16,6%	-30,8%	36,4%	36,4%	17,5%	36,4%
Penetración Renovables	35%	35%	41%	35%	35%	41%	35%
Depend Energ exterior	41%	49%	42%	45%	45%	38%	45%
AÑO 2025							
Nuclear	60.404	96.178	59.997	60.404	96.178	59.997	60.404
Carbón	1.286	198	135	11.847	11.268	10.896	47.250
CCGT	153.112	119.817	109.064	142.550	108.746	98.303	108.544
Hidroeléctrica	32.603	32.603	36.232	32.603	32.603	36.232	32.603
Reg. Especial	144.666	144.666	187.824	144.666	144.666	187.824	144.666
Potencia Punta	2.045	654	863	2.045	654	863	648
Total GWh bc	394.115	394.115	394.115	394.115	394.115	394.115	394.115
Emisión (miles t CO2)	57.178	43.294	39.558	63.990	50.434	46.499	54.219
Variación respecto 1990	-2,9%	-26,5%	-32,8%	8,7%	-14,3%	-21,0%	-7,9%
Penetración Renovables	35%	35%	47%	35%	35%	47%	35%
Depend Energ exterior	50%	41%	38%	47%	38%	36%	46%
AÑO 2030							
Nuclear	60.405	105.228	59.804	60.405	105.228	59.804	60.405
Carbón	1.012	255	65	4.073	3.988	3.763	49.313
CCGT	173.053	135.216	111.377	169.993	131.484	107.680	131.016
Hidroeléctrica	32.603	32.603	36.232	32.603	32.603	36.232	32.603
Reg. Especial	153.892	153.892	220.001	153.892	153.892	220.001	153.892
Potencia Punta	7.808	1.580	1.294	7.808	1.580	1.294	1.545
Total GWh bc	428.773	428.773	428.773	428.773	428.773	428.773	428.773
Emisión (miles t CO2)	68.019	49.468	40.610	69.992	51.876	42.995	56.119
Variación respecto 1990	15,6%	-16,0%	-31,0%	18,9%	-11,9%	-27,0%	-4,7%
Penetración Renovables	34%	34%	50%	34%	34%	50%	34%
Depend Energ exterior	52%	41%	36%	51%	41%	35%	48%

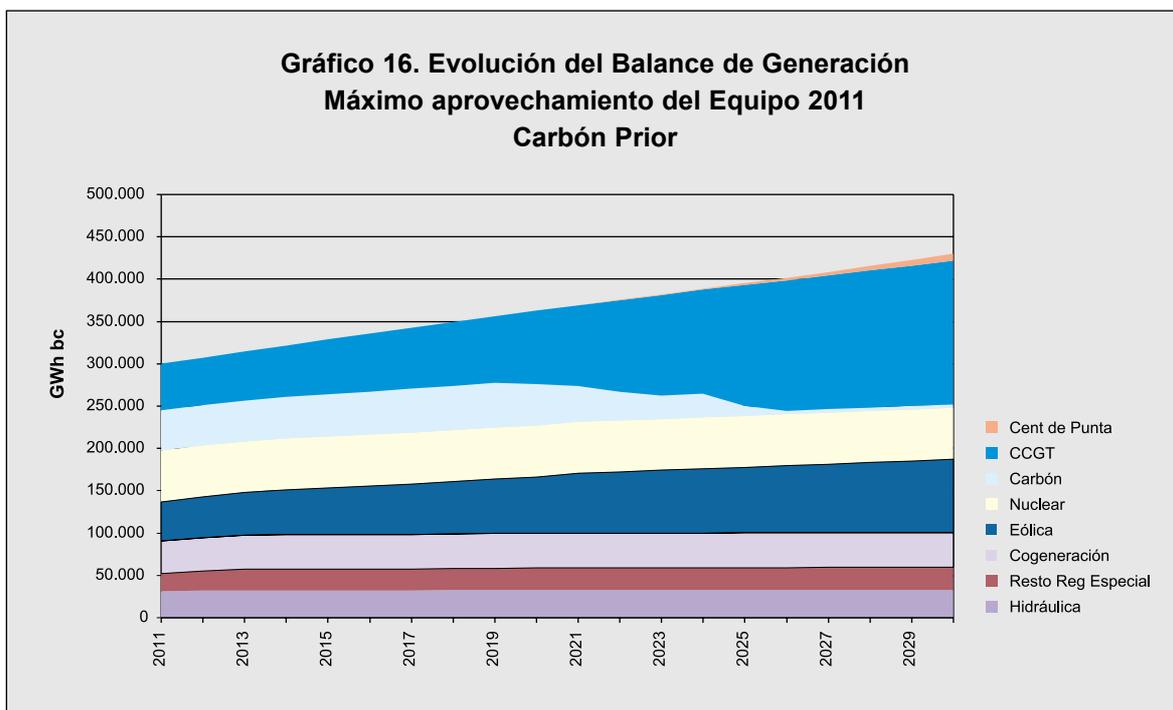
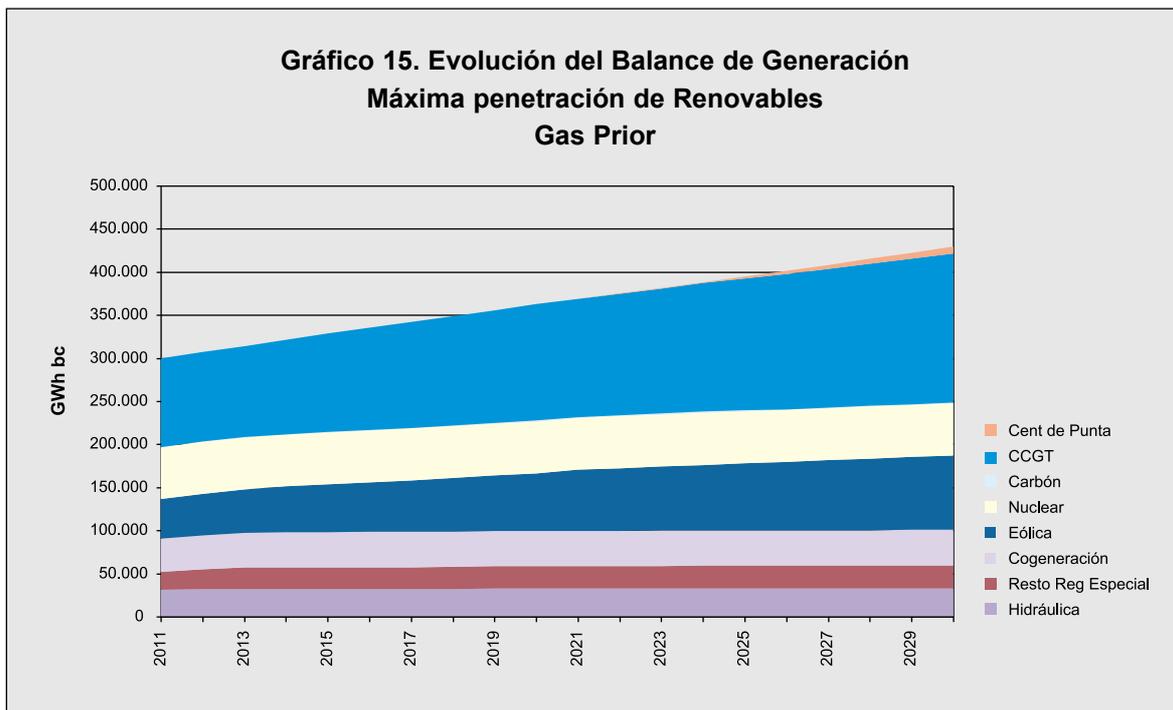
**Gráfico 13. Evolución del Balance de Generación
Máximo aprovechamiento del Equipo 2011
Gas Prior**



**Gráfico 14. Evolución del Balance de Generación
Expansión Nuclear
Gas Prior**

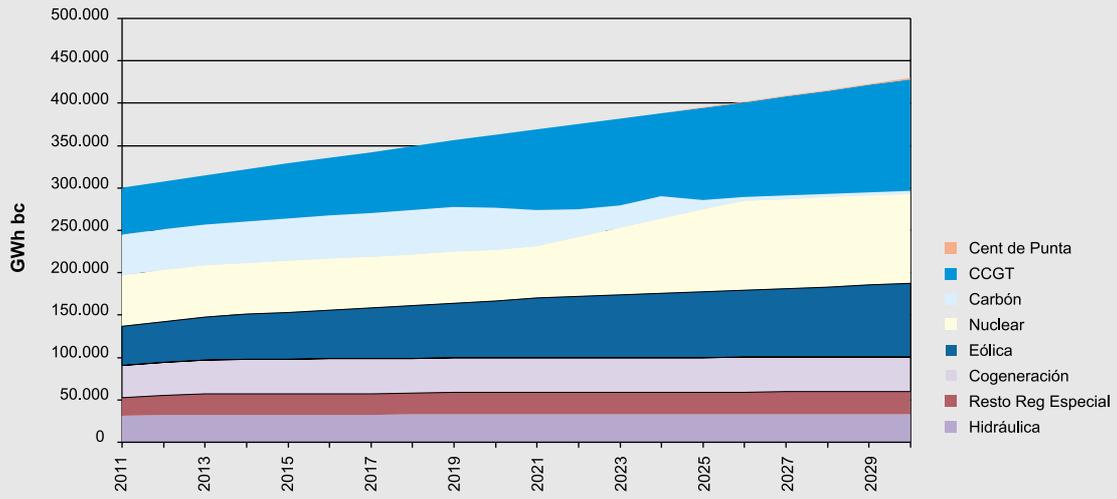


En los gráficos 13, 14 y 15 se recoge la evolución de los tres casos analizados en el supuesto de que los ciclos combinados a gas natural sean de despacho económico prioritario frente al carbón. Puede observarse como, en ese supuesto, las centrales de carbón tendrían una utilización muy baja, al igual que las centrales de punta.

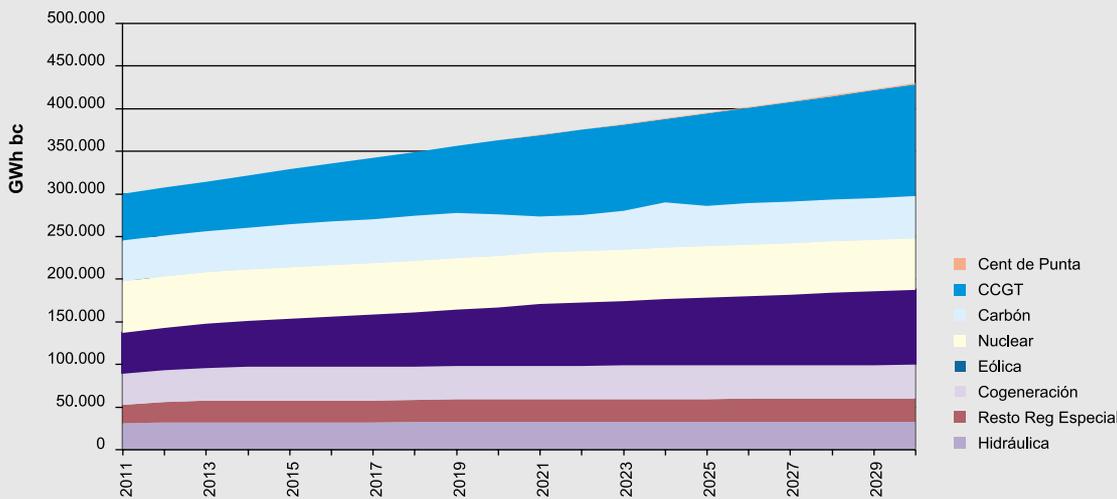


De igual forma, en los gráficos 16, 17, 18 y 19 se recoge la evolución en el escenario en el que el despacho de carbón fuese prioritario.

**Gráfico 17. Evolución del Balance de Generación
Expansión Nuclear
Carbón Prior**



**Gráfico 18. Evolución del Balance de Generación
Carbón con Captura
Carbón Prior**



**Gráfico 19. Evolución del Balance de Generación
Máxima penetración de Renovables
Carbón Prior**

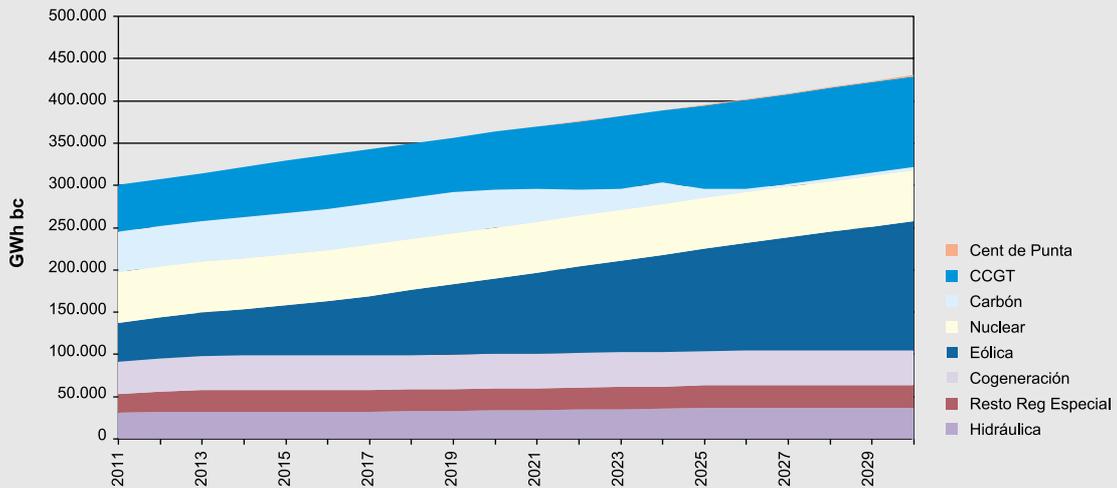
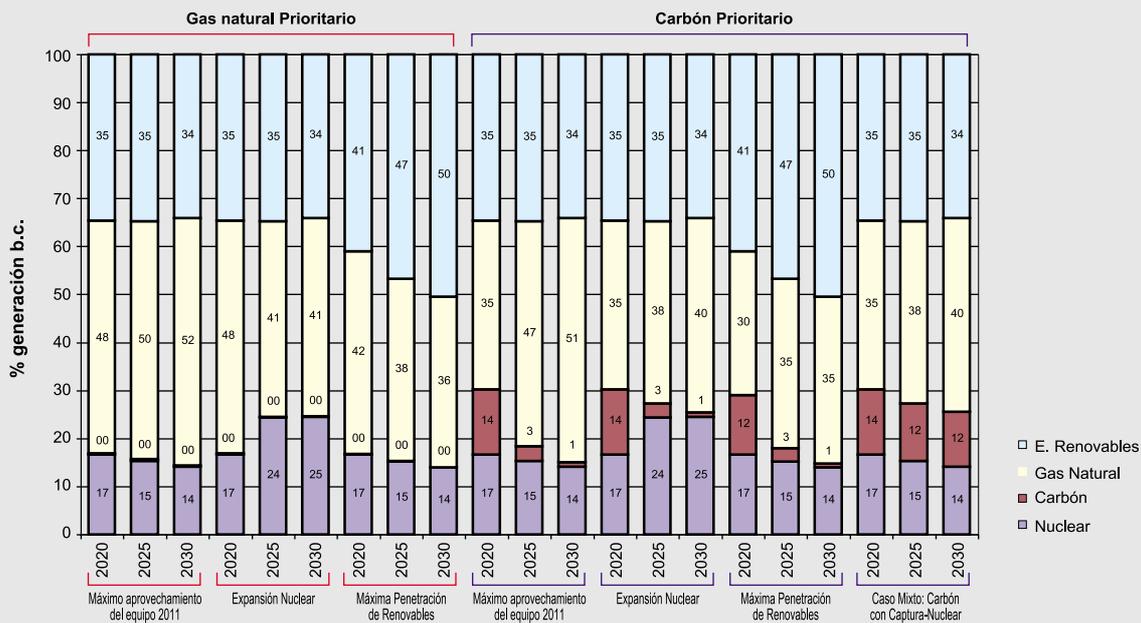


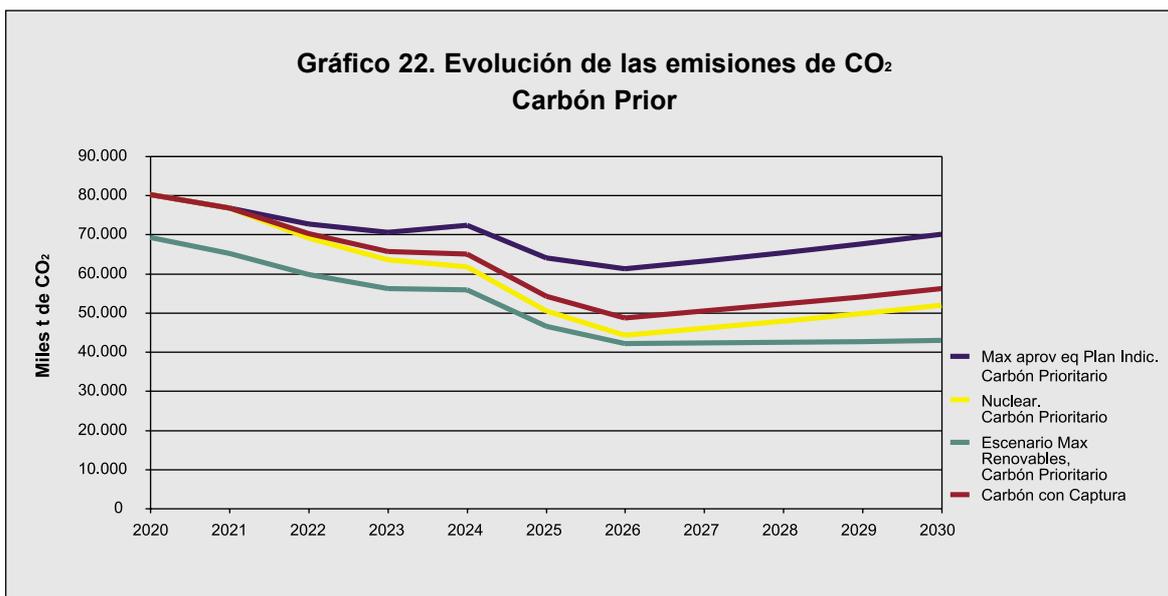
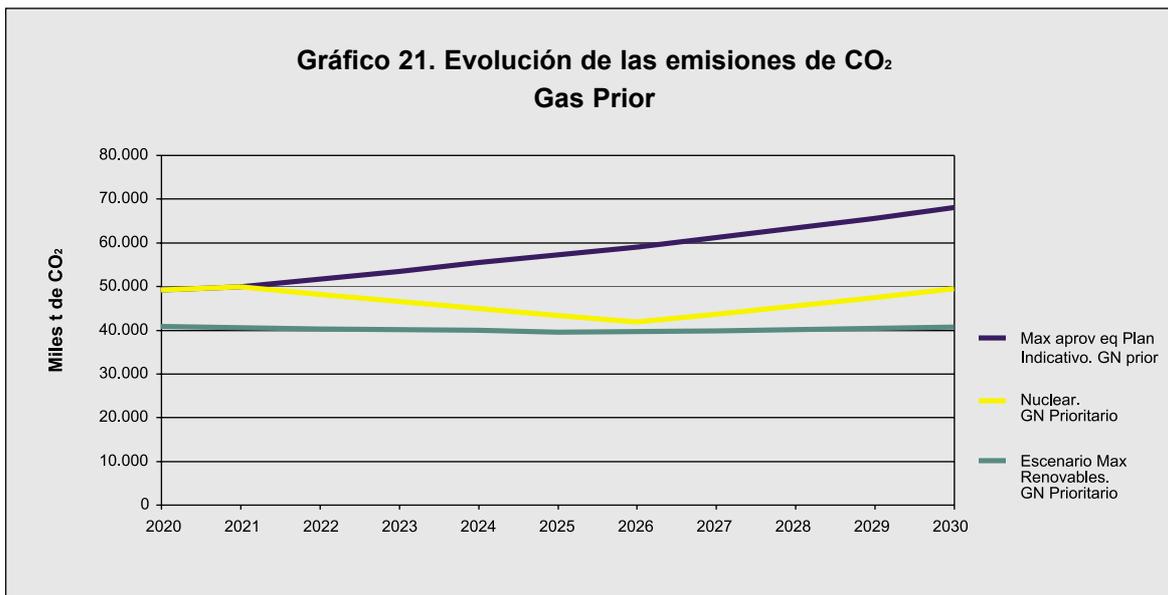
Gráfico 20. Diversificación del Balance de Generación



En el gráfico 20 se recoge el porcentaje de generación por tecnologías en el período analizado.

EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂

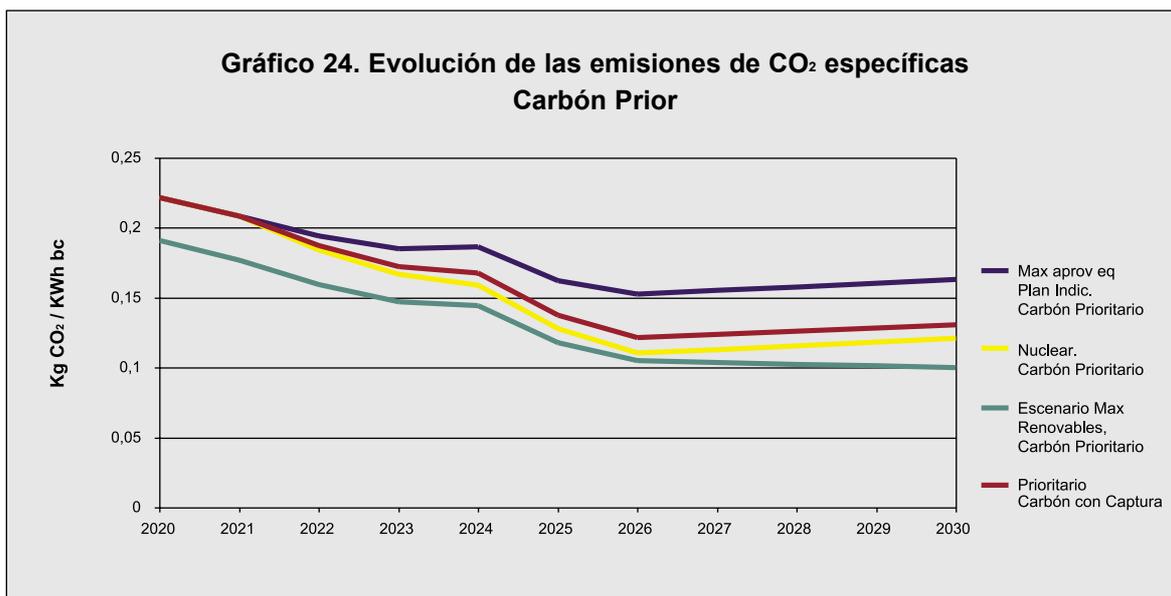
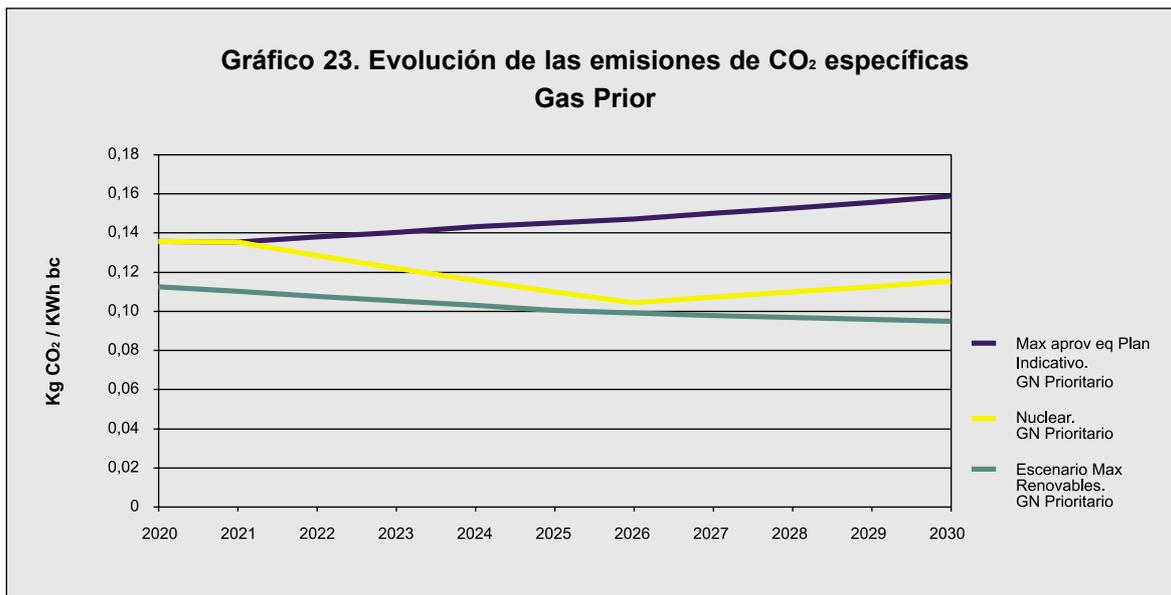
En los gráficos 21 y 22 se recoge la evolución año a año de las emisiones de CO₂ totales y específicas en el escenario de Gas Prioritario y los distintos casos⁶.



6. No incluidas las emisiones de la Cogeneración y el resto de tecnologías del Régimen Especial. Dichas emisiones se estiman en unos 12,3 Millones de Toneladas de CO₂ anuales para la producción de electricidad y 13.6 Mt de CO₂ imputables a la producción de calor útil. La parte imputable a la electricidad equivale a 0.29 Kgr CO₂/kWh bc en 2030.

EMISIONES ESPECÍFICAS POR KWH DEMANDADO

Los gráficos 23 y 24 recogen la evolución de las emisiones por KWh en los distintos escenarios y casos. En 2006 la emisión específica fue 0.37 Kg CO₂/KWh bc.



Puede observarse que se produce una importante reducción de la emisión específica hasta niveles de 0.10-0.20 Kg CO₂/KWh bc en 2030 en todos los casos, esto es, reduciéndose las emisiones hasta la mitad o, incluso hasta la cuarta parte.

Gráfico 25.
Emisiones de CO₂ en los distintos casos analizados

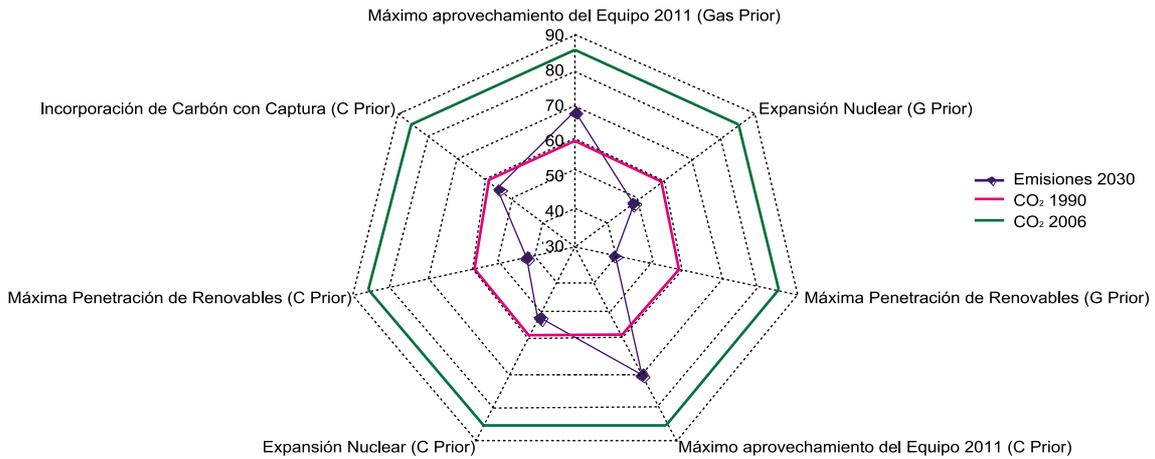
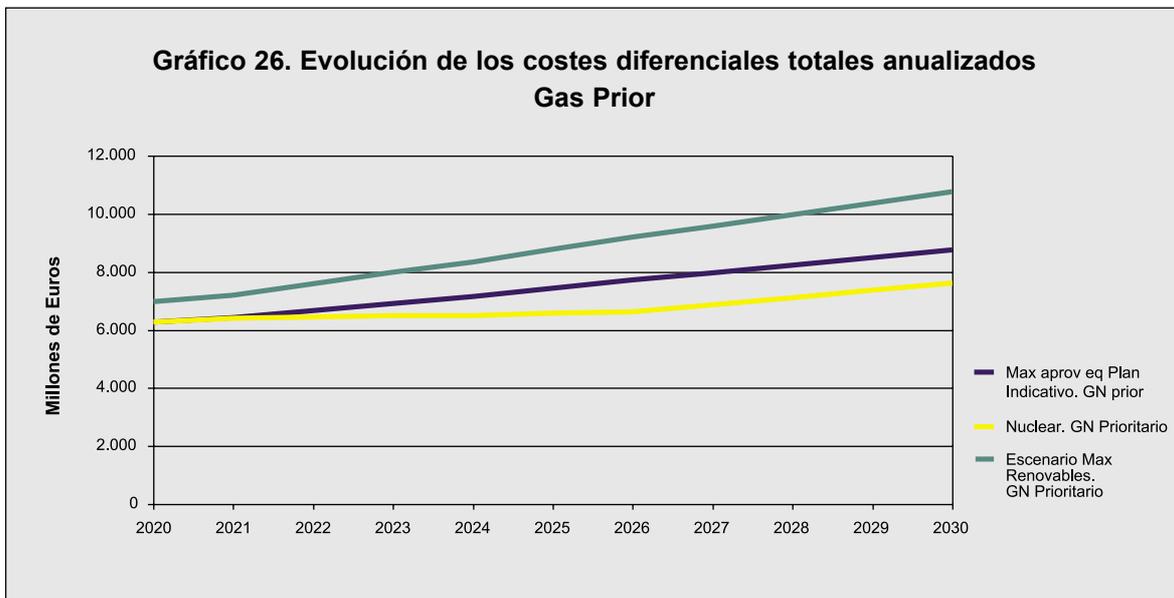


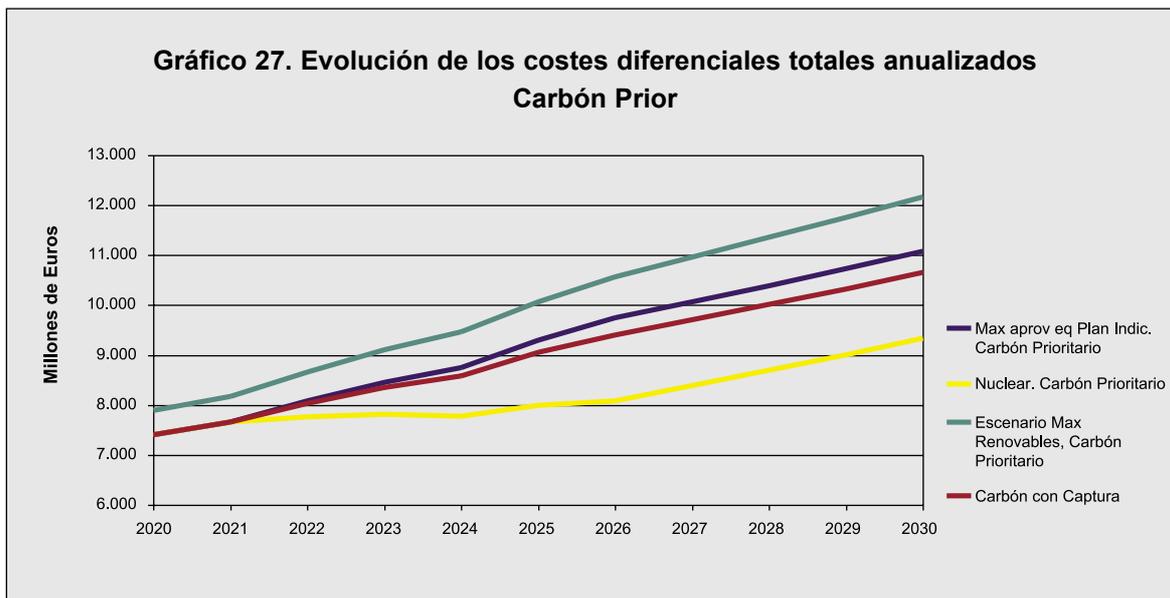
Gráfico 26. Evolución de los costes diferenciales totales anualizados Gas Prior



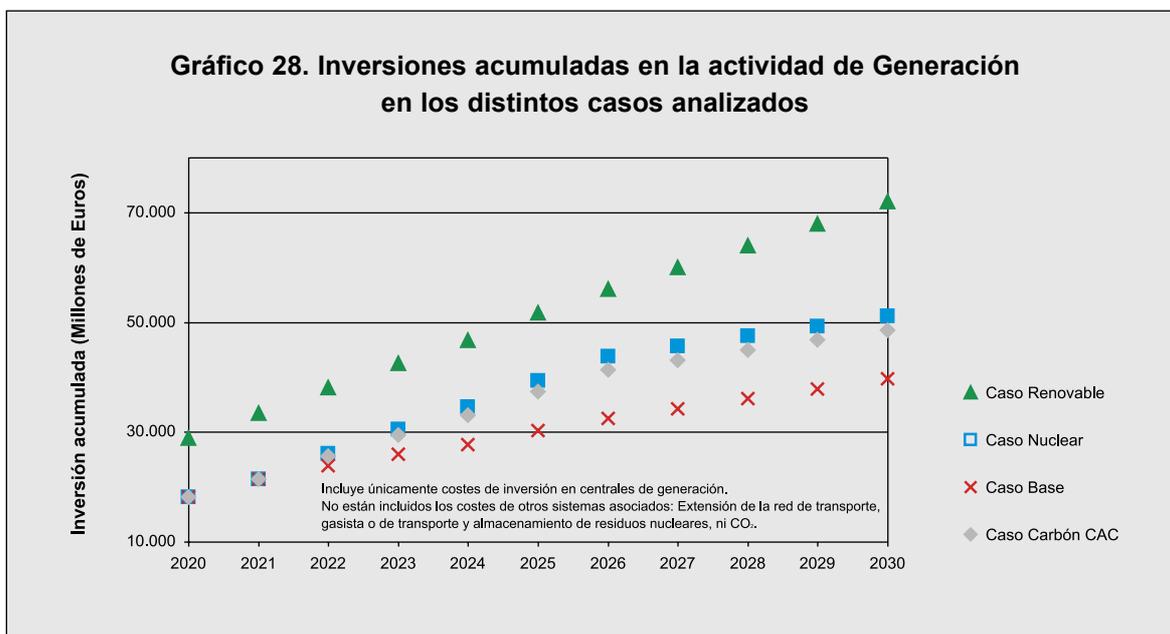
En el gráfico 25 se representan los niveles de emisión en 2030 de cada uno de los casos y escenarios analizados y su posición relativa respecto a las emisiones de 1990 y de 2006.

Los gráficos 26 y 27 recogen la evolución de los costes diferenciales totales entre los distintos escenarios de costes relativos Gas Natural-Carbón y los casos correspondientes a los distintos equipamientos. Por Costes Totales Diferenciales se entiende aquellas partidas de costes Fijos y Variables que pueden fluctuar entre los distintos Escenarios y Casos, es decir: Costes de combustibles fósiles, de CO₂, de Capital (amortización y retribución) de las potencias instaladas que varían entre los distintos casos analizados y de adquisición de energía del régimen especial que varía entre dichos casos.

**Gráfico 27. Evolución de los costes diferenciales totales anualizados
Carbón Prior**



**Gráfico 28. Inversiones acumuladas en la actividad de Generación
en los distintos casos analizados**



Inversiones necesarias en generación

En el gráfico 28 se representan las inversiones acumuladas que son precisas para los distintos equipamientos contemplados en el presente análisis. Hay que aclarar que únicamente se contempla en todos los casos el equipo adicional al definido en la planificación indicativa cuya instalación esta prevista para el horizonte 2011.

No se han incorporado en ningún caso los costes de reposición de equipos que se pudieran realizar. Por ejemplo, en todos los casos habría que reponer en la década de los veinte los equipos de régimen especial de mayor antigüedad, 15-25 años en función de la tec-

nología, porque se ha asumido que se repone automáticamente. Así, entre 2010 y 2020 habría que reponer prácticamente toda la cogeneración que entró en servicio en la década de los noventa, entre 2015 y 2026 habría que reponer prácticamente los 20.000 MW eólicos previstos para 2011, etc. No se han contemplado tales inversiones porque serían comunes a todos los casos analizados. Para el resto de tecnologías no se ha contemplado ninguna reposición de equipos.

En dicho gráfico sólo figuran las inversiones de los activos de generación. No están incluidas las inversiones en redes de transporte para evacuar esa producción, ni las redes de transporte de gas necesarias, ni la red de evacuación hasta almacenamiento de CO₂ en el caso de carbón con captura, ni la inversión en el almacenamiento geológico profundo de residuos nucleares. Todos estos conceptos se han representado en la forma en que se vienen soportando por el sector que, responde en general a un término fijo, función de la capacidad y uno variable, función del consumo que se hace por la instalación de generación, con algunas excepciones. Por tanto, aunque esos costes no están recogidos a efectos de inversiones en el siguiente gráfico, sí lo están como costes en las valoraciones globales que se han incluido. Puede observarse en el gráfico 28 que en función del tipo de equipamiento, la inversión acumulada puede oscilar en el horizonte 2030 entre los 40.000 millones de euros en el Caso base y los 72.000 en el Caso de mayor penetración de renovables. El Caso nuclear requeriría una inversión de 51.000 millones de euros y el Carbón con captura 48.000 millones de euros.

6. ALGUNAS CONCLUSIONES

Como principal conclusión cabe señalar –según se especifica en el cuadro 14– que tanto en el Escenario de Gas Natural prioritario como en el de Carbón prioritario, el equipamiento que da lugar a un menor coste es el de incorporación de 6.500 MW adicionales de origen nuclear.

Por el contrario, el caso que da lugar a un coste de generación más elevado es el de Máxima penetración de Energías Renovables. En todos los casos se ha internalizado el coste de las emisiones de CO₂ en dichos costes.

También hay que señalar que el caso que da lugar a unas menores emisiones es, en los dos escenarios analizados, el de Máxima penetración de las energías renovables, seguido por el de Expansión nuclear.

En ambos escenarios de precios de combustibles y CO₂, el Caso de Máximo aprovechamiento del equipo 2011 (Caso Base), da lugar a unos costes más elevados en gran parte debido a unas emisiones de CO₂ también elevadas, pero como se verá más adelante es el que menos nuevas inversiones requiere. Cuadro 14

Cuadro 14. Resumen de Resultados de los casos y escenarios analizados
Coste combustibles fósiles, nuclear y O&M+Coste CO₂ + Amortización y retribución de inversión
+Remuneración Renovables

Escenarios:	Gas Natural Prioritario				Carbón Prioritario			
	Máximo aprovech. del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetrac. Renovables		Máximo aprovech. del Equipo	Expansión Nuclear	Máxima Penetrac. Renovables	Incorporac. de Carbón con captura
Suma de costes difer. (millones €)	82.060	74.316	96.788		101.699	89.943	110.199	99.225
Emisiones medias de CO ₂ del periodo 2020-30 (internalizadas en los costes) (miles t)	57.594	46.321	40.136		69.468	58.345	51.380	61.267
% Emis sobre 1990	-2%	-21%	-32%		18%	-1%	-13%	4%
Dependencia Energética ext.	50%	43%	39%		48%	41%	36%	46%
	Diferencias de costes entre los distintos escenarios en caso de que el Gas sea Prioritario				Diferencias de costes entre los distintos escenarios en caso de que el Carbón sea Prioritario			
Diferencia (millones €)*	7.744	-	22.472		11.756	-	20.256	9.282

* Diferencia con respecto al equipamiento de menor coste diferencial en el escenario de coste variable correspondiente (en millones de euros), que en ambos escenarios es el caso de Expansión Nuclear.

Para un equipamiento (caso) dado, el escenario de Gas Natural proporciona, una menor emisión frente a su homólogo de Carbón en torno a 12 millones t CO₂, lo que supone unos 20 puntos porcentuales de menor emisión (sobre la base de emisiones de 1990).

En ambos escenarios de precios, el menor coste lo proporciona el equipamiento nuclear a la vez que proporciona la segunda posición en cuanto a emisión de CO₂. El Caso Base da lugar a un coste en la década entre 7.000 y 12.000 millones de euros superior, del mismo orden que el equipamiento basado en nuevas centrales de carbón con captura (9.000 millones €). El equipamiento basado en una Mayor Penetración de Renovables da lugar a un coste entre 20.000 y 23.000 Millones de euros superior al nuclear. En todos los casos se han internalizado a su coste las emisiones de CO₂. (30€/t CO₂ en los casos correspondientes a Gas Prioritario y 20€/t CO₂ en los casos correspondientes a Carbón Prioritario).

Así, por ejemplo centrándonos en el escenario Gas Prioritario, y comparando con respecto al caso de Mayor aprovechamiento del equipo existente (base):

- El Caso nuclear permite reducir los costes y reducir paralelamente las emisiones, esto es, tiene un coste de reducción de CO₂ negativo
- El Caso Mayor Penetración de Renovables reduce las emisiones, pero aumenta los costes, de tal forma que el coste de abatimiento equivale a 77 Eur/t CO₂ ahorrada.

Paralelamente en el escenario de Carbón Prioritario y respecto al mismo caso de Mayor aprovechamiento del equipo existente:

- El Caso nuclear permite reducir los costes y reducir paralelamente las emisiones, esto es, tiene un coste de reducción de CO₂ negativo.
- El Caso Mayor Penetración de Renovables reduce las emisiones, pero aumenta los costes, de tal forma que el coste de abatimiento equivale a 43 Eur/t CO₂ ahorrada.
- El Caso de Carbón con captura permite reducir ligeramente los costes y reducir paralelamente las emisiones, esto es, tiene un coste de reducción de CO₂ negativo.

En un escenario de costes favorable al carbón el caso de incorporación de centrales ultrasupercríticas supondría un ahorro de costes frente a un máximo aprovechamiento del equipo 2011 o a una mayor penetración de las renovables. Pero ello daría lugar a un incremento importante de emisiones y por tanto no parece razonable contemplar un equipamiento basado en carbón sin captura que no sería asumible por razones medioambientales. Los costes del carbón con o sin captura serían relativamente similares (+6-16%), pero las emisiones en el caso de Carbón con captura se reducirían notablemente. Por ello se ha contemplado esa posibilidad de equipamiento exclusivamente.

6.1. ALGUNAS CONSIDERACIONES ADICIONALES CON RESPECTO A LOS DISTINTOS CASOS

A modo de resumen, conviene poner de manifiesto sintéticamente algunas de las ventajas e inconvenientes a que conduciría cada equipamiento analizado teniendo en cuenta que

son dos posibles escenarios de costes relativos para el gas y el carbón que nunca podrían darse simultáneamente.

6.1.1. CASO BASE

Este caso como se ha dicho, es el que permite obtener un máximo aprovechamiento del equipo térmico (carbón y ciclos combinados) que se prevé esté disponible en 2011.

Ventajas

Desde el punto de vista de inversión, al no acometerse más que aquellas inversiones en energías renovables que se consideran firmes y aquellas otras en equipos de punta imprescindibles para mantener el índice de cobertura predefinido, se trata de un equipamiento con el nivel de inversión más bajo de entre los considerados. Obviamente podría proponerse un escenario con menor nivel de inversión reduciendo drásticamente la implantación de nuevas renovables más allá de lo comprometido en el PER, que en determinados supuestos incluso daría lugar a un coste del KWh en la banda baja de lo esperado, pero no parece un escenario viable dado las tendencias al respecto en el ámbito de la UE y las iniciativas de la industria renovable nacional.

En coherencia con lo anterior, la producción del equipo térmico existente en el horizonte 2011 se maximizaría, lo cual permitiría que la repercusión de un coste fijo –como es el de inversión– fuese mínima por KWh producido.

Es decir, en cierta forma este equipamiento permitiría poner en valor al máximo las inversiones realizadas en la presente década y en las anteriores, de forma similar a lo sucedido en el sistema eléctrico español durante la década de los noventa.

Debe tenerse en cuenta que este equipamiento, que podría denominarse también de postergamiento al máximo posible de la nueva potencia de base, pospone efectivamente la inversión en tecnologías que, a diferencia de los ciclos combinados de la presente década, son de inversión unitaria (por MW) muy elevada, entre el doble y el cuádruple, que los ciclos combinados.

Con ello, además, se conseguiría mejorar algunos de los ratios financieros de las empresas, a partir de 2012-13, cuando finalice el actual ciclo inversor.

Inconvenientes

Por el contrario, el funcionamiento con este equipamiento a largo plazo, no es el de menor coste anual total en los escenarios analizados y sus emisiones de gases de efecto invernadero no son las más reducidas. Adicionalmente, y habida cuenta que la baja de centrales de carbón se produce en la década de los veinte, se da, especialmente en los últimos años objeto de análisis, una dependencia del gas natural del 50% de la generación total. Y esa dependencia tan elevada del gas natural sería, en los últimos años, prácticamente independiente del nivel de precios de ese combustible, lo cual supone indudablemente una elevada dependencia energética del exterior, una posible volatilidad extrema de los precios

eléctricos al depender una parte considerable de los costes de generación de los precios del petróleo, unas necesidades de almacenamiento de gas muy importantes, y en suma, requeriría de un importante desarrollo del sistema gasista que no está evaluado en el presente estudio, sino simplemente estimado en forma de una tarifa de acceso a ese sistema.

En definitiva, este equipamiento de elevada cuota gasista en las proximidades del 2030 solo sería posible y aconsejable si se logra a lo largo de los próximos quince veinte años una madurez y un desarrollo y estabilidad de los mercados mundiales de hidrocarburos y una estabilidad geopolítica, que no ha sido la tónica de las dos o tres últimas décadas ni de los años más recientes. Es muy posible que si se dieran las condiciones para el equipamiento que subyace en este caso se prorrogase la vida de las centrales de carbón por encima de los cuarenta años supuestos.

6.1.2. EXPANSIÓN NUCLEAR

Este equipamiento presenta respecto al resto una serie de características importantes que se enumeran a continuación.

Ventajas

Dado el carácter autóctono que se admite para esta energía en todos los foros y estadísticas internacionales, la incorporación de esta energía en la base de la curva de carga permite reducir considerablemente la dependencia energética del exterior, ya se trate del escenario gas prioritario o del escenario carbón prioritario.

Al mismo tiempo se conseguiría una diversificación de las fuentes de energía primaria y eléctrica, dando una mayor estabilidad al mix de producción y a los costes variables.

En segundo lugar, la sustitución de energías fósiles por energía nuclear permite una reducción considerable de las emisiones de gases de efecto invernadero hasta alcanzar niveles relativamente próximos al escenario de mayor penetración de renovables y con la ventaja adicional frente a este último, de que la tecnología nuclear permite considerar como potencia firme garantizada la mayor parte de la potencia instalada.

Por otra parte, y como resulta conocido y admitido para prácticamente todas las referencias internacionales de análisis de costes de generación, el coste de producción del parque nuclear es el más reducido de las tecnologías actualmente desarrolladas, incluso, tal y como se hace en el presente análisis, internalizado en el coste de producción el coste de gestión y almacenamiento de los residuos radiactivos y no se esperan ni en el medio ni en el largo plazo alteraciones sustanciales en dicho orden.

Como conclusión más sobresaliente de este equipamiento hay que señalar que económicamente sería viable en los dos escenarios de precios analizados y en los dos casos permitiría reducir los costes del sistema y las emisiones de CO₂, es decir, proporciona un coste de reducción de CO₂ (coste de abatimiento) negativo, lo cual supone que es interesante “per se” incluso en el remoto caso de que la comunidad internacional decidiera

obviar la limitación de la emisión de gases de efecto invernadero. Además proporciona al sistema una cuota adicional de producción a costes muy estables.

Adicionalmente, en el presente análisis se han contemplado a efectos de costes los correspondientes a nuevos emplazamientos, cuando en el caso español tal vez lo más adecuado fuese utilizar emplazamientos contiguos a los emplazamientos existentes, con lo cual se obtendrían notables reducciones de los costes unitarios de inversión y de O&M de generación así como de transporte eléctrico.

En el Anexo VIII se incorporan algunas ideas adicionales en relación con este equipamiento.

Inconvenientes

El mayor inconveniente es obviamente el rechazo social que todavía produce esta tecnología en amplios sectores de la población, si bien en los últimos tiempos parece detectarse un cambio de actitud ante esta fuente energética desde muchos de los colectivos creadores de opinión. Además de la fase divulgadora de esta tecnología sería necesario un grado de consenso político plasmado mediante un acuerdo de Estado similar al alcanzado hace décadas en otros países. (Francia por ejemplo)

Otro de los inconvenientes ligados a esta tecnología es el de su desarrollo en condiciones de mercado. Obviamente, los agentes que operan en mercados de cierta volatilidad, como puede ser el eléctrico, dependiente en gran medida de combustibles con esa característica, tienden a invertir en tecnologías de corto periodo de maduración, de baja inversión específica y que se puedan amortizar rápidamente.

La energía nuclear, con inversiones específicas cuatro veces superiores por MW a un ciclo combinado, en unidades de potencia unitaria entre tres y cuatro veces superior, precisan de una inmovilización de recursos financieros a muy largo plazo y una solvencia económico-financiera que sólo pueden ser soportados por muy pocas empresas. A modo de ejemplo: un grupo nuclear de 1.300 MW supone una inversión equivalente a la necesaria para acometer quince ciclos combinados de 400 MW. Además los riesgos inherentes a tales procesos pueden ser disuasorios en muchos casos y en particular, sino se alcanzara un nivel suficiente de consenso en la sociedad española.

Esta situación ya se dio a España con la segunda generación de los años ochenta, y en aquel momento se resolvió mediante la propiedad compartida de prácticamente todas las centrales nucleares. Hoy en día, de hecho, únicamente son compartidas este tipo de centrales mientras que las centrales de otras tecnologías en otros momentos compartidas ha pasado en casi todos los casos a ser propiedad de un único agente.

Los riesgos regulatorios asociados a las nuevas generaciones de centrales nucleares hasta conseguir su licenciamiento son otro aspecto que puede ser disuasorio y lo que en ningún caso sería soportable por la parte de los titulares, ni por los financiadores sería la incertidumbre ligada a la posible paralización de un proyecto como consecuencia de alternancias en el poder, tanto a nivel autonómico como nacional. Otra característica del des-

arrollo futuro de esta tecnología es que muy probablemente no será una decisión en solitario de ningún país de la UE, sino que será tomada de forma más o menos conjunta por un grupo de países de la OCDE.

6.1.3. CASO CARBÓN

Ventajas

El carbón es un combustible abundante con reservas probadas para más de doscientos años, distribuidos a lo largo del mundo de forma relativamente uniforme que ha disfrutado de elevada estabilidad en precios a lo largo de todo el siglo pasado. Gráfico 29 y cuadro 15

Desde el punto de vista tecnológico se esperan mejoras de eficiencia en su conversión en electricidad muy importantes a lo largo de la próxima década, esto es en el entorno de 12 puntos porcentuales desde las últimas centrales instaladas en España en la década de los noventa.

Gráfico 29



Cuadro 15. Unidad: Mtep

	Recursos	Reservas	Reservas/Consumos
Hulla y antracita	3.854.683	363.343	>160 años
Lignito	860.385	325.774	> 300 años
Petróleo	360.000	141.049	41 años
Gas natural	n. d.	154.357	61 años

Fuente: A.I.E.

En el escenario de precios de carbón prioritario y en el caso de Carbón con Captura, la adopción de esas centrales permitiría una reducción de los costes de la generación y reducir simultáneamente las emisiones con respecto al máximo aprovechamiento del equipo existente, al igual que el caso de equipamiento nuclear (esto último en todos los escenarios de precios considerados)

La incorporación de estas tecnologías de carbón eficiente permitiría una reducción sustancial del consumo unitario y la consiguiente reducción de las emisiones a la atmósfera. En cuanto a los costes totales de producción resultantes, si bien existen algunas discrepancias, la mayor parte de los estudios proporcionan valores asumibles y competitivos, frente a otras tecnologías, especialmente si se prevén altos precios del gas natural y del CO₂.

Las centrales que se instalen en esa década habrán reducido sus emisiones de forma muy notable con respecto a las últimas instaladas el siglo pasado. Estarán dotadas de sistemas de desulfuración que retendrán más del 95% de SO₂ de sistemas avanzados de desnitrificación, electrofiltros, etc, por lo que se podrán considerar como centrales limpias.

El único aspecto pendiente es el relativo a la emisión de CO₂ a la atmósfera que, aunque se reduciría de forma notable frente a la situación actual por las ganancias de eficiencia mediante centrales ultrasupercríticas o IGCC, todavía sería muy elevado en términos relativos, en el caso de que se deseara proseguir con la política actual de la UE que exigirá notables reducciones (véase Anexo V)

Es por ello que en gran medida se asocia el uso futuro del carbón para generación eléctrica a las tecnologías de captura, y almacenamiento del CO₂ (CAC) que se describen en detalle en el Anexo VI.

Inconvenientes

Como se ha indicado ya, no se ha incorporado en el análisis la posibilidad de un equipamiento en base utilizando centrales de carbón de elevado rendimiento, sin captura y almacenamiento, ya que desde la perspectiva actual y teniendo en cuenta los niveles de emisiones que resultan, no sería asumible dentro del ámbito de los objetivos de la lucha contra el cambio climático de la UE.

En efecto, el nivel de emisiones a que conduce el escenario de carbón supercrítico sin captura, del orden de 80 Millones de t de CO₂, con un incremento del 36% de las emisiones

con respecto a 1990 se entiende actualmente como inasumible dados los objetivos que se están barajando en la UE para esa década con independencia de que su incremento de coste con respecto a otros escenarios no sea muy elevado incluso internalizando el coste de CO₂ a 20 €/t CO₂.

Ahora bien, si por los motivos que sea ⁷ finalmente se aceptasen objetivos de reducción menos ambiciosos en la UE, por ejemplo, estabilización a niveles de 2010 con amplios mecanismos de mercado, sería una opción válida al menos temporalmente para el período 2020-40. De hecho, estudios solventes en otras áreas geográficas EE.UU, por ejemplo contemplan una cuota significativa de centrales de carbón sin captura en el horizonte 2030.

De todas formas aceptando las hipótesis de trabajo actualmente vigentes en la UE es obligatorio que si se piensa en la reintroducción de carbón en el mix de generación, debe ser asociado a la captura y almacenamiento de CO₂.

Como se pone de manifiesto en el Anexo VI citado la tecnología es conocida, con diversas soluciones y no es previsible la aparición de excesivos problemas para su escalación a los niveles necesarios en el sector eléctrico. Sin embargo el riesgo tecnológico debe considerarse a la hora de preseleccionar como medida la captura y almacenamiento.

En definitiva, sí es cierto que existe un riesgo tecnológico en su implantación, siempre difícil de cuantificar, y especialmente en el horizonte temporal en el que esta tecnología será comercialmente competitiva. También hay que señalar, que en todos los procesos de captura de CO₂ se produce un consumo de energía importante que da lugar a una merma notable de la eficiencia de las instalaciones.

Por otra parte, los costes de inversión específicos que se prevén son elevados y los tamaños unitarios de los grupos térmicos también, lo cual da lugar a unas inversiones muy importantes por actuación que, junto al riesgo tecnológico pueden ser un factor disuasorio para la introducción del carbón con la captura y almacenamiento en condiciones de mercado, en el medio plazo.

Finalmente existe el riesgo relativo a la aceptación social del almacenamiento. Es posible que desde los colectivos ecologistas u otros en una aplicación sesgada del principio de precaución y ante la imposibilidad de asegurar al 100% la fuga del CO₂ almacenado en horizontes de miles de años se opongan a la utilización de la técnica del almacenamiento subterráneo. Aunque se ponga de manifiesto técnicamente el escaso margen de probabilidad de tales escenarios ese argumento podría ser útil a tales colectivos con el fin de forzar la única senda para ellos válida: las tecnologías renovables y el ahorro.

7. Por ejemplo, fuerte y duradera crisis del petróleo-gas, no implicación en objetivos de Kioto de otras áreas económicas, con efectos visibles a corto plazo en la competitividad de la UE, etc.

6.1.4. CASO MÁXIMA PENETRACIÓN DE RENOVABLES

Ventajas

Este equipamiento es el que presenta una menor emisión de CO₂ a la atmósfera y en el escenario de carbón prioritario permitiría una reducción de las emisiones de un 13% en el década 2020-30 con respecto a 1990 y del 32% en el escenario de gas prioritario.

Otra ventaja no desdeñable consiste en que probablemente fuera el de mayor aceptación social y, si como se vislumbra hoy en día la Administración y la sociedad están dispuestos a continuar con el apoyo mostrado desde 1980, probablemente fuera el que permitiría una mayor rentabilidad para los titulares de las instalaciones.

Existen otras ventajas suficientemente conocidas:

- reducción de la dependencia energética y de las importaciones energéticas.
- contribución a evitar el despoblamiento del medio rural, diseminación de la riqueza, creación de empleo y vertebración del territorio.
- incremento de las inversiones en I+D+D, liderazgo y desarrollo tecnológico para exportación, etc.

Inconvenientes

Si bien este parque permite una reducción sustancial de las emisiones de CO₂, ésta no es excesivamente eficiente. El coste de la tonelada de CO₂ reducida equivale a 77 eur/t de CO₂ en el escenario de Gas Prioritario y a 43 eur/t CO₂ en el escenario de Carbón prioritario, si se compara con el coste y las emisiones del caso Base o de máximo aprovechamiento del equipo 2011.

Desde el punto de vista de la sociedad, y en las hipótesis manejadas, este equipamiento sería el que daría lugar a un mayor coste de la generación, incluso internalizando tal y como se ha hecho todos los costes, especialmente el de CO₂, en el resto de equipamientos.

Un inconveniente adicional que tienen los parques generadores con una elevada penetración de energías renovables aleatorias o no despachables es el incremento de costes que ocasionan al conjunto de sistema y que se pueden clasificar en coste de potencia de backup, coste de mayor necesidad de reserva rodante y coste adicional de la extensión de red. Si bien el coste del primer concepto se ha internalizado en el análisis realizado, el coste de los otros dos conceptos no se ha contemplado.

7. CONSIDERACIONES FINALES Y CONCLUSIONES

En el presente análisis se ha tratado de esbozar distintas opciones de equipamiento en el largo plazo para el sistema eléctrico español y valorarlos cuantitativa y cualitativamente, con criterios que se pueden denominar conservadores en el sentido de que no se ha considerado ningún cambio drástico ni desde el punto de vista de la demanda ni de la generación. Se ponen de manifiesto las consecuencias que las políticas que se establezcan en los próximos años para moderar el crecimiento de la demanda y de la punta, las emisiones de gases de efecto invernadero, o para fomentar las energías renovables o las fuentes de energía autóctonas y que aportan garantía de abastecimiento podrán tener sobre las decisiones de inversión y sobre los costes eléctricos.

También se ha querido poner de manifiesto que, en gran medida y para la década de los veinte, gran parte de las decisiones en lo que afecta a la generación ya han sido o están siendo tomadas en el corto plazo, por lo que el margen de maniobra no es absoluto. Con los criterios que se han manejado, también se pone de manifiesto la elevada capacidad de generación del equipo que estará operativo en cinco años y, por tanto, la relativamente escasa necesidad de nuevos equipos para los próximos veinte años, por lo que probablemente y aparte de continuar con la expansión a ritmos razonables de las energías renovables, no sería necesario más que un programa de construcción de alrededor de 7.000 nuevos MW de base y el equipo complementario para puntas que sea necesario (entre 6 y 7.000 MW en 2020 y entre 18.000 y 25.000 MW en 2030).

Adicionalmente, se ha estimado conveniente analizar un equipamiento denominado “Mixto” en el que se incorporen esos 6.500 MW de base en dos tecnologías apropiadas para ello, en lugar de mediante una única tecnología de base como se ha hecho en los cuatro equipamientos básicos analizados anteriormente.

En primera aproximación, ese equipamiento Mixto se ha definido con las siguientes adiciones de equipo:

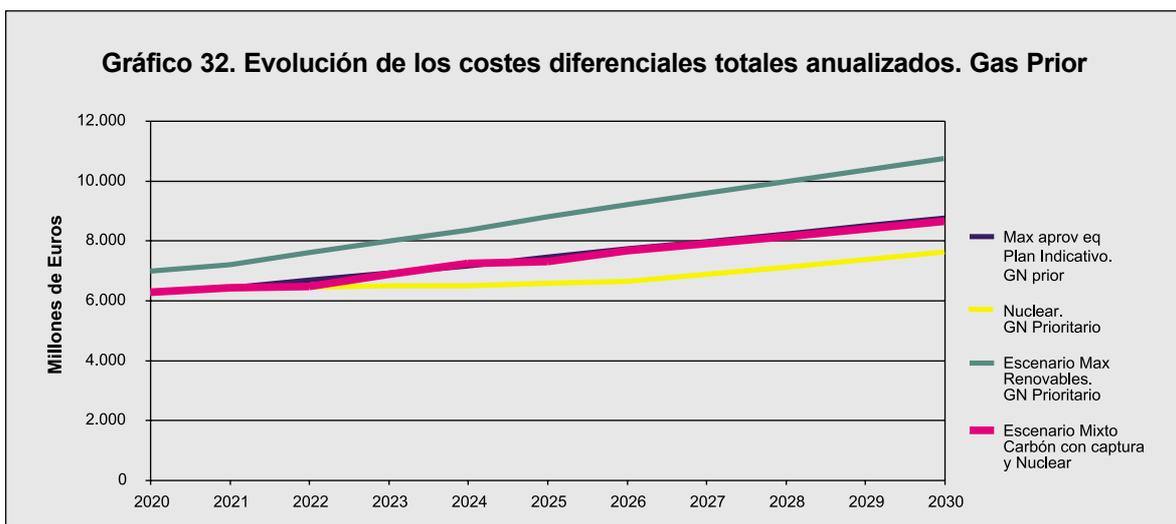
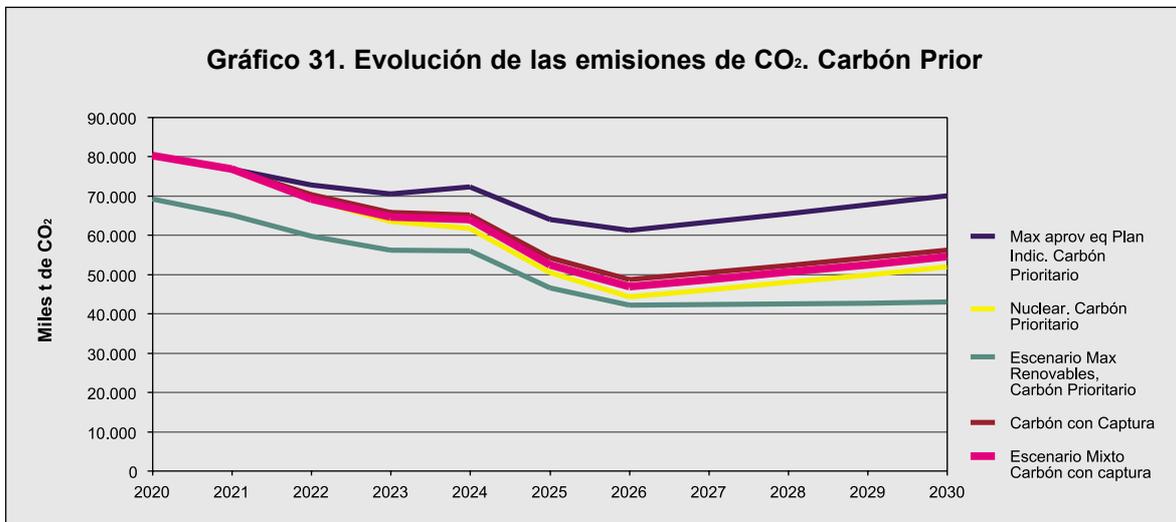
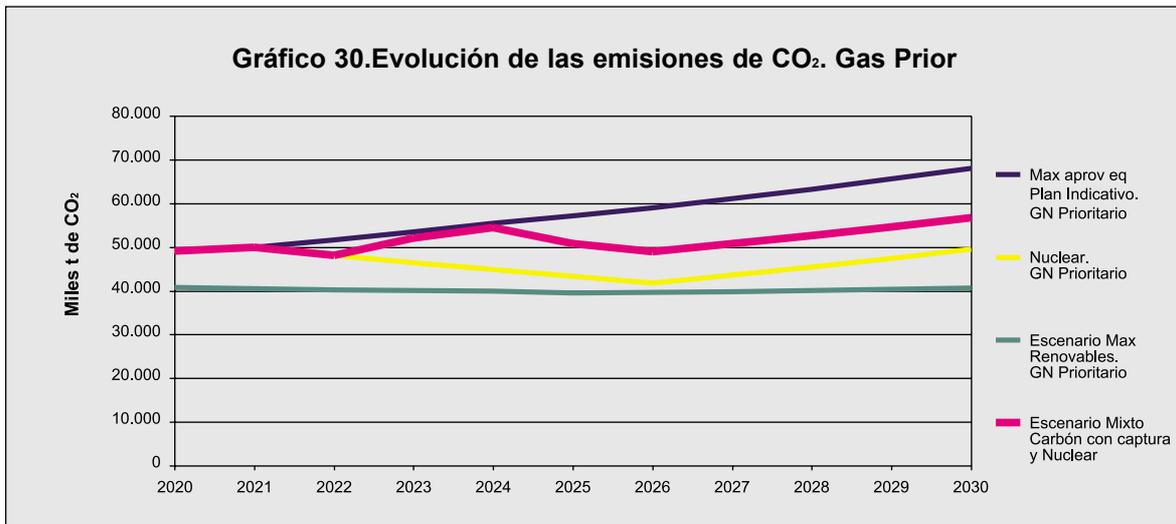
- Dos grupos nucleares de 1.300 MW cada uno (el primero en 2022 y el segundo en 2025), que totalizan 2.600 MW adicionales de origen nuclear.
- Seis grupos de carbón con captura de potencia unitaria 650 MW que se incorporarían dos grupos en 2.023, 2 grupos en 2.024 y 2 grupos en 2.026, totalizando 3.900 MW
- En este equipamiento se incorporara la potencia en energías renovables correspondiente al equipamiento firme (esto es, una penetración del 34% en 2.030).
- Y la potencia en equipo de punta que resulte necesaria.

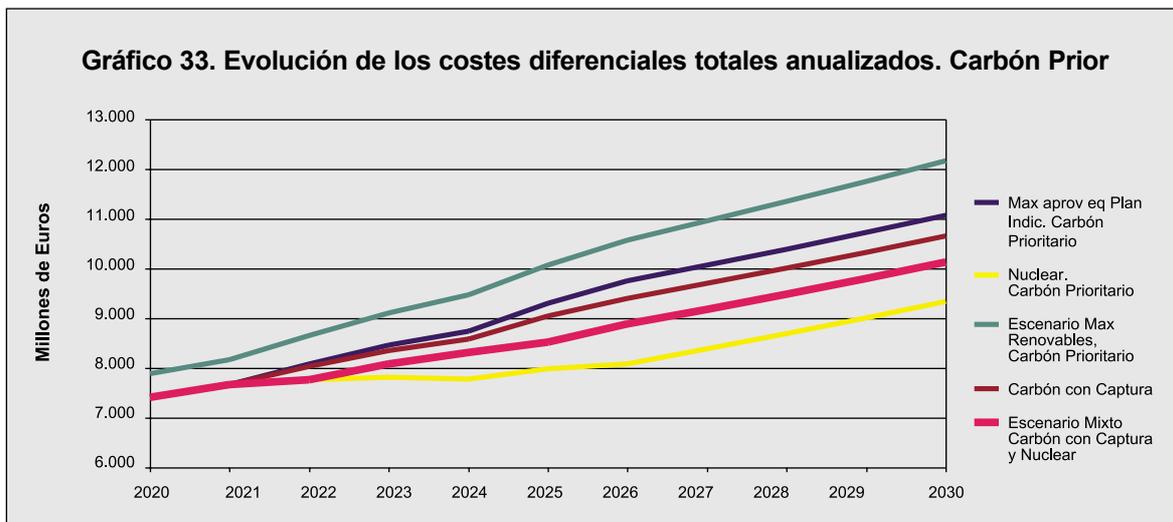
Si bien como se ha indicado anteriormente, la incorporación de nuevas centrales de carbón con captura sólo tendría sentido en el escenario de costes variables denominado Carbón prioritario, por mantener el paralelismo con el resto del análisis, se ha estudiado también este equipamiento en el escenario de Gas prioritario.

Lógicamente, en el escenario de precios de carbón prioritario este equipamiento mixto da lugar a unas emisiones, costes e inversiones entre los dos equipamientos básicos analizados (caso nuclear y caso carbón con captura).

**Cuadro 16. Potencia y Producción
Equipamiento Mixto: Carbón con captura-Nuclear**

Año 2020	Potencia (MW bc)	Producción (Gwh bc)	
		Escenario Gas Prioritario	Escenario Carbón Prioritario
Nuclear	7.496	60.400	60.400
Carbón	7.773	956	49.288
Ciclos Combinados	28.384	134.978	86.645
Hidroeléctrica	18.110	32.603	32.603
Régimen Especial	44.964	133.156	133.156
<i>Eólica</i>	29.000	66.700	66.700
<i>Resto Renovables</i>	6.864	25.977	25.977
<i>Cogeneración</i>	9.100	40.950	40.950
Potencia Punta	7.308	167	167
Total bc	114.035	362.258	362.258
Emision (miles t CO ₂)		49.096	80.270
Penetracion Renovables		35%	35%
Año 2025			
Nuclear	10.018	78.339	78.339
Carbón	4.144	11.212	29.104
Ciclos Combinados	28.384	126.630	108.753
Hidroeléctrica	18.110	32.603	32.603
Régimen Especial	48.964	144.666	144.666
<i>Eólica</i>	32.500	77.750	77.750
<i>Resto Renovables</i>	7.364	26.527	26.527
<i>Cogeneración</i>	9.100	40.950	40.950
Potencia Punta	13.389	666	651
Total bc	123.009	394.115	394.115
Emision (miles t CO ₂)		50.740	52.411
Penetracion Renovables		35%	35%
Año 2030			
Nuclear	10.018	78.348	78.348
Carbón	4.325	16.879	31.129
Ciclos Combinados	28.384	145.246	131.243
Hidroeléctrica	18.110	32.603	32.603
Régimen Especial	51.964	153.892	153.892
<i>Eólica</i>	35.000	86.500	86.500
<i>Resto Renovables</i>	7.864	27.077	27.077
<i>Cogeneración</i>	9.100	40.950	40.950
Potencia Punta	18.693	1.806	1.559
Total bc	131.494	428.773	428.773
Emision (miles t CO ₂)		56.734	54.444
Penetracion Renovables		34%	34%





En el escenario de precios de gas prioritario este equipamiento mixto da lugar a unas emisiones y costes por encima del equipamiento nuclear, como se puede observar en la presentación de resultados en los gráficos 30, 31, 32 y 33.



En cuanto a las inversiones en instalaciones de generación, este equipamiento mixto requiere lógicamente un nivel de inversión intermedio entre el equipamiento nuclear y el de carbón con captura. Gráfico 34

**Cuadro 17. Resumen de Resultados de los casos
y escenarios analizados**

Escenarios:	Gas Natural Prioritario				Carbón Prioritario				
	Máximo aprovech. del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetrac. Renovables	Caso Mixto Carbón cap. Nuclear	Máximo aprovech. del Equipo	Expansión Nuclear	Máxima Penetrac. Renovables	Incorporac. de Carbón con captura	Caso Mixto Carbón cap. Nuclear
Suma de costes (millones €)*	82.060	74.316	96.788	81.326	101.699	89.943	110.199	99.225	95.292
Media de emisiones (miles t CO ₂)	57.594	46.321	40.136	51.656	69.468	58.345	51.380	61.267	60.036
% sobre 1990	-2%	-21%	-32%	-12%	18%	-1%	-13%	4%	2%
Dep Energ Exterior	50%	43%	39%	45%	48%	41%	36%	46%	43%
	Diferencias de costes entre los distintos escenarios en caso de que el Gas sea Prioritario				Diferencias de costes entre los distintos escenarios en caso de que el Carbón sea Prioritario				
Diferencia (millones €)**	7.744	-	22.472	7.009	11.756	-	20.256	9.282	5.349

* Coste combustibles fósiles, nuclear y O&M + Coste CO₂ + Amortización y retribución de inversiones + Remuneración Renovables.

** Diferencia con respecto al equipamiento de menor coste diferencial en el escenario de coste variable correspondiente (en millones de euros), que en ambos escenarios es el caso de Expansión Nuclear.

En el cuadro 17, mediante dos parámetros básicos, como son el coste diferencial en la década y las emisiones medias se sintetiza este Caso Mixto respecto al resto de los casos analizados anteriormente:

Desde el punto de vista de costes, este equipamiento mixto se situaría también en un nivel razonable, similar o ligeramente inferior al del caso de máximo aprovechamiento del equipo 2011, con unas emisiones inferiores entre 6 y 9 millones de t de CO₂ de media en la década 2020-30 con respecto a dicho caso de máximo aprovechamiento del equipo 2011.

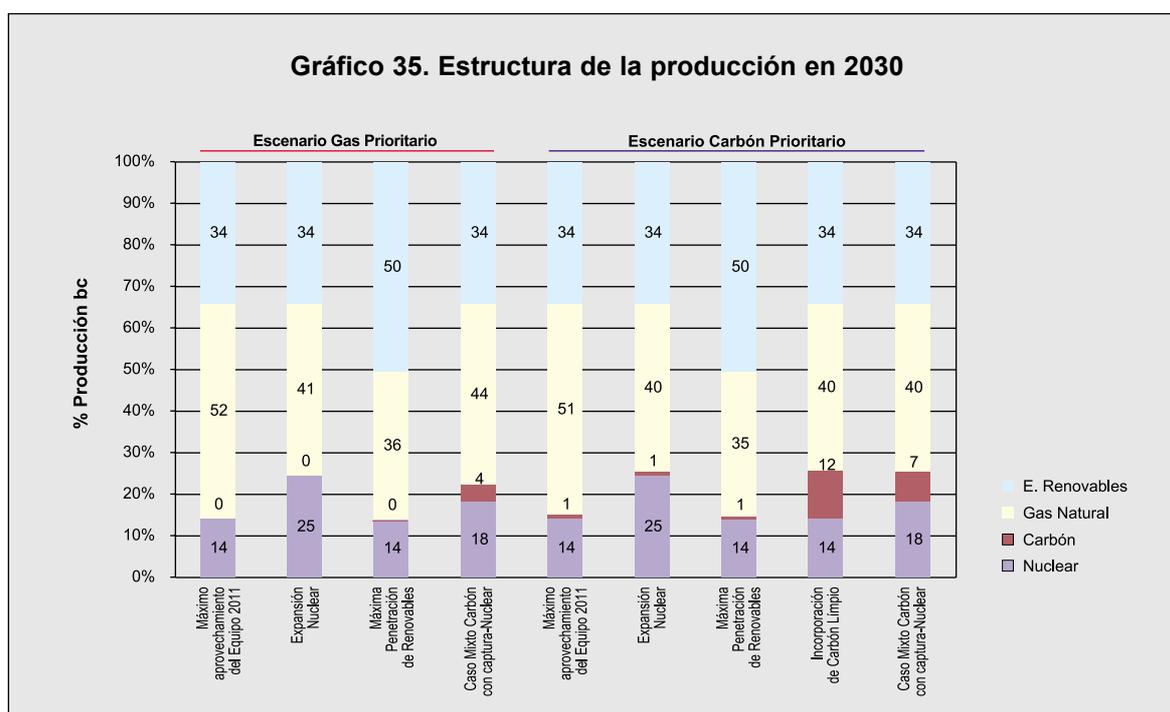
Este equipamiento mixto tiene como mayor ventaja respecto a los equipamientos básicos previamente analizados que representa una apuesta por mantener operativas todas las tecnologías de generación que, desde la perspectiva actual, pueden tener futuro en la década de los veinte y servir de base para el desarrollo posterior con flexibilidad. En efecto:

- Se incorpora una nueva potencia nuclear, lo que obligaría a actualizar la normativa de licenciamiento y operación de esta tecnología, a adiestrar nuevo personal muy cualificado para su construcción y operación y crear las condiciones adecuadas para hacer posible la reposición del parque actual que comenzaría a darse de baja durante la siguiente década por alcanzar el final de su vida útil. De todas formas la producción de origen nuclear solamente supondría el 18% de la producción neta en 2030.

- Se incorpora potencia en centrales de carbón con captura permitiendo a las centrales con este combustible estar preparadas, si se dan las condiciones necesarias, para contribuir durante la siguiente década a la sustitución de la actual generación de centrales de ciclo combinado una vez finalicen su vida útil, si bien su cuota de generación es moderada, entre el 4 y el 7% de la generación en 2030. En este sentido hay que tener en cuenta el interés que tendrá para España participar activamente en el Programa de la UE de centrales de demostración a gran escala de carbón con captura y almacenamiento que próximamente se lanzará con el fin de fomentar hasta 12 instalaciones de este tipo, tal y como se detalla en el Anejo VI.
- Se continúan incorporando fuentes de energía renovables aumentando su cuota hasta el 34-35% de la generación en 2030
- Se aprovecha a niveles muy razonables las inversiones realizadas en 2002-11 en centrales de ciclo combinado (entre 4.600 y 5.100 h anuales de utilización en 2030). Gráfico 35

Como principal inconveniente desde el punto de vista de su implantación figura el hecho históricamente observado de que, en condiciones de mercado, no se suele producir una diversificación de tecnologías, sino de “monocultivo”, hacia la tecnología de menor coste en cada momento. Por tanto, sería necesario habilitar los mecanismos incentivadores o regulatorios, según proceda en cada caso, para que los promotores pudieran decantarse por cualquiera de las tecnologías necesarias (nuclear, carbón con captura, renovables, equipos de punta) en igualdad de condiciones de rentabilidad-riesgo.

En el caso de la incorporación de nuevas centrales nucleares y a pesar de la incorporación muy limitada que se contempla en este equipamiento mixto (dos grupos, 2.600 MW), ésta sería vital para mantenerla como opción válida de cara al siguiente ciclo inversor, al comienzo de la década de los treinta.



Conclusiones

En el presente ejercicio se ha tratado de analizar algunos escenarios de costes de combustibles y equipamientos, en ambos casos relativamente extremos, con el fin de evaluar las diferencias para diversos parámetros –emisiones de CO₂, costes, inversiones, dependencia energética– y acotar las posibles variaciones de los mismos en el largo plazo.

Con independencia de que en el conjunto de parámetros e hipótesis que se han manejado se acierte en mayor o menor grado en el largo plazo, el análisis de los resultados globales del ejercicio pone fundamentalmente de manifiesto que para lograr un sistema eléctrico robusto, esto es, fiable y sostenible cualesquiera que sean las circunstancias en los mercados energéticos, hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Durante las dos próximas décadas es fundamental para el sistema eléctrico español mantener el parque nuclear existente en la actualidad, tanto desde los puntos de vista de emisiones de gases de efecto invernadero, de reducción de la dependencia energética, de laminación de los costes del sistema y de las necesidades de inversión.
- También es fundamental incorporar a largo plazo tecnologías de base que garanticen su disponibilidad, que contribuyan a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y que presenten costes relativamente estables. En este sentido, las posibilidades son: nuevas centrales nucleares y centrales de carbón limpio con captura y almacenamiento. Ambas tecnologías no debieran considerarse alternativas, sino complementarias entre sí y con el equipamiento de gas natural disponible.
- De la misma forma y desde los puntos de vista de emisiones de gases de efecto invernadero y de reducción de la dependencia energética, es importante continuar en la senda de introducción de una mayor cuota de energías renovables para generación eléctrica. Una mayor o menor penetración debiera depender de la capacidad de estas tecnologías para reducir sus costes y de que se avance en la integración técnica de las mismas en el sistema.
- Por último, son fundamentales políticas de demanda dirigidas tanto a conseguir un uso eficiente de la energía como el aplanamiento relativo de la curva de carga. Para ello las políticas de correcta formación de los precios y de información al público en materia de ahorro, eficiencia y racionalidad en el uso de la energía son aspectos ineludibles.

Dicho de otra forma, la clave para obtener un sistema eléctrico robusto y sostenible pasa por su diversificación, tanto de fuentes de energía primaria incluida su diversificación geográfica en cuanto a orígenes, como tecnológica, como de emplazamientos, así como una red de transporte y distribución lo suficientemente mallada e interconectada.

ANEXOS I a VIII

Anexo I

EL PROYECTO "ROLE OF ELECTRICITY" DE EURELECTRIC¹

CONTENIDO

RESUMEN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. INTRODUCCIÓN
2. OBJETO Y LANZAMIENTO DEL PROYECTO
3. BLOQUES DEL PROYECTO, COLABORADORES Y MÉTODO
4. ESCENARIOS
5. HIPÓTESIS SOCIO-ECONÓMICAS, DE PRECIOS ENERGÉTICOS Y CONTROL DE CAMBIO CLIMÁTICO
6. OPCIONES DE DEMANDA
7. OPCIONES DE LA OFERTA
8. RESULTADOS
9. CONCLUSIONES
10. RECOMENDACIONES PARA LA POLÍTICA ENERGÉTICA

1. The Role of Electricity. A new path to secure, competitive energy in a carbon-constrained world. Eurelectric, March 2007.

EL PROYECTO “ROLE OF ELECTRICITY” DE EURELECTRIC

RESUMEN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El proyecto “Role of Electricity” de Eurelectric tiene como objeto analizar la contribución que la electricidad puede aportar en el logro de los tres objetivos de política energética: la lucha contra el cambio climático, la seguridad del abastecimiento energético y la competitividad de la U.E.
- El proyecto fue lanzado a finales de 2005 y estructurado en cuatro bloques: demanda, oferta, modelización y comunicación. Para su desarrollo se ha contado con colaboradores externos. Del bloque de demanda se encargó un consorcio académico liderado por la Universidad de Lovaina; el bloque de oferta fue desarrollado por VGB Powertech (Alemania); el bloque de modelización, encargado de integrar los resultados de los bloques de demanda y de oferta, fue encomendado a la Universidad Nacional Técnica de Atenas. La consultora Mckindsey&Company ha prestado asistencia general y asesoramiento en la fase de comunicación.
- En el bloque de demanda se ha realizado una prospectiva de las tecnologías (existentes y nuevas) más eficientes por el lado de la demanda en los distintos sectores de la economía. Las tecnologías o aplicaciones seleccionadas son las siguientes: iluminación eficiente en hogares, oficinas, fábricas y calles; la bomba de calor para satisfacer necesidades de calor-frío en los sectores residencial y comercial; sistemas electrónicos eficientes para funciones “en espera” en equipos domésticos, de oficina y comunicaciones; sistemas movidos por motores de alta eficiencia (velocidad variable); transporte por ferrocarril, metro y tren de alta velocidad y vehículo híbrido con carga en la red eléctrica.
- En el bloque de oferta se ha llevado a cabo un análisis prospectivo de las tecnologías de generación eléctrica, existentes y nuevas, prestando atención a su potencial de desarrollo y de mejora de eficiencia energética en los años horizonte 2030 y 2050. La caracterización técnico-económica y medioambiental de las tecnologías se ha centrado en las tecnologías de: combustibles fósiles (ciclos de vapor de carbón y lignito; ciclo combinado y gasificación integrada de carbón, ciclo combinado de gas natural, captura y almacenamiento de emisiones de CO₂), energías renovables (eólica marina y terrestre, hidroeléctrica, biomasa, solar, ...), energía nuclear (reactores de agua ligera, rápidos y de alta temperatura), generación de pequeña escala (celdas de combustibles, microturbinas de gas y motores de combustión interna).
- En el proyecto se estudia el futuro energético de la UE-25 a largo plazo, considerando como años horizonte el 2030 y el 2050. El estudio se lleva a cabo utilizando la técnica de escenarios en base a análisis de detalle por países hasta el 2030 (utilizando el modelo PRIMES) y de conjunto para el UE-25 entre el 2030 y 2050 (con el modelo PROMETHEUS), ambos modelos de la Universidad Nacional Técnica de Atenas. El futuro energético que se simula es el del conjunto de balance energético, prestando una atención especial a la parte eléctrica del mismo.
- Se parte de un escenario Base de referencia (“business as usual”) que explora el futuro al que conduciría la continuidad de las políticas y prácticas vigentes respecto a la mejora de la eficiencia energética y el apoyo al desarrollo de las energías renovables. En este escenario Base se mantienen los condicionantes que afectan a la energía nuclear en algunos países de la U.E. y no se contempla la emergencia de la tecnolo-

gía de captura y almacenamiento de emisiones de CO₂. El escenario no incluye cambios en la política de lucha contra el cambio climático, a excepción de un comercio débil de derechos de emisión con un precio de 5€/TCO₂.

- El futuro simulado con el escenario Base ha resultado ser no sostenible, desde el punto de vista de la reducción de gases de efecto invernadero, y la dependencia de las importaciones de energía primaria de la UE-25 sigue creciendo.
- Para forzar la reducción de emisiones de CO₂ se han planteado tres escenarios alternativos, de carácter normativo, a los que se les ha impuesto el objetivo de reducir las emisiones totales de CO₂, procedentes de la energía, con respecto a las de 1990 en un 20% en el 2020, un 30% en el 2030, un 40% en el 2040 y un 50% en el 2050. La simulación de los tres escenarios alternativos se ha realizado con las mismas hipótesis de crecimiento económico y de altos precios de combustibles que el escenario Base. Los tres escenarios alternativos se han identificado como de Eficiencia y Renovables, de Oferta y el “Role of Electricity” o papel de la electricidad. Además de las tecnologías en la que cada escenario pone su énfasis, conviene recordar que en los cuatro escenarios se mantienen las tecnologías convencionales de combustibles fósiles, tanto en sus versiones de ciclos de vapor como de ciclos combinados.
- El escenario de Eficiencia y Renovables se centra en un mayor progreso de la eficiencia energética por el lado de la demanda y en un mayor desarrollo de las energías renovables que el escenario Base, manteniendo las hipótesis sobre energía nuclear y la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ del escenario Base. El escenario incluye paquetes de medidas para promover el ahorro energético y aplicaciones de uso final de alta eficiencia, así como medidas para un desarrollo adicional de las renovables, incluyendo el apoyo a la biomasa.
- En orden a procurar un sistema de bajo contenido de carbono, el escenario Oferta asume un renacimiento de la energía nuclear, levantando los condicionantes que afectan a su desarrollo y admitiendo la extensión de vida y el desarrollo de nuevas plantas de fisión nuclear en los países que ya disponen de esta energía. El escenario asume también la disponibilidad comercial de las plantas de carbón y gas con captura y almacenamiento de CO₂ después del 2020.
- El escenario identificado como “Role of Electricity” tiene en cuenta todas las opciones disponibles, tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta, es decir, opciones de eficiencia energética, renovables, nuclear y captura y almacenamiento de CO₂. Se asume el desarrollo de electrotecnologías eficientes por el lado de la demanda, unas de uso específico, como son las de iluminación y motores eficientes, y otras compitiendo en el mercado de uso final de la energía, como son los vehículos híbridos de carga en la red eléctrica, en el sector del transporte, y el uso de bombas de calor eficientes en la satisfacción de las necesidades de calor-frío.
- A juzgar por el comportamiento de los escenarios en cuanto a la evolución del coste total de la energía final, la dependencia de importaciones de petróleo y gas y del valor del carbono que implica el cumplimiento de los límites impuestos sobre las emisiones de CO₂, es el escenario “Role of Electricity” el que ofrece los mejores resultados, debido a la gran diversificación de la cartera de opciones que contempla y a la explotación de las sinergias que surgen de la implantación de electrotecnologías de alta eficiencia en el uso final. Esta amplia cartera de opciones hace que el “Role of Electricity” sea menos vulnerable que los otros escenarios ante eventos imprevistos y puede explotar mejor las oportunidades que ofrece el desarrollo tecnológico.

- El escenario “Role of Electricity” implica una alta electrificación de la economía (mucho mayor que los otros escenarios), cumple con la reducción de emisiones de CO₂ con un coste total de la energía final ligeramente superior al del escenario Base, mantiene la dependencia de las importaciones de petróleo y gas en valores ligeramente superiores a los actuales y es el único escenario que da lugar a un valor de carbono estable, entre 40-50 €/TCO₂, mientras que los otros escenarios alternativos alcanzan puntas de 120 €/TCO₂. Cuadro I.1
- De los resultados obtenidos se concluye que la lucha contra el cambio climático, la mejora de la seguridad de abastecimiento energético y el mantenimiento de la competitividad Europea puede hacerse realidad con una política asentada en la eficiencia energética por el lado de la demanda, el desarrollo de fuentes y tecnologías de bajo contenido de carbono y una explotación activa de las sinergias entre dichas fuentes y tecnologías y las electrotecnologías eficientes en el uso final, especialmente en los sectores de calor-frío y transporte. La apuesta eléctrica que representa el escenario “Role of Electricity”, combinando el uso inteligente de la electricidad por el lado de la demanda con generación de bajo contenido de carbono por el lado de la oferta, cuenta con un gran potencial para gestionar la transición hacia una economía de bajo contenido de carbono salvaguardando la seguridad de abastecimiento energético de Europa y la competitividad de su economía.
- Como recomendaciones y para explotar los beneficios de la apuesta eléctrica, la política energética debería sustentarse en los cinco elementos siguientes: 1) El desarrollo del potencial de eficiencia energética por el lado de la demanda, 2) el desarrollo de un sistema de bajo contenido de carbono utilizando todas las opciones disponibles, 3) el logro de una electrificación inteligente de la economía, explotando la eficiencia de las opciones y las sinergias entre los mismas, 4) un desarrollo consistente y orientado al mercado que facilite la penetración en el mercado de las tecnologías existentes y nuevas y las necesarias etapas de I+D, 5) procurar una cooperación global (mundial) en temas globales, como la lucha contra el cambio climático, la estabilidad en la seguridad de abastecimiento energético y la cooperación tecnológica.

Cuadro I.1. Comportamiento global de los escenarios

	Coste total de la energía		Dependencia de importancia de petróleo y gas		Emisiones de CO ₂ procedentes de la energía	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
2005=100						
Base	146	159	126	138	110	96
Eficiencia-Renovables	156	164	128	137	70	50
Oferta	161	169	115	114	70	50
Role of Electricity	147	164	105	102	70	50

1. INTRODUCCIÓN

Existe una evidencia, cuyo reconocimiento se va extendiendo a nivel mundial, de que las políticas energéticas deben dar respuesta al triple reto de procurar al ciudadano y al sistema económico una energía sostenible, segura y competitiva.

La sostenibilidad de la energía se ha convertido en el objetivo estratégico de la política energética Europea propuesta por la Comisión Europea al Parlamento Europeo y al Consejo de Jefes de Estado y Gobierno de la U.E. en una comunicación al respecto emitida en enero-2007 y abordada en el Consejo de marzo-2007.

Este objetivo estratégico contempla la reducción de gases de efecto invernadero del 20%, respecto a 1990, en el año 2020 para el conjunto de la U.E. El objetivo fue adoptado por el Consejo de Jefes de Estado y de Gobierno del 8-marzo-2007.

2. OBJETO Y LANZAMIENTO DEL PROYECTO

A tenor de lo contemplado en el Libro Verde sobre una estrategia Europea para una energía sostenible, competitiva y segura que la Comisión Europea emitió en marzo-2006, en el seno de Eurelectric se consideró conveniente abordar el análisis de la contribución que la electricidad puede aportar en la consecución de los tres retos u objetivos de política energética, es decir, la lucha contra el cambio climático, la seguridad de abastecimiento energético y la competitividad de la U.E.

A tal fin y a finales de 2005, la Asociación Eléctrica Europea (Eurelectric) lanzó el proyecto identificado como "Role of Electricity", es decir, "Papel de Electricidad", con el que, contando con recursos humanos y técnicos suficientes y adecuados, se puso en marcha el análisis en profundidad y puesta al día de resultados de análisis más someros, llevados a cabo hace varios años en el seno de Eurelectric, que concluían que, en un planteamiento global, un mayor uso de la electricidad implicaba una mayor reducción de emisiones de CO₂ para el conjunto del balance energético.

3. BLOQUES DEL PROYECTO, COLABORADORES Y MÉTODO

El proyecto "Role of Electricity" fue estructurado en cuatro bloques: demanda, oferta, modelización y comunicación. Aparte de los equipos técnicos de Eurelectric y sus miembros, para el desarrollo del proyecto se ha contado con la colaboración de consultores externos. El bloque de demanda fue encargado a un consorcio académico liderado por la Universidad de Lovaina. Para el desarrollo del bloque de oferta se contó con VGB Powertech de Alemania. El bloque de modelización, responsable de integrar los resultados de los bloques de demanda y oferta y de realizar el trabajo de escenarios, fue encomendado a la Universidad Nacional Técnica de Atenas. La consultora McKinsey & Company ha prestado asistencia general y asesoramiento en la fase de comunicación de los resultados del proyecto.

El proyecto ha permitido investigar el impacto de distintas políticas y tecnologías de demanda y oferta haciendo uso de una modelización cuantitativa y de la definición de escenarios hasta el año 2050 para la EU-25.

La consideración del año 2050 viene justificada, entre otras cosas, porque la lucha contra el cambio climático debe plantearse a largo plazo, de una manera consistente con la vida de las instalaciones de generación eléctrica y los tiempos que se requieren para la investigación, demostración y desarrollo de las necesarias soluciones tecnológicas.

Como ya se ha indicado, en el proyecto “Role of Electricity” el horizonte temporal utilizado llega al 2050 y se presta una atención especial a los resultados obtenidos para el 2030 para el conjunto de la UE-25. Las tareas de modelización se han llevado a cabo utilizando el modelo PRIMES hasta el año 2030 y el modelo PROMETHEUS para el período 2030-2050. Ambos modelos son utilizados también en los estudios de tendencias energéticas que a largo plazo realiza la Comisión Europea. Así pues, con el uso de tales modelos se asegura la consistencia metodológica con las proyecciones de la citada Comisión.

Hasta el año 2030, con el modelo PRIMES se ha realizado proyecciones de detalle para cada uno de los países miembros y cuya integración define los resultados para la EU-25. Para el período 2030-50, la modelización y los análisis planteados han sido realizados para el conjunto de la EU-25 y el modelo analiza de forma endógena la formación de los precios mundiales de la energía. El modelo trata a Europa como una región parte del mundo.

4. ESCENARIOS

En el proyecto se ha investigado cuatro escenarios:

- Un escenario Base, o de referencia, que refleja las tendencias “business-as-usual” y que es muy similar al actualizado por la Comisión Europea en el año 2005 y publicado en 2006. Este escenario incluye las políticas vigentes respecto a la mejora de eficiencia energética y el apoyo de las energías renovables, mantiene los condicionantes que afectan a la energía nuclear en algunos países y no contempla la emergencia de la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCS o “Carbon Capture and Storage”). El escenario no considera un cambio en la política de cambio climático, a excepción de un comercio débil de derechos de emisión (cifrado en 5 €/TCO₂).
- Un escenario de Eficiencia y Renovables que se centra en un mayor progreso de la eficiencia energética y en un mayor desarrollo de las energías renovables que el escenario Base, manteniendo las hipótesis sobre energía nuclear y la tecnología CCS de dicho escenario Base. El escenario incluye paquetes de medidas para promover el ahorro energético y aplicaciones de uso final de alta eficiencia, así como medidas para un desarrollo adicional de las renovables, incluyendo el apoyo a la biomasa.
- Un escenario de Oferta que, en orden a procurar un sistema de bajo contenido de carbono, se centra en la generación eléctrica y no prevé esfuerzos adicionales en la promoción de la eficiencia energética y las renovables sobre el escenario Base. El escenario Oferta asume un renacimiento de la energía nuclear, levantando los condicionantes que afectan a su desarrollo y admitiendo la extensión de vida y el desarrollo de nuevas plantas de fisión nuclear en los países que ya disponen de energía nuclear. Respecto a la tecnología CCS, el escenario asume la disponibilidad comercial de plantas CCS de carbón y de gas natural y el desarrollo del transporte y almacenamiento de CO₂ en Europa.

- Un escenario identificado como “Role of Electricity” que tiene en cuenta todas las opciones disponibles, tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta, para lograr un sistema energético de bajo contenido en carbono en Europa. El escenario incluye opciones de eficiencia energética, renovables, nuclear y CCS. Se tiene en cuenta la promoción de la eficiencia energética y de las renovables del escenario Base. Se asume el desarrollo de electrotecnologías eficientes por el lado de la demanda, unas de uso específico como son las de iluminación y motores eficientes y otras compitiendo en el mercado de uso final de la energía, como son los vehículos híbridos con carga en la red eléctrica, para el sector del transporte, y el uso de bombas de calor eficientes en la satisfacción de necesidades de calor y frío.

De manera simplificada, la configuración de los escenarios alternativos queda reflejada en el Cuadro I.2

En la lectura del cuadro I.1 se ha de tener en cuenta que, aunque no se mencione de forma explícita, todos los escenarios incluyen, como opciones de generación eléctrica, la continuidad de desarrollo de los ciclos combinados de gas natural y de las tecnologías limpias de carbón.

Cuadro I.2. Escenarios alternativos

Elementos considerados	“Role of Electricity”	Oferta	Eficiencia y Renovables
Alta eficiencia energética	SI	NO	SI
Electrotecnologías	SI	NO	NO
Alto en renovables	SI	NO	SI
Energía nuclear	SI	SI	NO
Captura-almacenamiento de carbono (CCS)	SI	SI	NO

5. HIPÓTESIS SOCIO-ECONÓMICAS, DE PRECIOS ENERGÉTICOS Y CONTROL DE CAMBIO CLIMÁTICO

Desde el punto de vista de crecimiento económico, se mantiene una evolución positiva a lo largo del período para el conjunto de la UE-25 definida por crecimientos anuales del PIB del 2% hasta el 2030 y del 1% entre el 2030 y 2050. Para la economía mundial estos porcentajes se definen en un 3% y 2,2% respectivamente. La estructura económica de Europa continuará registrando los cambios que implican la consideración de un mayor crecimiento de los sectores de mayor valor añadido frente al de sectores más intensivos en energía y materiales.

Se considera que la población total de Europa registrará un crecimiento muy pequeño pero los cambios sociales motivarán un crecimiento de hogares que, aún siendo de menor tamaño, implicará un aumento de necesidades energéticas en sector el residencial.

De partida se consideran precios altos de petróleo y gas natural. Se asume que los precios del petróleo se estabilizarán a corto-medio plazo en torno a unos 36 €/2005/barril para crecer progresivamente hasta 46 €/2005/barril en el 2030 y 80 €/2005/barril en el 2050, reflejando así los condicionantes que afectan a los recursos, el continuo crecimiento de la demanda global de energía y el aumento de la dependencia de las importaciones de la U.E. Se considera que los precios de gas natural continuarán ligados a los del petróleo, siendo el 75% de los del petróleo hasta el 2030 y aumentando el porcentaje hasta el 85% en el 2050. Los precios del carbón, aunque también crecerán en el futuro, lo harán con unos ratios mucho más bajos que los del petróleo y el gas natural. Esto implica que la competitividad del gas con el carbón se deteriorará con ratios de precios gas-carbón que, cifrados en 1,5 en los años 90 y 2,5 en el 2006, se acercarán a 3,0 antes del 2030 y alcanzarán el valor de 5,0 en el 2050.

Al escenario Base no se le ha impuesto un objetivo de reducción de emisiones de CO₂, por tanto es un escenario que explora el futuro partiendo de las hipótesis de partida y la optimización económica que aplican los modelos. Como se verá más adelante, el modelo Base no es sostenible desde el punto de vista de la lucha contra el cambio climático y, por ello, se han planteado los tres escenarios alternativos indicados anteriormente.

Los tres escenarios alternativos son de carácter normativo desde el punto de vista de control del cambio climático. A los tres escenarios se les impone la siguiente reducción de emisiones globales de CO₂, es decir del conjunto del balance energético y para la EU-25, respecto a las de 1990: 20% en el 2020, 30% en el 2030, 40% en el 2040 y 50% en el 2050. La modelización utilizada explora la senda a seguir por cada escenario para cumplir este objetivo predeterminado en el contexto socio-económico y de evolución de precios energéticos del escenario Base.

Dados por cumplidos los objetivos de control de cambio climático, la idoneidad de cada uno de los escenarios alternativos es juzgada atendiendo al comportamiento de los mismos en cuanto a la dependencia de las importaciones energéticas, el coste de la energía y el valor del carbono que corresponde al coste marginal del límite impuesto a las emisiones totales.

6. OPCIONES DE DEMANDA

En el bloque de demanda se ha llevado a cabo una prospectiva por el lado de la demanda examinando los impactos de las tecnologías nuevas y existentes en los diferentes sectores de la economía: Varios sectores industriales, el residencial, el terciario y el transporte. En los análisis realizados predominan los de carácter cuantitativo hasta el 2030 y los cualitativos entre el 2030 y el 2050. El procedimiento utilizado es del tipo “bottom-up” identificando a los mayores usuarios en cada categoría de demanda y el potencial de mejora de la eficiencia energética.

Las tecnologías o aplicaciones seleccionadas con gran potencial de mejora eficiencia son las siguientes: Iluminación eficiente en hogares, oficinas, fábricas y calles; la bomba de calor para satisfacer necesidades de calor-frío en los sectores residencial y comercial; interruptores con modo de espera en equipos domésticos, de oficina y comunicaciones; sistemas movidos son motores; metro y tren de alta velocidad; vehículo híbrido con carga en la red eléctrica para transporte privado por carretera. De esta lista cabe destacar dos electrotecnologías, la bomba de calor y el vehículo híbrido con carga eléctrica, por la particular relevancia de su potencial de mejora de la eficiencia eléctrica y de reducción de las importaciones de petróleo y gas y de emisiones de CO₂.

El consumo de energía para iluminación es muy significativo y continuará creciendo en el futuro. Existe un gran potencial de mejora de eficiencia energética en la sustitución de lámparas incandescentes por fluorescentes lineales y compactos que son 4 ó 5 veces más eficientes que las incandescentes. La próxima revolución en tecnologías de iluminación podría tener lugar con el desarrollo de la iluminación en estado sólido en la forma de diodos emisores de luz (“light-emitting diodes (LEDs)”). Entre las políticas que pueden aplicarse para mejorar la eficiencia en iluminación puede citarse: información al consumidor, retirar las lámparas incandescentes, estándares de eficiencia, etiquetado e incentivos fiscales.

En el campo del calor y frío, una bomba de calor que bombea calor o frío desde el exterior, el suelo o agua subterránea al interior de un hogar puede producir entre 2-6 veces más calor por kWh que un radiador eléctrico. En los países del Sur de Europa las bombas de calor más usadas son las de aire-aire, mientras que para países más fríos del norte de Europa, los más convenientes son los que utilizan fuentes geotérmicas o subterráneas. El coeficiente de rendimiento típico de una bomba de calor es igual a 4, es decir, por cada unidad que consume suministra 4 de calor o frío. Las mejores bombas de calor pueden llegar a un coeficiente de 6,8. Las bombas de calor que utilizan fuentes subterráneas son, de momento, de alto coste que no es compensado por los ahorros que motiva; por tanto, su desarrollo requiere apoyo económico. Para facilitar el despegue de las bombas de calor, se ha de aplicar políticas que contemplen su integración en la promoción de las energías renovables, la implantación de rendimientos mínimos, campañas de información y formación del instalador.

Los sistemas movidos por motores son los que originan el mayor consumo eléctrico en el sector industrial (65%) y un consumo significativo en el sector terciario (38%). Los sistemas de aire comprimido, bombeo y ventilación representan el 60% de la carga eléctrica

utilizada por los motores. El potencial de mejora de la eficiencia energética proviene de la aplicación de motores de alta eficiencia y de velocidad variable. El control de la velocidad puede suponer un ahorro del 30% del "input" energético. El uso de motores de alta eficiencia puede reducir las pérdidas de los motores estándar entre el 30 y el 50%. Como medidas políticas para promocionar los sistemas movidos por motores de alta eficiencia se sugiere la realización de auditorías energéticas e información a la pequeña y mediana empresa, la definición de estándares y quizás de buenas prácticas.

Otro aspecto que requiere atención es la importancia que está adquiriendo el consumo eléctrico de los equipos electrónicos en modo "en espera" de las aplicaciones eléctricas de los hogares y oficinas (TV, radio, DVD, relojes, equipos de música, ordenadores, etc.). Actualmente y para el conjunto de la UE, el consumo eléctrico anual de estos equipos se estima en 36 TWh y se prevé que llegue a 62 TWh en el 2010. El consumo de estos equipos puede reducirse utilizando un simple circuito electrónico. Como medidas para promocionar la eficiencia energética de estos equipos electrónicos se sugiere el etiquetado, la definición de estándares y campañas de información.

En cuanto al transporte se refiere, a parte de desarrollar el transporte público, se cree necesario aprovechar las ventajas (como una mejor eficiencia energética) del transporte por ferrocarril frente al transporte por carretera, principalmente por poder utilizar sistemas electrificados que no dependen de las importaciones de petróleo y utilizar una fuente energética que ofrece bajas emisiones de carbono. Existe un gran potencial en el transporte de personas y mercancías por ferrocarril y solo está electrificado el 51% del ferrocarril en la U.E. En términos de eficiencia energética, el transporte por ferrocarril electrificado es un 57% más eficiente que el coche privado en el transporte de personas y la mejora de eficiencia alcanza un 92% frente al camión en el transporte de mercancías. A este potencial de eficiencia se ha de añadir el que aportaría un mayor desarrollo del sistema de transporte urbano electrificado, como el metro y tranvía, y del tren de alta velocidad reemplazando transporte aéreo hasta distancias de 600 Km. Como medidas para incentivar el desarrollo del transporte por ferrocarril se apunta la eliminación de cuellos de botella en la red de ferrocarriles, mayor desarrollo de sistemas de transporte público urbano, la implantación de estándares de eficiencia en ferrocarril, mayor desarrollo de enlaces inter-modales (carretera-ferrocarril), e impuestos al transporte por carretera.

También en el ámbito del transporte, se dedica una atención especial al vehículo híbrido con carga en la red eléctrica. El motor de combustión interna cuenta con un potencial de mejora de eficiencia energética de un 30% en motores de gasolina y de un 20% en motores de diesel. Sin embargo, la aparición de coches híbridos, que combinan un motor eléctrico con uno de combustión interna, esta sucediendo en un momento adecuado por la preocupación por el medio ambiente y la existencia de reglas más estrictas para preservar la calidad del medio ambiente urbano. Se considera que el vehículo híbrido con carga eléctrica es el desarrollo lógico del vehículo híbrido, incorporando la mejora de eficiencia que supone el uso del motor eléctrico en combinación con el de combustión interna y añadiendo la posibilidad de conducción únicamente con la opción eléctrica para cubrir jornadas urbanas con la electricidad almacenada en la batería, en cuyo modo el consumo final de energía es menos que la mitad del consumo de un vehículo híbrido estándar. De cara a promocionar el vehículo híbrido con carga en la red eléctrica

ca se sugiere el apoyo a programas de I+D, reducir el “handicap” de las inversiones a través de medidas fiscales y promulgar medidas de reducción de emisiones para el transporte por carretera.

Cabe concluir que la mejora de la eficiencia energética por el lado de la demanda es un elemento esencial para afrontar el futuro energético. Mayor eficiencia implica reducción de costes, menores impactos sobre el medio ambiente y mejora de la competitividad de Europa. En este ámbito, la electricidad puede jugar un papel muy relevante desarrollando, por un lado, el potencial de mejora de eficiencia de las aplicaciones eléctricas existentes y, por otro, reemplazando tecnologías menos eficientes y sustituyendo hidrocarburos. La gestión de la demanda es un reto que se ha de afrontar de manera decidida y continuada haciendo uso de planes y programas dirigidos a cambiar los hábitos de uso y decisiones de compra de equipos del consumidor y facilitar la penetración en el mercado de las tecnologías más eficientes. A tal fin y para asegurar la mejora de eficiencia energética se sugiere las medidas siguientes: a) campañas de información, en colaboración con los agentes relevantes, dirigidas a explicar los beneficios de las nuevas tecnologías y las razones por las que los consumidores deben cambiar de comportamiento; esto es particularmente adecuado para la promoción de la iluminación eficiente y del transporte público; b) implantar esquemas de etiquetado y fijar estándares específicos para equipos, como pérdidas máximas de sistemas “en espera” y estándares en equipos electrónicos y bombas de calor; c) aplicar incentivos selectivos para reducir el impacto de costes iniciales de inversión de los equipos más eficientes haciéndolos más competitivos y accesibles; ésta medida es particularmente necesaria para promocionar bombas de calor y desarrollar el vehículo híbrido con carga en la red eléctrica.

7. OPCIONES DE LA OFERTA

En el bloque de la oferta se realizó un análisis prospectivo de las tecnologías de generación de electricidad prestando atención a su potencial de desarrollo en el período horizonte 2030 y 2050. Además de las correspondientes descripciones técnicas, para cada tecnología se estimó los parámetros de inversión, operación, eficiencia y valores de emisión que requerían los modelos utilizados para analizar los distintos escenarios. Las tecnologías consideradas fueron las siguientes:

- Plantas eléctricas de combustibles fósiles, con y sin la tecnología de captura, que incluyen: las plantas de ciclo de vapor de carbón y lignito, el ciclo combinado y gasificación integrada (IGCC), plantas con oxidación del combustible y ciclos combinados de gas natural. El transporte y almacenamiento de CO₂ no han sido considerados pero una estimación de su coste fue incluida en la base de datos del modelo PRIMES.
- Renovables: Eólica terrestre y marina, hidroeléctrica (convencional, fluyente y de bombeo), plantas de biomasa, solar térmica, fotovoltaica y geotérmica.
- Plantas nucleares: Incluye plantas con reactores de agua ligera, reactores rápidos y reactores de alta temperatura.
- Generación de pequeña escala: celdas de combustibles, micro-turbinas de gas y motores de combustión interna.

El desarrollo de las tecnologías de generación eléctrica con combustibles fósiles es vital para asegurar su sostenibilidad en el futuro. La reducción de emisiones de CO₂ puede lograrse mejorando la eficiencia de las plantas convencionales y desarrollando la captura y el almacenamiento de CO₂ (CCS).

Un factor importante para mejorar las plantas de ciclo de vapor de carbón y lignito es aprovechar el potencial de aumento de la temperatura del vapor que depende del desarrollo de nuevas aleaciones de metales que soporten altas temperaturas. Para el año 2020 se espera pasar de los 560° C actuales a los 700° C de temperatura. Este logro supondría aumentar la eficiencia de la planta de 43% a 52% y, por tanto, reducir las emisiones específicas de CO₂ en un 35%.

El desarrollo del ciclo combinado y gasificación integrada de carbón (IGCC) representa un potencial muy significativo para mejorar la eficiencia térmica del proceso de conversión en electricidad. Se estima que, para el año 2030, la eficiencia térmica de una planta de IGCC pueda alcanzar el 52%. Este tipo de plantas cuenta con ventajas que la hacen muy adecuada para el desarrollo de la captura y almacenamiento de CO₂.

Entre las ventajas asociadas a los ciclos combinados de gas natural cabe destacar su bajo coste de capital y su alta eficiencia térmica. Actualmente, esta eficiencia puede alcanzar la cifra del 57% y podría superar el 60% en el 2030.

La captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) es una de las tecnologías más prometedoras para la des-carbonización de la producción de electricidad. Algunas de las tecnologías requeridas ya están desarrolladas a pequeña escala en aplicaciones industriales, pero el gran reto para la producción de la electricidad es desarrollarlas para lograr un uso seguro

y económico de las mismas en grandes plantas térmicas. Las principales tecnologías para la captura de las emisiones de CO₂ son:

- La captura pre-combustión, que está ligada a la tecnología IGCC. Con la gasificación del carbón se obtiene un gas sintético del que el CO₂ es separado y el hidrógeno restante es utilizado como combustible en la planta de IGCC.
- La oxidación del combustible. En lugar de aire, la combustión del combustible se realiza con oxígeno puro. El gas resultante tiene una concentración muy alta de CO₂ facilitando así su captura en la planta.
- En la captura post-combustión, el CO₂ es apartado de los gases efluentes de la planta.

El CO₂ capturado es transportado para depositarlo en almacenamientos subterráneos, que deben ser investigados y preparados convenientemente, o para usarlo para mejorar la recuperación de petróleo y gas en las correspondientes explotaciones. A este reto hay que añadir el de la penalización energética que afecta a la tecnología CCS cuyo proceso de conversión es intensivo en energía. La captura y almacenamiento de CO₂ puede implicar una reducción de hasta el 12% de la eficiencia térmica de la tecnología convencional que se utilice. De ahí la importancia de continuar mejorando la eficiencia de las citadas plantas convencionales.

La tecnología CCS necesita un esfuerzo importante en I+D, que requiere planteamientos colectivos a nivel de la U.E. y a nivel internacional. A este respecto, los programas de investigación puestos en marcha por la U.E. son un instrumento clave para la necesaria construcción de plantas piloto de CCS. Ahora bien, el proceso de I+D debe estar soportado convenientemente por el desarrollo de una regulación adecuada. Entre los aspectos a contemplar en la regulación se cita el tratamiento del CCS en el sistema de comercio de derechos de emisión de la U.E. y los aspectos de seguros relacionados con el almacenamiento de CO₂. Otro aspecto a considerar es la aceptabilidad pública del CCS. Con una adecuada I+D y plantas piloto de demostración, la tecnología podría estar disponible en fase comercial después del 2020.

Muchas de las tecnologías renovables son maduras y competitivas o están en camino de serlo, como es el caso de la hidroelectricidad, la biomasa y la eólica terrestre. En el futuro se puede prever un amplio uso de tecnologías noveles como es el caso de la energía geotérmica y de las mareas marinas. Sin embargo, en el contexto de mercado, muchas aplicaciones de renovables de pequeña escala necesitan apoyo económico. Las energías renovables ofrecen ventajas importantes: no emiten emisiones de CO₂; favorecen soluciones locales que mejoran la seguridad de abastecimiento energético y su desarrollo hace de Europa un líder tecnológico. De forma particular cabría destacar los aspectos siguientes:

- La gran hidroeléctrica es muy competitiva y su eficiencia se sitúa entre el 75 y el 90%. Por el contrario, es intensiva en capital y su desarrollo en Europa está limitado por razones medioambientales. Hoy día, las plantas hidroeléctricas aportan la mayor parte de la capacidad de las energías renovables.
- La energía eólica, tanto terrestre como marina, está experimentando un crecimiento

muy rápido en Europa. La eficiencia de las turbinas eólicas se sitúa actualmente en el 43% y podría ser del 46% en el 2030. Entre los retos a afrontar cabe citar la reducción del impacto que las eólicas ejercen sobre la operación de la red debido a su carácter de energía intermitente.

- La eficiencia de las plantas de biomasa es actualmente baja, en torno al 32%, y parece difícil que supere el 35% en el 2030. Sin embargo, mediante el proceso de co-combustión, el uso de la biomasa es más eficiente alcanzando valores del 45% que podrían convertirse en el 50% para el 2030.
- Otras tecnologías renovables incluyen la solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, olas y mareas. Todas ellas representan un gran potencial pero requieren un alto desarrollo técnico y económico.

La principal ventaja de la energía nuclear de fisión es que no produce emisiones de CO₂ durante la operación de la central y son muy pequeñas en el análisis del ciclo vida de las plantas eléctricas nucleares. Otra de sus ventajas es que los costes de combustible representan una fracción pequeña del coste total de la electricidad. En contrapartida, las plantas nucleares son intensivas en coste de capital y exigen provisionar los fondos económicos que son necesarios para el desmantelamiento de las centrales y la gestión y almacenamiento del combustible gastado. La energía nuclear se encuentra en un estado de reconsideración en algunos países de la U.E. por ser una opción adecuada para afrontar el control del cambio climático. Sin embargo, se mantiene la barrera de la falta de aceptabilidad pública y la necesidad de solventar el tratamiento y almacenamiento de residuos de alta radiactividad. Con el desarrollo de nuevos reactores nucleares se podrá avanzar en la explotación del gran potencial de mejora de las plantas nucleares y afianzar la alta seguridad que ya existe en la operación de las mismas.

La utilización de una amplia cartera de tecnologías podrá mitigar el riesgo que se derive de la introducción de nuevas tecnologías y materiales. La diversificación de tecnologías y de los países origen de las importaciones de energía primaria reducirá significativamente el riesgo político de un desabastecimiento energético.

8. RESULTADOS

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto que el escenario Base, es decir, la continuidad de las prácticas actuales, no lleva a un futuro sostenible. Este hecho queda patente en el resumen de indicadores que se muestra en el cuadro I.3 para el período 2005-2030.

Se ha de recordar que el escenario Base no tiene en cuenta costes externos y contempla el progreso de la eficiencia energética y la continuidad de desarrollo de las energías renovables. Asimismo, la electrificación del sistema energético continúa con una penetración en el consumo final de energía que pasa del 20% del año 2005 al 25% en el 2030. El escenario Base conlleva considerables inversiones en ciclos combinados de gas natural en los primeros 15 años del período con un cambio a plantas de carbón y lignito a largo plazo por el deterioro del ratio de precios gas-carbón. Las emisiones de CO₂ se mantienen altas a pesar de una reducción importante de la intensidad energética del PIB y una penetración muy significativa de las energías renovables; entre las razones que pueden citarse cabe resaltar el aumento de consumo energético del sector de transporte, la emergencia de las centrales de carbón y el freno a la energía nuclear. Entre los años 2030 y 2050, se prevé que las emisiones de CO₂ del escenario base desciendan hasta situarse en un nivel algo más bajo que el de 1990.

El análisis comparado de escenarios pone en evidencia que la política energética debe dar prioridad a la mejora de eficiencia energética. El Cuadro I.4 muestra que el escenario Eficiencia y Renovables es el que da lugar a la menor demanda final de energía, y así sucede también hasta el 2050, con una caída del 10% respecto a la de 2005. El mayor aumento del consumo de electricidad se produce con el escenario "Role of Electricity", debido al éxito esperado de las electrotecnologías, principalmente la bomba de calor y el coche eléctrico en usos térmicos y transporte respectivamente. El uso del vehículo eléctrico supondrá un aumento muy importante de la penetración de la electricidad en el sector del transporte (un 11% en 2030 y un 23% en el 2050). La menor demanda de energía del

Cuadro I.3. Prospectiva del escenario Base (EU-25)

Año 2005	Prospectiva al 2030
460 M. habitantes	Estable
PIB: 9.715 miles M.€	+ 2,0% por año
Energía primaria: 1.744 Mtep	+ 0,3% por año
Intensidad energética del PIB	- 1,7% por año
Importación de energía: 904 Mtep	+ 1,5% por año
Dependencia en importación: 50%	68%
3.177 TWh de producción eléctrica	+ 1,3% por año
726 GW de capacidad eléctrica	33 GW/año nueva
3.800 Mt de emisiones de CO ₂	+ 0,3% por año

transporte se registra en los escenarios de Eficiencia y Renovables y en el “Role of electricity” por el empuje de medidas que promueven la eficiencia, el uso del transporte público y las renovables (biocombustibles).

La mayor penetración de las energías renovables en la generación eléctrica se produce en el escenario Eficiencia y Renovables, alcanzando un 44% en el 2030 y un 51% en el 2050. La energía nuclear adquiere el papel más importante en el “Role of Electricity”, con un 31% de la producción eléctrica en 2030 y un 35% en 2050. La mayor producción eléctrica con gas natural se registra en los escenarios Eficiencia y Renovables y “Role of Electricity” alcanzando en ambos escenarios las cifras de 1.000 TWh en 2030 y 975 en 2050, con cuotas del 26 y 19% en el 2030 y 19 y 15% en el 2050 en los dos escenarios respectivamente. El escenario Base registra la mayor producción eléctrica con carbón y sólidos, manteniendo la cuota del 40% en los años 2030 y 2050. Cabría indicar que la producción eléctrica del año 2050 alcanza las cifras de 4.777 TWh en el escenario Base, 4.114 en el de Eficiencia y Renovables, 4.911 en el de Oferta y 6.418 en el “Role of Electricity”.

Se espera que la captura y almacenamiento de emisiones de CO₂ permita controlar una gran cantidad de CO₂. Hasta el año 2030, la cantidad controlada en el escenario Oferta supera los 5.000 millones de toneladas (acumulado) y, desde el 2030 al 2050, la cantidad acumulada que se captura y almacena se evalúa en 14.000 millones de toneladas. Hoy día, el potencial de almacenamiento subterráneo de la UE se estima en 70.000 millones de toneladas.

Como se indica en el cuadro I.4, con todos los escenarios se producirá un aumento del precio medio de la electricidad para el año 2030. Partiendo del valor de 81,8 €/MWh de 2005, los crecimientos totales oscilan entre el 11 y 33%, correspondiendo el menor aumento al escenario Base y el mayor al de Oferta. Para el año 2050 y también sobre el período de 2005, los aumentos totales que se obtienen con los cuatro escenarios oscilan entre el 21 y el 39%, correspondiendo ambos extremos y de forma respectiva a los dos escenarios indicados.

Cuadro I.4. Resumen de cambios en el sistema energético (EU-25)

Resultados para el 2030	Base	Eficiencia y Renovables	Oferta	“Role of Electricity”
Demanda final de energía (2005=100)	118	102	113	106
Consumo de electricidad (2005=100)	145	127	143	172
Electricidad en demanda final (%)	25	25	25	33
Precio de electricidad (2005=100)	111	123	133	121
Producción de electricidad (TWh)	4.420	3.820	4.535	5.346
Electricidad nuclear (TWh)	654	852	1.535	1.643
Electricidad con gas (TWh)	801	1.001	699	1.007
Electricidad de renovables (TWh)	1.092	1.675	1.267	1.359
Electricidad con carbón y sólidos (TWh)	1.766	237	987	1.261
Almacenamiento de CO ₂ (Mt acumulado)	-	-	5.315	3.797
Inversiones en generación (GW acumulado)	928	984	950	1.090

Hasta el año 2030, todos los escenarios prevén un aumento de la demanda final de energía. Sobre el valor de 1.168 Mtep del 2005, el aumento total oscila entre el 2% del escenario Eficiencia y Renovables y el 18% del escenario Base. Entre los años 2030 y 2050 se prevé una disminución de la demanda final que se sitúa entre el 8% del “Role of Electricity” y el 16% de Eficiencia y Renovables. Sin embargo, el consumo final de electricidad, cifrado en 234 Mtep en 2005, seguirá creciendo a lo largo de todo el período con aumentos totales que oscilan entre el 27% de Eficiencia y Renovables y 72% de “Role of Electricity”, para el período 2005-2030 y entre el 9% y el 23% durante el período 2030-2050 en estos mismos escenarios. Por tanto, la penetración de la electricidad en el mercado final de la energía seguirá aumentando. Del 20% del año 2005 se podría pasar a porcentajes entre el 25 y 32% en el 2030 y entre el 30 y 44% en el 2050 correspondiendo las mayores cuotas al “Role of Electricity” y las menores al escenario Base.

Durante el período 2000-2030 las inversiones en capacidad de generación eléctrica superan los 900 GW. Las menores corresponden al escenario Base, 928 GW, y las mayores al “Role of Electricity”, 1.090 GW. Las correspondientes a sólidos, gas, renovables y nuclear vienen especificadas en el cuadro I.5. Para el período 2030-2050, las inversiones totales oscilan entre los 605 GW del escenario Base y 888 del “Role of Electricity”, cifrándose en 797 en el Eficiencia y Renovables y en 659 en el escenario Oferta. En términos generales y frente al período 2000-2050, las inversiones en plantas de gas y sólidos se reducen, las de energías renovables aumentan a excepción del escenario Oferta y las de plantas nucleares aumentan en los escenarios de Oferta y “Role of Electricity”.

En cuanto a las importaciones de combustibles fósiles se refiere, cabe indicar que, tanto para el 2030 como para el 2050, en todos los escenarios aumentan las importaciones netas de gas natural respecto al año 2005, siendo el escenario “Role of Electricity” el que da lugar a los menores aumentos. Las importaciones netas de petróleo y carbón no siguen el mismo patrón. Hasta el año 2030, las importaciones de petróleo aumentan en los escenarios Base y Oferta y disminuyen en las de Eficiencia y Renovables y “Role of Electricity”; para el año 2050, las importaciones netas de petróleo se reducen respecto a las del año 2005 en todos los escenarios registrándose las mayores reducciones en el “Role of

Cuadro I.5. Inversiones en equipo generador (EU-25)

Resultados para el 2030	Base	Eficiencia y Renovables	Oferta	“Role of Electricity”
Inversión total 2000-2030 (GW)	928	984	950	1.090
• Gas	261	292	285	336
• Sólidos	281	67	179	219
• Renovables	297	520	368	398
• Nuclear	51	76	91	104
• Otros	38	29	27	33
Nucleares con extensión vida (GW)	0	0	78	78
Nuevas plantas CCS (GW)	0	0	182	143

Electricity” y Eficiencia y Renovables. Tanto para el año 2030 como para el 2050, las importaciones netas de carbón aumentan de manera considerable en el escenario Base y en menor medida en el “Role of Electricity” y disminuyen de una manera importante en el Eficiencia y Renovables y algo en el de Oferta.

Otra información importante que se ofrece para la comparativa de escenarios es la relativa a sus implicaciones sobre los costes y que se ha trasladado a el cuadro I.6. El coste total representa el incurrido a nivel de uso final e incluye los costes de combustible, capital, O y M y equipamiento del usuario final. Todos los escenarios alternativos superan al Base en coste total, si bien el correspondiente al “Role of Electricity” es muy próximo al del Base. Este mismo comportamiento se repite en el coste total por unidad de energía final. Como resultado de la reducción de emisiones impuesta en los escenarios alternativos, también el precio medio de la electricidad se incrementa sobre el de Base siendo el “Role of Electricity” quien comporta la menor diferencia (+9%). El escenario alternativo que implica el menor valor del carbono es el “Role of Electricity”.

En aras a la evaluación global de los escenarios alternativos, en el cuadro I.6 se muestra el comportamiento de cada escenario ante los retos de la política energética: la competitividad (coste total de la energía), la dependencia energética (importaciones) y la sostenibilidad (emisiones totales de CO₂). Estos resultados ponen de manifiesto que es el escenario “Role of Electricity” el que consigue la reducción de emisiones impuesta a los escenarios alternativos controlando la dependencia de las importaciones de petróleo y gas y dando lugar al coste total de la energía que menos se desvía del correspondiente al escenario Base. Por tanto, es fundamental plantear el futuro energético y medioambiental haciendo uso de todas las tecnologías y combustibles disponibles y futuras tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda. El carácter diversificado del escenario “Role of Electricity” puede contribuir de una manera clave a reducir la incertidumbre que afecta a la seguridad del abastecimiento energético y al control del cambio climático con un coste económico que puede ser asumible por la sociedad. Los análisis de sensibilidad realizados con precios de la energía más altos han corroborado los resultados expuestos.

Cuadro I.6. Implicaciones en costes (EU-25)

Resultados para el 2030	Base	Eficiencia y Renovables	Oferta	“Role of Electricity”
Coste total de la energía (2005=100)	146	156	161	147
Coste total como % del PIB	9,6	10,3	10,6	9,6
Coste total por unidad de energía final (2005=100)	124	153	142	139
Precio medio de la electricidad (2005=100)	111	123	133	121
Valor del carbono (€-2005/TCO ₂)	5	125	63	35
Coste inversiones en generación hasta 2030 (Mm€)	933	1.039	1036	1.115

9. CONCLUSIONES

- El escenario Base representa un futuro que no es sostenible en términos de control del cambio climático y de seguridad de abastecimiento energético.
- Ante objetivos ambiciosos de reducción de emisiones de CO₂, una puesta eléctrica con soluciones de bajo contenido de carbono por el lado de la oferta y de eficiencia por el lado de la demanda puede ser muy eficiente en coste. Esta apuesta eléctrica aporta considerables beneficios reduciendo las importaciones de petróleo y de gas y facilita un progreso tecnológico que puede inducir efectos muy positivos sobre el crecimiento económico. El coste adicional que supone la apuesta eléctrica es razonable y asumible.
- La solución eléctrica combina un uso inteligente de la electricidad por el lado de la demanda con generación de bajo contenido de carbono por el lado de la oferta. La puesta en práctica de esta solución puede hacerse a través de una serie de tecnologías y políticas que incluyen: el vehículo híbrido con carga en la red eléctrica, bombas de calor e iluminación eficiente, un desarrollo ambicioso de la eficiencia energética, una mayor explotación de las energías renovables, el desarrollo y puesta a punto de la captura y el almacenamiento de emisiones de CO₂ y rehabilitar la energía nuclear y su desarrollo.
- La efectividad en costes de la solución eléctrica descansa en una cartera muy diversificada, que incluya todas las opciones del lado de la oferta y de la demanda, y en el uso inteligente de la energía eléctrica.

10. RECOMENDACIONES PARA LA POLÍTICA ENERGÉTICA

La electricidad cuenta con un gran potencial para afrontar la lucha contra el cambio climático y mejorar la seguridad de abastecimiento energético y la competitividad económica de Europa. Para explotar tal potencial, la futura política energética debería sustentarse en los cinco elementos siguientes:

- a) Desarrollar el potencial de eficiencia energética, potenciando una cultura de ahorro energético mediante información, educación, etiquetados, estándares, I+D, etc.
- b) Desarrollar un sistema eléctrico de bajo contenido de carbono utilizando todas las opciones disponibles. Cualquier política que excluya alguna de las opciones pondrá en peligro la consecución de un sistema robusto de bajo contenido de carbono.
- c) Lograr una electrificación inteligente de la economía, con una generación y aplicaciones eléctricas eficientes y desarrollando sinergias entre la generación de bajo consumo y las electrotecnologías eficientes de uso final. En términos de eficiencia se ha de apuntar a dos tecnologías muy prometedoras: la bomba de calor para necesidades de calor-frío y el vehículo híbrido de carga en la red eléctrica para el transporte de pasajeros.
- d) Un desarrollo consistente y con orientación al mercado. Se requiere una estrategia orientada a extender el uso de las tecnologías existentes y facilitar el desarrollo de las nuevas a través de I+D, programas de demostración, señales de precio de CO₂ a largo

plazo y la eliminación de barreras para su penetración en el mercado. Las políticas de apoyo público deben promover la eficiencia en costes y acelerar la penetración de las nuevas tecnologías en el mercado. También es necesaria una visión a largo plazo para los precios del carbono que facilite la integración del cambio climático en las estrategias de negocio e inversión.

- e) Procurar una cooperación global en temas globales. Este elemento es particularmente necesario para reforzar la seguridad de abastecimiento energético y promover una respuesta mundial al cambio climático.

Anexo II

TENDENCIAS ENERGÉTICAS AL 2030 EN LA UE-25 Y ESPAÑA. ESCENARIO BASE

CONTENIDO

RESUMEN Y CONCLUSIONES

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. HIPÓTESIS PRINCIPALES**
- 3. RESULTADOS DEL ESCENARIO BASE**
 - 3.1. La estructura de la demanda de energía primaria.
 - 3.2. Producción de energía primaria y autoabastecimiento.
 - 3.3. La estructura del consumo final de energía.
 - 3.4. Producción y equipo de generación de electricidad.
 - 3.5. Emisiones de CO₂
- 4. CONCLUSIONES**

TENDENCIAS ENERGÉTICAS AL 2030 EN LA UE-25 Y ESPAÑA. ESCENARIO BASE

RESUMEN Y CONCLUSIONES

- Este documento presenta los resultados del escenario Base¹ de la DG TREN de la Comisión Europea, en su versión actualizada de 2005, para simular el futuro energético hasta el año 2030 del conjunto de la UE-25 y cada uno de los Estados miembros. Los datos y resultados que aquí se exponen y comentan son los de los años 2005 y 2030 correspondientes a la UE-25 y a España.
- El escenario Base representa un futuro definido por las tendencias actuales y las políticas implantadas por los Estados miembros hasta finales de 2004. Se asume la continuidad de las reformas económicas y la finalización del mercado interior de la energía. Continúan las políticas de mejora de la eficiencia energética y de promoción de las energías renovables, pero no se impone la obligación de cumplir los objetivos definidos por las directivas, como es el caso de las energías renovables. Se asume el mantenimiento de la decisión de cierre de las plantas nucleares de algunos Estados miembros, sin embargo, la consideración de nuevas plantas nucleares en los países que ya disponen de ellas depende de la política particular del Estado y de la optimización económica que realiza el modelo utilizado (modelo PRIMES de la Universidad Nacional Técnica de Atenas).
- La simulación se ha realizado para un crecimiento económico de la UE-25 del 2% anual, con el 2,4% en el caso de España, y una senda de precios altos de la energía que, en el caso del petróleo y a precios constantes de 2005, va desde 55 \$/barril del 2005 a 57,6 \$/barril en 2030.
- Entre los resultados obtenidos cabe destacar los siguientes:
 - Entre los años 2005-2030, las necesidades de energía primaria de la UE-25 seguirán creciendo al 0,3% anual y las de España lo harán al 0,9%. En ambos casos, los crecimientos son menores que los del PIB resultando una mejora de eficiencia energética muy significativa representada por una caída del 1,7% anual, en el caso de la UE-25, y del 1,4%, en el de España, de la intensidad energética del PIB. Tanto en la UE-25 como en España, los mayores crecimientos se esperan en las energías renovables y el gas natural.
 - La producción de energía primaria de la UE-25 y de España seguirá su tendencia decreciente hasta el 2030. En hidrocarburos, el autoabastecimiento de la UE-25 se reducirá de una manera muy importante; en petróleo se pasará del 21% de 2005 al 7% en 2030 y, en gas natural, el autoabastecimiento del 47% de 2005 se reducirá al 15% en el 2030. En el caso de España, el autoabastecimiento de hidrocarburos es nulo. Así pues, la dependencia de las importaciones de energía primaria seguirá creciendo en

1. European Energy and Transport. Trends to 2030, Update 2005. European Commission, May 2006.

- la UE-25, pasando del 50,5% de 2005 a 64,9% en el 2030. España seguirá con mayor dependencia de las importaciones que la UE-25 y, del 76,8% de 2005, se prevé que baje al 72,7% en el 2030 por el aumento de energías renovables y nuclear.
- El consumo final de energía seguirá creciendo a un ritmo superior al de las necesidades de energía primaria como consecuencia de una mejora de eficiencia energética, tanto por el lado de sector transformador de la energía como por el lado de los sectores de uso final. El consumo final de energía de la UE-25 crecerá al 0,6% anual y el de España lo hará al 1,1%. Estos crecimientos serán superados por los sectores Terciario y Residencial en la UE-25 y por los sectores Terciario e Industria en España. Los mayores consumidores de energía son los sectores del Transporte e Industria y, en el caso de España, el Transporte es responsable del 40% de consumo energético frente al 30% en la UE-25.
 - La electrificación de la economía seguirá su progreso tanto en la UE-25 como en España. Entre los años 2005 y 2030, la penetración de la electricidad en el mercado de energías finales de la UE-25 pasará del 20% al 24,5% y, en el caso de España, del 22% de 2005 al 26% en el 2030. Además de la electricidad y tanto en la UE-25 como en España, el uso final del gas natural seguirá creciendo a un ritmo superior al del conjunto de las energías finales. Aunque perdiendo peso, el consumo de productos petrolíferos seguirá ocupando su posición dominante.
 - El crecimiento de la demanda de electricidad implica una mayor producción y un mayor equipo de generación. Entre 2005 y 2030, la potencia instalada registrará un aumento neto de 370 GW en la UE-25 y de 53 GW en España y, en 2030, se alcanzarán las cifras de 1096 GW en la UE-25 y de 121 GW en España. En la UE-25, los mayores aumentos netos tienen lugar en el equipo de gas natural (+189 GW), eólico (+145 GW) y biomasa y residuos (+65 GW). En España los mayores aumentos también se registran en la eólica (+27 GW), el gas natural (+21GW) y la biomasa y residuos (+6 GW). En el caso nuclear, se prevé un descenso de 36 GW en la UE-25 y un aumento de 3 GW en España. En el año 2030, los sólidos perderán su hegemonía en favor del gas natural en la UE-25 y el equipo previsto en España será la mitad del existente.
 - Las emisiones de CO₂ procedentes de la energía seguirán creciendo entre el 2005 y 2030, aunque con crecimientos pequeños, un 0,16% en la UE-25 y un 0,09% en España. Con respecto al año 1990, en el año 2030 las emisiones de CO₂ de la UE-25 aumentarán un 4,7% y las de España un 60%, en este último caso ligeramente superior al 57% del año 2005. En el conjunto de las emisiones, la generación eléctrica mantendrá el peso del 27% en la UE-25 y lo reducirá del 36 al 27% en España. Los sectores de uso final continuarán siendo responsables del 34% de las emisiones en la UE-25 y en España aumentarán su peso del 26 al 28%. El mayor crecimiento de las emisiones tendrá lugar en el sector del Transporte, con un aumento respecto a 1990 del 38% en la UE-25 y del 104% en España. En la UE-25 el sector Transporte seguirá siendo responsable del 27% de las emisiones totales, y en el caso de España, aumentará su peso del 34% de 2005 al 42% en 2030.
 - La conclusión más evidente es que el escenario Base de la DG TREN, sustentado en el concepto “business as usual” y las políticas decididas antes de finales de 2004, no conduce a un futuro energético sostenible, ni desde el punto de vista de la lucha contra el cambio climático ni de reducción de la dependencia de Europa de las importa-

ciones de energía primaria, principalmente petróleo y gas natural. Se hace necesario, por tanto, afrontar los retos que implican:

- La mejora de la eficiencia y ahorro energético tanto desde el lado de la demanda, con una atención especial al Transporte, como el de la oferta.
- Acelerar el desarrollo de las energías renovables y otras autóctonas como la nuclear.
- Lograr la mayor diversificación posible, tanto en el “mix” energético como en el abastecimiento de energías primarias.
- Reducir las emisiones de CO₂ para frenar el cambio climático haciendo uso de todas las opciones disponibles en la oferta y en la demanda y la puesta en marcha de los necesarios programas de I+D.

1. INTRODUCCIÓN

En el año 2005, la Comisión Europea inició la tarea de actualizar el escenario Base que había presentado en la publicación de la DG TREN “Scenarios on Key drives” en 2004. Además de actualizar las bases de datos utilizadas en la modelización, el nuevo escenario Base que se publica en mayo de 2006 tiene en cuenta, entre otras cosas, el contexto de altos precios de las importaciones de energía primaria que se está viviendo en los últimos años y así proyectarlo al futuro.

La simulación del futuro energético se ha realizado haciendo uso del modelo PRIMES de la Universidad Nacional Técnica de Atenas. El año base de las bases de datos es el 2000. Los datos del año 2005 no son resultados del modelo y corresponden a información estadística de carácter provisional.

El futuro energético es analizado para el conjunto de la UE-25 y cada uno de sus Estados miembros considerando el 2030 como año horizonte. En este resumen se presta atención a los resultados obtenidos para la UE-25 y para España, mostrando los correspondientes al 2030 y utilizando los datos de 2005 como referencia.

2. HIPÓTESIS PRINCIPALES

El escenario Base, que servirá de referencia para la elaboración de futuros escenarios alternativos que respondan a determinadas políticas energéticas, representa un futuro dirigido por las tendencias actuales y las políticas implantadas por los Estados miembros hasta finales de 2004.

Se asume la continuidad de las reformas económicas y el logro del mercado interior de la energía. Aunque se tiene en cuenta la continuidad de la promoción de la mejora de la eficiencia energética y de las energías renovables, no se obliga el cumplimiento de objetivos definidos por las Directivas, como es el caso de las energías renovables.

En el escenario Base también se asume el mantenimiento de la decisión de cierre de las plantas nucleares de algunos Estados de la UE. Sin embargo, en el resto de los Estados con energía nuclear la inclusión de nuevas plantas nucleares depende de la política particular del Estado y de la modelización económica de la generación eléctrica.

Como se ha indicado, no se asume el cumplimiento de objetivos en el desarrollo de las renovables ni en los compromisos relativos al Protocolo de Kioto. Los datos que se obtienen para los indicadores correspondientes son resultados de la modelización. Por tanto, en este escenario Base no se incluyen cambios de políticas para forzar el cumplimiento de los compromisos de Kioto y únicamente se asume el sistema Europeo de comercio de derechos de emisión con un precio de 5 € -2000/t CO₂ para todos los sectores afectados como reflejo de un precio a medio plazo del mercado internacional de carbono.

El escenario asume un ligero aumento de la población de la UE-25 y la continuidad del aumento del número de hogares por, entre otras cosas, el menor tamaño y menor ratio

de personas de los mismos. Por tanto, habrá más demandantes de energía en el sector residencial.

El futuro que se simula se realiza para un crecimiento económico de la UE-25 del 2% anual y la continuidad del cambio estructural hacia sectores menos intensivos en energía y materiales y de mayor valor añadido, correspondiendo el mayor crecimiento al sector de servicios.

Las proyecciones del escenario Base se han realizado con precios de la energía primaria superiores a los utilizados previamente en la Comisión Europea. Se refleja un mundo con suficientes recursos de petróleo y gas hasta el 2030 y precios que se mantienen moderadamente altos hasta el 2030. En moneda de 2005, se considera la siguiente evolución de los precios internacionales para el barril equivalente de petróleo (bep): Para el petróleo, de 55 \$ bep del 2005 a 57,6 en el 2030; para el gas natural, de 33,9 \$/bep del 2005 a 44,7 en 2030; para el carbón, de 13,3 \$/bep del 2005 a 14,9 en 2030. Con estas hipótesis, el mayor crecimiento de precios se registra en el gas natural, seguido del carbón y el petróleo. El ratio de precios gas/carbón sufre un deterioro pasando de 2,55 en 2005 a 3,0 en el 2030. Así pues, en cuanto a precios de energía primaria se refiere, se asume que el gas pierde competitividad ante el carbón. Esta pérdida de competitividad podría ser compensada por el coste de los derechos de emisiones de CO₂ y, en la generación eléctrica, por los menores costes de inversión y eficiencia térmica de los ciclos combinados de gas natural.

3. RESULTADOS DEL ESCENARIO BASE

El cuadro II.1 presenta una serie de indicadores que permiten apreciar el futuro energético del escenario Base que se estudia de una manera global. Se asume que la economía Española seguirá creciendo a un mayor ritmo que la Europea, un 2,4% anual, y lo mismo sucede con la población. Sin embargo, se hace necesario resaltar que la población considerada para España no responde a la realidad ya que los 41,3 millones de habitantes del año 2005 no recogen el gran aumento que se ha registrado en los últimos años debido a la inmigración.

De hecho, para el año 2005, el Instituto Nacional de Estadística cifra la población de derecho en 43,2 millones de habitantes. Con unas cifras más altas y reales de la población Española se mejorarían los indicadores de consumo de energía y emisiones de CO₂ per capita que se muestran en el cuadro II.1.

En términos de estructura económica, se asume que la economía Española seguirá el patrón de la UE-25, es decir, los mayores crecimientos se registrarán en los sectores menos intensivos en energía y materiales y de mayor valor añadido.

En el periodo 2005-30, las necesidades de energía primaria de la UE-25 crecerán al 0,3% anual y las de España al 0,9%. En ambos casos, los crecimientos previstos son menores que los del PIB como consecuencia de la mejora de la eficiencia energética del conjunto de la economía. La intensidad energética del PIB (energía primaria/PIB) decrece al ritmo del 1,7% anual para el conjunto de la UE-25 y al ritmo de 1,4% para España, suponiendo así un cambio de tendencia hacia una mejora de la eficiencia energética de la economía Española. El consumo de energía final también crecerá en la UE-25 al ritmo del 0,6%, valor inferior al 1,1% que se prevé para España.

La producción de energía eléctrica de la UE-25 crecerá al 1,3% anual y la de España al 1,6%. Estos crecimientos son superados por los del consumo final de electricidad que se cifran en un 1,4% para la economía Europea y en 1,8% para la Española. Así pues, comparando con los crecimientos de las demandas de energía primaria y final, se concluye la continuidad de la electrificación de las economías de la UE-25 y de España.

De acuerdo con los resultados del escenario Base, la continuidad de las tendencias actuales y de las políticas aplicadas hasta finales de 2004 no dan lugar a una reducción de las emisiones de CO₂ procedentes de la energía. Entre 2005 y 2030, las emisiones de la UE-25 crecerán a un ritmo del 0,2% anual y las emisiones del año 2030 superaran a las del año 1990 de referencia en un 4,7%. En cuanto se refiere a España, el panorama futuro que muestran los resultados se caracteriza por el control de las emisiones registradas en el año 2005. Hasta el año 2030, las emisiones Españolas solo crecerán al 0,1% anual, pero las del año 2005 de partida superan en un 57% a las del año 1990 de referencia. España registra unas emisiones de CO₂ por unidad de PIB más altas que la UE-25. Sin embargo, las emisiones per capita de España son menores que las de la UE-25 y serían más pequeñas si se tiene en cuenta que la población Española es mayor que la considerada en este estudio de la Comisión Europea.

Cuadro II.1. Resumen de indicadores

Indicadores	UE-25			España		
	2005	2030	2005-30 (%pa)	2005	2030	2005-30 (%pa)
PIB (000 m €-00)	9.715,5	16.051,4	2,0	693,4	1.240,4	2,4
Población (Mh)	458,8	469,4	0,1	41,3	45,4	0,4
Energía Primaria (Mtep)	1.743,6	1.895,2	0,3	142,3	177,3	0,9
Dependencia importaciones (%)	50,5	64,9		76,8	72,7	
Energía final (Mtep)	1.168,1	1.370,5	0,6	94,7	124,5	1,1
Energía primaria/PIB (tep/ME-00)	179,5	118,1	-1,7	205,2	142,9	-1,4
Energía final/PIB (tep/ME-00)	120,2	85,4	-1,4	136,6	100,4	-1,2
Energía primaria per capita (tep/h)	3,8	4,0	0,2	3,4	3,9	0,5
Producción eléctrica (TWh)	3.177,3	4.367,6	1,3	282,6	425,2	1,6
Consumo final de electricidad (TWh)	2.718,2	3.884,2	1,4	243,5	376,3	1,8
Emisiones de CO ₂ (Mt)	3.803,2	3.955,0	0,2	315,9	323,0	0,1
Emisiones de CO ₂ (1990=100%)	100,7	104,7		156,8	160,3	
Emisiones CO ₂ per capita (t/h)	8,3	8,4	0,1	7,7	7,1	-0,3
Emisiones CO ₂ /PIB (t/M E-00)	391,5	246,4	-1,8	455,6	260,4	-2,2

3.1. LA ESTRUCTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA

Entre los años 2005 y 2030, el escenario analizado prevé cambios significativos en la estructura de las necesidades de energía primaria de la UE-25 y España. En la UE-25, el ritmo creciente de la energía primaria vendrá determinado por el crecimiento positivo de gas natural y las energías renovables. En España, a excepción de los sólidos, todas las energías primarias evolucionarán de una manera creciente, siendo las energías renovables y el gas natural las energías que presentan los mayores crecimientos. Cuadro II.2

En cuanto se refiere a cambio de estructura, en la UE-25 reducirán su peso los sólidos, el petróleo y la energía nuclear. Para España, se presenta un cambio estructural en línea con el de la UE en cuanto a sólidos y petróleo se refiere pero con un ligero aumento del peso de la energía nuclear como resultado de la optimización económica del modelo utilizado. Tanto en la UE-25 como en España, los combustibles fósiles, aunque perdiendo peso, continuarán con su posición dominante en la satisfacción de las necesidades de energía primaria. En la UE-25, de un peso de 79% en 2005 pasarán al 76,6% en 2030. En España, los citados pesos se cifran en 80,7 y 72,1%. Comparativamente y para el año 2030, la economía Española es más intensa que la de la UE-25 en petróleo y energías renovables y menor en sólidos y gas natural. Con el escenario analizado el objetivo del 12% de energías renovables para el 2010 (Directiva de renovables) no se alcanzaría hasta el 2030.

Cuadro II.2. Necesidades de energía primaria

Energía primaria y estructura	UE-25			España		
	2005	2030	2005-30 (%pa)	2005	2030	2005-30 (%pa)
Energía primaria (Mtep)						
Sólidos	305,0	293,1	-0,2	22,5	10,8	-2,9
Petróleo	649,2	640,5	-0,1	67,1	75,8	0,5
Gas Natural	422,7	517,8	0,8	25,2	41,1	2,0
Nuclear	251,3	210,8	-0,7	16,4	23,2	1,4
Electricidad	2,5	2,2	-0,5	0,4	0,2	-2,9
Renovables	112,7	230,8	2,9	10,7	26,3	3,7
Total	1743,6	1895,2	0,3	142,3	177,3	0,9
Estructura (%)						
Sólidos	17,5	15,5		15,8	6,1	
Petróleo	37,2	33,8		47,2	42,8	
Gas Natural	24,2	27,3		17,7	23,2	
Nuclear	14,4	11,1		11,5	13,1	
Electricidad	0,1	0,1		0,3	0,1	
Renovables	6,5	12,2		7,5	14,8	
Total	100,0	100,0		100,0	100,0	

Cuadro II.3 Producción de energía primaria

Energía primaria (Mtep)	UE-25			España		
	2005	2030	2005-30 (%pa)	2005	2030	2005-30 (%pa)
Sólidos	189,7	120,2	-1,8	7,1	1,3	-6,6
Petróleo	134,1	43,4	-4,4	0,3	0,0	
Gas natural	197,2	79,8	-3,6	0,2	0,0	
Nuclear	251,3	210,8	-0,7	16,4	23,2	1,4
Renovables	112,7	230,8	2,9	10,7	26,3	3,7
Hidroeléctrica	28,9	33,9	0,6	2,5	2,9	0,6
Biomasa y residuos	72,6	148,9	2,9	6,5	15,7	3,6
Eólica	6,5	37,9	7,3	1,6	7,2	6,1
Solar y otras	1,0	4,4	5,9	0,1	0,6	9,9
Geotérmica	3,7	5,7	1,8	0,0	0,0	-0,8
Total	885,0	685,1	-1,0	34,6	50,7	1,5

Cuadro II.4. Autoabastecimiento de combustibles fósiles

Producción/necesidades de Energía primaria (%)	UE-25		España	
	2005	2030	2005	2030
Sólidos	62,2	41,0	31,4	12,1
Petróleo y productos petrolíferos	20,7	6,8	0,4	0,0
Gas natural	46,6	15,4	0,8	0,0

3.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA Y AUTOABASTECIMIENTO

En el periodo 2005-2030 se prevé que la producción de combustibles fósiles de la UE-25 decrezca a un ritmo importante (Cuadro II.3) mientras que la de energías renovables mantendrá un ritmo creciente. En el caso de España, sin recursos de petróleo ni de gas natural, el incremento de producción de energía primaria se debe al impulso de las energías renovables y al aumento de la energía nuclear que resulta de la modelización económica. Así pues, el autoabastecimiento de la UE-25 en combustibles fósiles se reducirá de una manera importante.

Como puede verse en el cuadro II.4, el autoabastecimiento de la UE-25 en sólidos pasa del 62,2% de 2005 al 41% en 2030; en petróleo, del 20,7% al 6,8%; en gas natural, del 46,6% al 15,4%. En el caso de España, el autoabastecimiento de petróleo y gas natural es nulo y el de sólidos baja del 31,4% de 2005 al 12,1% en 2030. Así pues, el futuro que se simula con el escenario Base da lugar a un empeoramiento importante de la dependencia energética de las importaciones, aumentando así la vulnerabilidad de las economías europeas. Como ya se indicó en el cuadro II.1, para la EU-25 la dependencia de las importaciones totales de energía pasaría del 50,5% del año 2005 al 64,9% en 2030. En el caso Español la dependencia de las importaciones del año 2005, un 76,8%, es mucho mayor que la de la UE-25 y se prevé que mejore algo situándose en el 72,7% en el 2030.

3.3. LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

Tanto para la UE-25 como para España (cuadro II.5) se prevé un crecimiento positivo del consumo final de energía a un ritmo superior al de las necesidades de energía primaria, indicando una mejora significativa de la eficiencia en la transformación de la energía en el sistema energético, entre otras cosas originada por el uso de plantas eléctricas más eficientes y la sustitución de antiguas centrales de menor eficiencia térmica. En la U-25, es el sector Terciario para el que se prevé el mayor crecimiento del consumo final de energía; este comportamiento se repite con España si bien, en este caso, el sector industrial sigue el mismo ritmo que el Terciario. En términos de estructura, los mayores consumidores son los sectores de Transporte e Industria, aunque en el año 2030 pierdan algo de peso en favor principalmente del Terciario. La estructura sectorial del consumo de Energía en España es distinta a la de la UE con pesos mucho más importantes de los sectores de Transporte e Industria y con pesos crecientes en los sectores de Industria y Terciario. La caída de peso que para el sector Residencial se prevé para el caso de España puede deberse al pequeño crecimiento que se ha considerado para la evolución de la población.

Cuadro II.5. Consumo final de energía por sectores

Energía final por sectores	UE-25			España		
	2005	2030	2005-30 (%pa)	2005	2030	2005-30 (%pa)
Energía (Mtep)						
Industria	339,2	391,6	0,6	32,1	44,1	1,3
Residencial	294,6	351,3	0,7	14,2	16,6	0,6
Terciario	173,7	225,3	1,0	10,6	14,7	1,3
Transporte	360,6	402,3	0,4	37,8	49,2	1,1
Total	1.168,1	1.370,5	0,6	94,7	124,5	1,1
Estructura (%)						
Industria	29,0	28,6		33,9	35,4	
Residencial	25,2	25,6		15,0	13,3	
Terciario	14,9	16,4		11,2	11,8	
Transporte	30,9	29,4		40,0	39,5	
Total	100,0	100,0		100,0	100,0	

Una buena parte del crecimiento del consumo final de energía se debe a la continuidad de la electrificación de la economía tanto en el sector de Servicios como el Industrial, con su tendencia hacia sectores no intensivos en energía, y el Residencial, con un aumento continuado del número de hogares que, aunque sean de menor tamaño, implicarán un aumento en el equipamiento y aplicaciones eléctricas. Para el sector de Transporte, el escenario Base no plantea la opción de vehículos eléctricos y los únicos combustibles alternativos que considera son los biocombustibles, aunque sin la imposición de alcanzar el 5,75% para el 2010 que indica la Directiva sobre biocombustibles.

La continuidad de la electrificación de la economía de la UE-25 y de España supone un aumento de la cuota de la electricidad en el mercado de las energías finales. Entre los años 2005 y 2030, se prevé que la cuota de la electricidad aumente en cuatro puntos, pasando del 20 al 24,4% en la UE-25 y del 22,1 al 26% en España (Cuadro II-6). En ambos casos, los productos petrolíferos son los más importantes, con pesos en España que superan a los de la UE-25, como consecuencia de la continuidad del crecimiento del Transporte. La demanda de energía final de España es más intensa que la de la UE-25 en productos petrolíferos y electricidad y menos en gas natural. La convergencia con la UE implicaría la continuidad de la gasificación del uso final de la energía.

3.4. PRODUCCIÓN Y EQUIPO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

El crecimiento de la demanda de electricidad da lugar a un crecimiento muy significativo de la producción de electricidad (Cuadro II.7.) La producción eléctrica de la UE-25 presenta un crecimiento del 1,3% anual en el período 2005-2030, suponiendo una variación total del 37,4% con respecto al 2005 para alcanzar la cifra de 4366,6 TWh en el 2030. Para España se prevé un crecimiento mayor que el de la UE-25, un 1,65% anual, y la producción alcanzará la cifra de 425,2 TWh en el año 2030. Atendiendo al tipo de producción la

Cuadro II.6. Consumo final de energía por tipos

Energía final y estructura	UE-25			España		
	2005	2030	2005-30 (%pa)	2005	2030	2005-30 (%pa)
Energía final (Mtep)						
Sólidos	50,6	34,0	-1,6	1,8	1,2	-1,6
Productos Petrolíferos	497,2	511,8	0,1	50,3	58,3	0,6
Gas natural	269,4	321,4	0,7	12,8	19,1	1,6
Electricidad	233,8	334	1,4	20,9	32,4	1,8
Calor (de cogeneración y distribuido)	74,2	95,3	1,0	4,9	7,3	1,6
Otros	43,0	73,8	2,2	4,0	6,2	1,8
Total	1.168,1	1.370,5	0,6	94,7	124,5	1,1
Estructura (%)						
Sólidos	4,3	2,5		1,9	1,0	
Productos Petrolíferos	42,6	37,3		53,1	46,9	
Gas natural	23,1	23,5		13,5	15,4	
Electricidad	20,0	24,4		22,1	26	
Calor (de cogeneración y distribuido)	6,4	7,0		5,2	5,9	
Otros	3,7	5,4		4,2	5,0	
Total	100,0	100,0		100,0	100,0	

Cuadro II.7. Producción de energía eléctrica

Energía final y estructura	UE-25			España		
	2005	2030	2005-30 (%pa)	2005	2030	2005-30 (%pa)
Producción (TWh)						
Nuclear	974,2	817,1	-0,7	63,5	89,9	1,4
Hidráulica y eólica	412,5	843,7	2,9	47,9	118,8	3,7
Térmica (incluye biomasa)	1.790,6	2.705,8	1,7	171,2	216,5	0,94
Total	3.177,3	4.366,6	1,3	282,6	425,2	1,65
Estructura (%)						
Nuclear	30,7	18,7		22,5	21,1	
Hidráulica y eólica	13,0	19,3		17,0	27,9	
Térmica (incluye biomasa)	56,4	62		60,6	50,9	
Total	100,0	100,0		100,0	100,0	

realizada con las centrales térmicas mantendría su posición dominante tanto en la UE-25 como en España; sin embargo, mientras que en la UE-25 se prevé un aumento de peso, pasando del 56,4% de 2005 al 62% de 2006, en España el peso de la producción térmica perdería casi diez puntos, entre 2005 y 2030, que ganará la producción con energías renovables.

En la simulación realizada, la generación con sólidos decrece a medio plazo para volver a crecer en la última década del periodo futuro considerado; la generación con gas natural irá ganando importantes cuotas de mercado entre el 2005 y el 2030.

En la UE-25, la energía nuclear registraría una pérdida de peso de 12 puntos, por las restricciones que afectan su continuidad en algunos países de la UE; en el caso de España, el peso de la nuclear sufriría una pequeña bajada de 1,4 puntos porcentuales. Otro aspecto diferencial con la UE-25 es que España presenta mayores pesos en la producción hidroeléctrica y eólica tanto en el año 2005 como en el 2030, como consecuencia de la promoción decidida que España hace de las energías renovables.

Entre los años 2005 y 2030 el aumento neto de la capacidad de generación se cifraría en 370,6 GW que supone una variación total del 51% con respecto a la potencia instalada

Cuadro II.8. Capacidad de generación de electricidad

Potencia instalada	UE-25			España		
	2005	2030	2005-30 (%pa)	2005	2030	2005-30 (%pa)
Potencia (GW)						
Nuclear	137,5	101,2	-1,2	7,8	10,8	1,3
Hidráulica (excluido bombeo)	99,7	112,2	0,5	12,9	14,4	0,4
Eólica	37,7	182,9	6,5	9,2	35,9	5,6
Solar	0,8	10,4	10,9	0,0	2,5	19,9
Térmica	450,1	689,6	1,7	37,4	57,2	1,7
Sólidos	186,7	211,2	0,5	12,4	6,9	-2,3
Gas natural	170,9	360,1	3,0	16,0	37	3,4
Fueloleo y prod. Petrolíferos	75,0	35	-3,0	7,5	5,5	-1,2
Biomasa y residuos	16,1	81,6	6,7	1,5	7,8	6,8
Geotérmica	1,3	1,6	0,8	0,0	0,0	
Total	725,7	1.096,3	1,7	67,4	120,8	2,4
Cogeneración incluida en térmica	135,3	248	2,5	11,3	18,6	2,0
Estructura (%)						
Nuclear	18,9	9,2		11,6	8,9	
Hidráulica (excluido bombeo)	13,7	10,2		19,2	11,9	
Eólica	5,2	16,7		13,6	29,7	
Solar	0,1	0,9		0,0	2,0	
Térmica	62,0	62,9		55,6	47,4	
<i>Sólidos</i>	25,7	19,3		18,4	5,7	
<i>Gas natural</i>	23,6	32,9		23,8	30,7	
<i>Fueloleo y prod. Petrolíferos</i>	10,3	3,2		11,2	4,6	
<i>Biomasa y residuos</i>	2,2	7,4		2,2	6,5	
<i>Geotérmica</i>	0,2	0,1		0,0	0,0	
Total	100,0	100,0		100,0	100,0	

en 2005 (Cuadro II.8). La mayor variación positiva la experimentan la generación con gas natural, con un incremento de 189 GW y la generación eólica, con 145 GW. Se podría destacar también el aumento en 66 GW del equipo de biomasa y residuos, el aumento del equipo de sólidos en 25 GW y la caída de la potencia nuclear en 36 GW.

En cuanto a España se refiere, el aumento neto de la potencia instalada se cifra en 53 GW y en el año 2030 se alcanzaría una potencia total de 121 GW. La mayor variación corresponde a la eólica, con 27 GW, y a la generación con gas natural, con 21 GW. Otros aumentos netos se producirían en el equipo de biomasa y residuos, con 6 GW, la nuclear (3 GW), la solar (2,4 GW) y la hidroeléctrica (1,5 GW). El equipo de sólidos experimenta una variación neta negativa pero se podría considerar como potencia nueva de carbón la prevista de 7 GW en el 2030.

3.5. EMISIONES DE CO₂

El escenario Base que se ha analizado no da lugar a una reducción de emisiones de CO₂, procedentes de la transformación y el uso de la energía, en el año 2030. Así pues, vislumbra un futuro muy alejado de los compromisos adquiridos para el 2008-12 en el marco del Protocolo de Kioto.

Asumiendo como referencia las emisiones correspondientes al año 1990, el aumento del 4,7% que se prevé para las emisiones totales de la UE-25 en el 2030 se debe en su mayor parte al sector del Transporte, con un incremento de emisiones del 37,9% y, en menor parte, a la generación eléctrica, con un aumento del 4,5% (Cuadro II.9). La actuación conjunta de ambos sectores pesa más que la de los sectores que presentan una reducción de emisiones, como es el caso del bloque de sectores de uso final (Industria, Residencial y Terciario) y el resto del sector de la energía. En el caso particular de la generación eléctrica, las emisiones previstas en la UE-25 crecen al 0,24% anual, ritmo que es inferior al 1,3% anual de la producción de electricidad y, por tanto, resulta una generación eléctrica menos intensiva en carbono. De hecho, la emisión específica del año 2005, 0,4233 gr/KWh, se reduce en el 2030 a 0,3261 gr/KWh con un descenso total del 23%.

Para España se muestra un crecimiento anual de las emisiones de CO₂ del 0,1%, algo inferior al 0,16% de la UE-25, pero no se corrige la variación con respecto a las emisiones de 1990. En el año 2005, las emisiones de España superaron en un 56,8% a las del año 1990 y, para el año 2030, tal variación se cifra en el 60% lo que implica la no estabilización de las del año 2005. Todos los sectores muestran variaciones positivas de sus emisiones con respecto a las correspondientes del año 1990. En el año 2005, el sector eléctrico presentaba la mayor variación (78%) seguido por el Transporte, con un 65%. En el año 2030, el patrón cambia y es el sector Transporte el que presenta la mayor variación, con un 104%, seguido de los sectores consumidores finales con un 52%. Sin embargo, el cambio de estructura en el "mix" de generación hace que el sector eléctrico reduzca de una manera muy significativa sus emisiones de CO₂ en el 2030, con una variación del 34% sobre las de 1990, mucho menor que la de 2005 (78%). El mayor uso de las energías renovables, la generación con gas natural y un aumento de la energía nuclear implica una mejora muy importante de las emisiones específicas del sector eléctrico que, entre el 2005 y el 2030, se reducirán en un 50%, pasando de 0,4041 a 0,2020 gr/KWh.

Cuadro II.9. Emisiones de CO₂ por sectores

Emisiones de CO ₂ por sectores	UE-25			España		
	2005	2030	2005-30 (%pa)	2005	2030	2005-30 (%pa)
Emisiones (Mt)						
Generación eléctrica y calor distribuido	1.341,9	1.424,0	0,24	114,2	85,9	-1,13
Resto sector energético	126,5	99,7	-0,95	13,0	11,8	-0,39
Industria, Residencial, Terciario	1.295,9	1.338,4	0,13	80,6	91,3	0,50
Transporte	1.038,8	1.092,9	0,20	108,2	133,9	0,86
Total	3.803,1	3.955	0,16	316,0	322,9	0,09
Estructura (%)						
Generación eléctrica y calor distribuido	35,3	36,0		36,1	26,6	
Resto sector energético	3,3	2,5		4,1	3,7	
Industria, Residencial, Terciario	34,1	33,8		25,5	28,3	
Transporte	27,3	27,6		34,2	41,5	
Total	100,0	100,0		100,0	100,0	
Índice (1990-100%)						
Generación eléctrica y calor distribuido	98,5	104,5		177,9	133,8	
Resto sector energético	89,4	70,5		113,0	102,6	
Industria, Residencial, Terciario	87,6	90,5		134,1	151,9	
Transporte	131,0	137,9		164,9	204,1	
Total	100,7	104,7		156,8	160,2	

Atendiendo a la estructura de las emisiones de CO₂ por sector puede verse que, en la UE-25, el sector eléctrico es el responsable de las mayores emisiones, 35 y 36% en 2005 y 2030, seguido de cerca por el bloque de los sectores de usos finales (Industria, Residencial y Terciario), con peso del 34%, y el sector del Transporte con el 27% de las emisiones. En España, el patrón del 2005 es diferente al de la UE-25 e incluso cambia en el propio país para el 2030. En el 2005, el sector más emisor es el eléctrico, con un 36%, seguido del Transporte con un 34%, y los sectores de uso final (26%). En el año 2030, el responsable de las mayores emisiones es el sector del Transporte, con un 42%, seguido de los sectores de uso final (28%) y del sector eléctrico (27%).

4. CONCLUSIONES

- El escenario Base de la DG TREN, en su versión actualizada de 2005, da lugar a un futuro energético que no se puede caracterizar como sostenible desde el punto de vista de lucha contra el cambio climático y de seguridad de abastecimiento energético.
- Para el conjunto de la UE-25 y hasta el año 2030, el futuro simulado implica que las demandas de energía primaria y de energía final seguirán creciendo, aunque a un ritmo menor que la hipótesis de crecimiento económico del 2% anual que se ha utilizado. Esta circunstancia da lugar a una mejora significativa de la eficiencia energética (1,7% anual) que no es suficiente para truncar la evolución creciente de la demanda. Para España se prevé un comportamiento similar con demandas de energía que crecerán por debajo del crecimiento asumido para el PIB, 2,4% anual, y algo más que las de la UE-25. La intensidad energética de España descendería al 1,4% anual.
- El aumento de la demanda de energía primaria y la reducción progresiva de su producción doméstica llevan a que Europa tenga que aumentar su dependencia de las importaciones de energía, pasando del 50,5% del 2005 al 64,9% del 2030. Esta dependencia es mayor en España, con cifras del 76,8 y 72,7% respectivamente. Así pues, la vulnerabilidad de la UE-25 en cuanto a la seguridad de abastecimiento energético aumentará, principalmente en petróleo y gas natural, para los que el autoabastecimiento bajará del 21% al 7% en petróleo y de 47% a 15% en gas entre los años 2005 y 2030.
- La demanda de energía eléctrica continuará creciendo más que la demanda total de energía final, en buena parte por la terciarización de la economía y el progreso de los sectores industriales de menor intensidad de energía y de mayor valor añadido. La penetración de la electricidad en el mercado de energías finales aumentará en cuatro puntos, pasando del 20% de 2005 al 24,4% en 2030. El mismo aumento se producirá en España, pasando del 22% al 26% entre los años 2005 y 2030.
- La mayor demanda de electricidad requiere un aumento neto de potencia instalada de 370 GW en el conjunto de la UE-25 y de 53 GW en España hasta alcanzar una potencia instalada de 1096,3 GW en la UE-25 y de 120,8 GW en España. En ambos casos, los mayores aumentos de potencia se registrarán en las plantas eólicas y de gas natural y, en menor medida, de biomasa y residuos y sólidos. La potencia nuclear sufriría un descenso al considerar el mantenimiento de la decisión de cierre de plantas nucleares por parte de algunos Estados miembros de la UE-25. El gran desarrollo de las plantas eléctricas de gas natural junto con el importante uso final de gas en Europa, hará que las importaciones de gas crezcan de una manera importante.
- Con el escenario Base planteado no se podrá detener el crecimiento de las emisiones de CO₂ procedentes de la energía. Respecto a las de 1990, las emisiones de la UE-25 se incrementarían un 4,7% en el 2030 y las de España lo harán en un 60%, habiendo sido en este caso del 56,8% en el 2005. Tanto en la UE-25 como en España, los mayores aumentos de emisiones procederán del sector de Transporte. El sector eléctrico aumentará también sus emisiones al 2030, con un 4,5% para la UE-25 respecto a 1990 y un 33,8% en el caso de España; en el año 2005 las emisiones del sector eléctrico de la UE-25 bajaron un 1,5% respecto a 1990 y en España subieron un 78%. Se prevé sin embargo una mejora de las emisiones específicas del sector eléctrico, con una reducción del 23% en la UE-25 (a partir de 0,4233 gr.CO₂/KWh

de 2005) y del 50% en España (a partir de 0,4041 gr.CO₂/KWh de 2005) en el año 2030. Al contrario de la UE-25, para España se prevé que los sectores de uso final (Industria, Residencial y Terciario) sigan aumentando sus emisiones de CO₂ en el futuro.

- El escenario Base pone de manifiesto los retos que se deberían acometer de cara a lograr una energía sostenible, competitiva y segura. Estos retos tendrían que ver con:
 - Mejorar la eficiencia energética y el uso racional de la energía por el lado de la demanda, a fin de truncar el crecimiento del consumo de energía de los sectores de uso final y del Transporte.
 - Promover la mejora de la eficiencia térmica por el lado de la oferta.
 - Acelerar el desarrollo de las energías renovables a fin de lograr los objetivos que se han marcado sobre las mismas.
 - Procurar la mayor diversificación posible, tanto en el “mix” energético como en el abastecimiento de energía primaria.
 - Compensar en lo posible el descenso de la producción propia de combustibles fósiles por otras energías autóctonas, como las renovables y la nuclear.
 - Reducir las emisiones de CO₂ para frenar el cambio climático, haciendo uso de todas las opciones de oferta y demanda disponibles y la puesta en marcha de los programas de I+D que sean necesarios.

Anexo III

TENDENCIAS ENERGÉTICAS AL 2030 EN EL MUNDO

CONTENIDO

RESUMEN Y CONCLUSIONES

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. ESCENARIOS: REFERENCIA Y ALTERNATIVO**
- 3. RESULTADOS**
 - 3.1. La demanda de energía primaria.**
 - 3.2. El consumo final de energía.**
 - 3.3. La seguridad de abastecimiento energético**
 - 3.4. Inversiones en infraestructuras energéticas**
 - 3.5. La producción eléctrica y el equipo generador**
 - 3.6. Emisiones de CO₂ relacionadas con la energía**
- 4. CONCLUSIONES**

TENDENCIAS ENERGÉTICAS AL 2030 EN EL MUNDO

RESUMEN Y CONCLUSIONES

- El documento¹ que aquí se resume es una respuesta de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) a la petición de asesoramiento de los líderes del grupo G8 y países invitados a las reuniones de Gleneagles (Julio 2005) y San Petersburgo (Julio 2006) sobre escenarios energéticos y estrategias alternativas encaminadas al logro de un futuro energético limpio, inteligente y competitivo, ante la preocupación de dichos líderes por mantener la seguridad de abastecimiento energético y controlar el cambio climático.
- La AIE analiza el futuro energético del mundo utilizando el 2030 como año horizonte y haciendo uso de dos escenarios, identificados como de Referencia y Alternativo. Con ambos escenarios se analiza el futuro energético en las mismas hipótesis de crecimiento económico y de población y de precios de la energía. De partida y entre los años 2004 y 2030, se asume un crecimiento del 3,4% anual para el PIB mundial y que la población aumente al ritmo del 1% anual, pasando de los 6.400 millones de habitantes del año 2004 a 8.100 en el 2030. En cuanto a precios se asume que el del petróleo del año 2005, 51 \$/barril, crezca hasta 55 \$/ barril (\$ del 2005) en el 2030 y que el del gas natural continuará ligado al del petróleo. Para el carbón y en términos constantes de 2005 se asume que el precio de 2005, 62,5 \$/t, descienda hasta los 60\$/t en el 2030 con el escenario de Referencia y a 55 \$/t con el Alternativo.
- El escenario de Referencia es del tipo “business as usual” y asume que no se introducirán nuevas políticas gubernamentales a lo largo del período considerado. Por tanto, el escenario proporciona una visión de la evolución de la energía en el mundo que correspondería a políticas adoptadas hasta la fecha. La eficiencia energética seguirá su proceso de mejora y las energías renovables continuarán con su ritmo de crecimiento. No se supone cambios en cuanto a las políticas nacionales en energía nuclear y se mantendrá esta opción de generación eléctrica en los países que no han decidido el cierre de las plantas nucleares.
- El escenario Alternativo se utiliza para analizar el impacto de paquetes de medidas adicionales destinadas a mejorar la eficiencia energética, tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta, y a aumentar el uso de opciones libres de carbono en la generación eléctrica. Entre las medidas por el lado de la demanda cabe citar la mejora de la eficiencia y el eco-diseño de edificios, la mejora de eficiencia en procesos industriales, la implantación de estándares y consumos mínimos en el transporte y el uso de biocombustibles y, en general, una mayor penetración en el mercado de las tecnologías y aplicaciones eficientes en el uso final. En cuanto a la generación eléctrica se refiere, se prevé un mayor desarrollo de las energías renovables y de la energía nuclear. En este escenario Alternativo no se incluyen tecnologías cuya demos-

1. World Energy Outlook 2006. International Energy Agency (2006).

tración comercial no se espera para antes del 2030. Este es el caso de las plantas eléctricas de combustibles fósiles con captura y almacenamiento de CO₂, la segunda generación de biocombustibles y los vehículos híbridos con carga en la red eléctrica.

- Los resultados obtenidos con los dos escenarios se presentan de forma conjunta, a fin de apreciar el impacto que sobre los del escenario de Referencia tienen las medidas adicionales que incorpora el Alternativo. Desde el punto de vista regional, los resultados se muestran atendiendo a tres bloques: La OCDE, los Países en Transición (Rusia y demás países de su confederación) y los Países en Desarrollo, distinguiendo en este caso China y la India por la importancia de su población y el crecimiento de sus demandas de energía.
- Con las políticas adoptadas hasta la fecha (escenario de Referencia) la demanda de energía primaria del mundo aumentará al ritmo del 1,6% anual, la producción de energía eléctrica lo hará al 2,6% y las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía al 1,7%. La demanda de energía primaria del mundo pasaría de 11204 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) del año 2004 a 17095 Mtep en el 2030. Para este mismo año, la producción de energía eléctrica alcanzaría la cifra de 33750 TWh, frente a los 17408 de 2004, y las emisiones totales de CO₂, relacionados con la energía, llegarían a ser 40420 Mt, frente a las 26079 del año 2004 y las 20463 del año 1990.
- El mayor crecimiento económico y de población de los Países en Desarrollo, frente al total mundial, llevará a este grupo de países a superar al bloque de la OCDE en demanda de energía, producción eléctrica y emisiones de CO₂. A los Países en Desarrollo les corresponde el 70% del aumento de la demanda de energía primaria, el 69% del aumento de la producción eléctrica y el 76% del aumento de las emisiones de CO₂. La contribución de China a los aumentos totales (mundo) de las citadas variables se cifra en 30, 28 y 39% respectivamente.
- La adopción de medidas adicionales (escenario Alternativo) de mejora de la eficiencia energética en general, y por el lado de la demanda en particular, y un mayor uso de las energías renovables y la energía nuclear en la producción de electricidad produciría cambios importantes sobre los resultados del escenario de Referencia para el año 2030. En concreto, la demanda mundial de energía primaria se reduciría un 10%, la producción de energía eléctrica lo haría en un 11,6% y las emisiones de CO₂ descenderían un 15,7%.
- En la visión del futuro energético que ofrece el escenario Alternativo para el mundo no se detiene pero si se ralentiza el crecimiento de las variables mencionadas. Entre los años 2004 y 2030, los crecimientos anuales de la demanda de energía primaria, de producción de electricidad y de emisiones de CO₂ se cifran en el 1,2%, el 2,1% y el 1% respectivamente, crecimientos que son inferiores a los obtenidos con el escenario de Referencia.
- Los dos escenarios dan lugar a una mejora de la eficiencia energética muy significativa. En el escenario de Referencia, la intensidad energética del PIB se reduce al 1,7% anual en el período 2004-2030 y, en el escenario Alternativo, al 2,1%.

- En ambos escenarios, el uso de combustibles fósiles seguirá creciendo en el futuro, aunque con menor ritmo en el Alternativo, y mantendrán su posición dominante. En el año 2030 y con respecto a la demanda total de energía primaria, los combustibles fósiles mantendrán el peso actual, un 81%, con el escenario de Referencia y su representación será del 77% en el Alternativo. El peso de los hidrocarburos no se reducirá de una manera muy significativa, del 55,7% actual pasaría al 55,2% en el 2030 con el escenario de Referencia y al 54,1% con el alternativo. El crecimiento de la demanda de hidrocarburos será un elemento que podría alimentar la tensión en los mercados energéticos y motivar alzas de precios.
- Existen suficientes reservas en el mundo para satisfacer las demandas previstas de energía hasta el 2030 de cada una de las formas de energía. Ahora bien, hay aspectos que podrían afectar negativamente a la seguridad de abastecimiento energético en lo que al petróleo y al gas natural se refiere. La dependencia de las importaciones de petróleo de los países de la OCDE, particularmente Europa, y de los países asiáticos del bloque de Países en Desarrollo, particularmente China e India, seguirá aumentando y alcanzará valores superiores al 65% en el 2030; de igual manera, la dependencia de las importaciones de gas de la OCDE alcanzaría la cifra del 38% en el 2030 (un 63% para Europa), año que contará con países importadores de Asia que actualmente se autoabastecen de gas, como es el caso de China. Las crecientes necesidades de importaciones tendrán como efecto directo un alza de precios de la energía.
- Además del aumento de las importaciones de hidrocarburos existen otros factores importantes que añaden incertidumbre a la seguridad del abastecimiento energético. Entre ellos se podría citar la realización de las inversiones necesarias para desarrollar los recursos energéticos adicionales y su puesta en el mercado para atender la creciente demanda energética. Aun disponiendo de recursos financieros suficientes, se ha de contar con la voluntad de las compañías energéticas para llevar a cabo las inversiones necesarias. Esta voluntad requiere un clima favorable que actualmente no existe por la falta de confianza que suscitan las tensiones geopolíticas, conflictos e intereses de nacionalización que afectan a los países productores (Oriente Medio, Rusia, Norte de Africa, Venezuela, Colombia).
- La electrificación de la economía continuará en los dos escenarios. La penetración de la electricidad en la demanda final de energía del mundo aumentará en torno a cuatro puntos entre el 2004 y el 2030. La cuota actual, 16,2%, pasaría a ser del 20,7% en el escenario de Referencia y del 20,1% en el Alternativo. Este comportamiento implica que la producción de energía eléctrica, como ya se ha mencionado, crezca a un mayor ritmo que la demanda total de energía. La generación con combustibles fósiles seguirá siendo la más importante aunque con una evolución desigual en los dos escenarios pues, en el año 2030, representaría un 69% de la producción eléctrica total en el escenario de Referencia y el 60% en el Alternativo, frente al 66% del año 2004. El peso de la producción nuclear se reducirá en el futuro, pasando del 15,7% actual al 9,8% y 13,8% en el año 2030 con los escenarios de Referencia y Alternativos respectivamente. La producción de electricidad con energías renovables aumentaría en los dos escenarios y más en el Alternativo; las cuotas que alcanzaría

en el 2030 se cifran en el 20,8% y el 26% en los escenarios de Referencia y Alternativo, frente al 18,2% actual.

- La capacidad total de generación eléctrica del mundo en el 2030 alcanzaría la cifra de 7874 GW con el escenario de Referencia y de 7104 con el Alternativo. El aumento neto de capacidad sería de 3820 GW con el escenario de Referencia y de 3050 con el Alternativo. En el escenario de Referencia los mayores incrementos netos tienen lugar en el equipo de gas natural (1400 GW), el de carbón (1330 GW) y el de energías renovables (1.100 GW). En el escenario Alternativo, los mayores aumentos netos corresponden al equipo de energías renovables (1358 GW), el de gas (1004 GW) y el de carbón (650 GW). Para el equipo de generación nuclear, se prevé un aumento neto de potencia de 52 GW con el escenario de Referencia y de 155 WG con el Alternativo.
- Para atender las crecientes necesidades de energía en el mundo, con el escenario de Referencia sería necesario realizar unas inversiones acumuladas, en el periodo 2005-2030, en infraestructuras energéticas con un montante de 20193 miles de millones de dólares del 2005 (\$-2005). De esta cantidad, el 56% correspondería a la electricidad, el 21% a la industria del petróleo, el 19,4% a la industria del gas y el 2,8% a la del carbón. De las correspondientes a la electricidad, el 54% estarían destinadas al transporte y la distribución y el 46% restante a la generación.
- Con el escenario Alternativo, las inversiones totales se reducen en 560 miles de millones de \$-2005 pero el patrón cambia. Esta reducción global es el resultado neto de unas inversiones adicionales de 2364 miles de millones de \$-2005 por el lado de la demanda, es decir, realizadas por los consumidores, y unas inversiones evitadas de 2924 miles de millones de \$-2005 por el lado de la oferta. En el caso de la electricidad, la reducción de inversiones acumuladas que produce el escenario Alternativo se cifra en 1.099 miles de millones de \$-2005 y son el resultado de unas mayores inversiones por el lado de la demanda, 954, y en equipos de generación de energías renovables y nuclear, 604, y unas menores inversiones de 1028 en la capacidad de generación de combustibles fósiles y de 1629 miles de millones de \$-2005 en transporte y distribución.
- Las emisiones mundiales de CO₂, relacionadas con la energía, que se obtienen con el escenario de Referencia para el 2030 alcanzan la cifra de 40420 millones de toneladas, superando en un 55% a las del año 2004 y en un 98% a las del 1990. Para el mismo año 2030, con el escenario Alternativo se llega a un total de 34080 Mt de CO₂ que son inferiores a las de Referencia en un 15,7% y superan a las de 2004 y 1990 en un 31% y un 67% respectivamente. A nivel mundial el sector eléctrico seguirá siendo responsable del 40% de las emisiones totales. Con el escenario de Referencia, las emisiones de CO₂ de este sector crecerán a un ritmo mayor que las totales. En el año 2030, las emisiones del sector eléctrico superarían a las correspondientes del año 1990 en un 154% con el escenario de Referencia y en un 98% con el Alternativo; frente a las del año 2004, dichos porcentajes serían del 67% y el 30%. Atendiendo al comportamiento de las emisiones globales de CO₂, cabe concluir que las políticas adicionales que incorpora el escenario Alternativo no son

suficientes para truncar la evolución positiva de las mismas y llevarlas al menos hasta los niveles actuales. Si este fuera el objetivo, se necesitarían actuaciones más fuertes, con una acción gubernamental más decidida, la cooperación del sector privado y el logro de acuerdos internacionales en materia de determinación de objetivos de lucha contra el cambio climático y de cooperación en la implantación de las mejores políticas y tecnologías y el desarrollo tecnológico que se estime necesario.

- Como elementos clave a tener en cuenta, el documento de la AIE destaca los siguientes: a) el impacto negativo que los altos precios de la energía producen sobre el desarrollo económico y social, debido en buena parte a que los precios del petróleo son inelásticos ante la demanda del sector del transporte, que es el mayor consumidor de productos petrolíferos; b) las tendencias actuales de las inversiones de las industrias del petróleo y del gas; c) la revitalización de la energía nuclear, como opción clave para reforzar la seguridad de abastecimiento energético y el control de las emisiones de CO₂; d) el desarrollo de biocombustibles, que puede ser motivado por precios altos del petróleo y el control del cambio climático y limitado por competir con otros sectores, como el de la alimentación, por la disponibilidad de tierra cultivable; e) el uso doméstico de energías comerciales en los países en desarrollo, donde 2500 millones de personas continúan haciendo un uso directo de la biomasa para cocinar y se requiere mejorar la situación con un uso más eficiente y sostenible de dicho recurso energético y el cambio a tecnologías y combustibles modernos; tampoco se debe olvidar que, en el mundo, 1.600 millones de personas todavía no tienen acceso a la electricidad.

1. INTRODUCCIÓN

Las tendencias actuales del consumo de energía en el mundo no refuerzan la seguridad de abastecimiento de los países ni son calificadas como sostenibles, tanto desde el punto de vista económico, como social y medioambiental. El crecimiento del consumo de combustibles fósiles tiene implicaciones negativas, no solo sobre la seguridad de suministro, sino también en la lucha contra el cambio climático. La pobreza energética de muchos países amenaza seriamente el desarrollo económico y social de más de 2000 millones de habitantes en el mundo.

El documento que aquí se resume es una respuesta de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) a la petición y preocupaciones de los líderes del G8 y países invitados a las reuniones de Gleneagles (julio 2005) y S. Petersburgo (julio 2006). Estos líderes se comprometieron a actuar de forma decidida para combatir las amenazas que implican las tendencias actuales y pidieron a la AIE asesoramiento sobre escenarios energéticos y estrategias alternativas encaminados al logro de un futuro energético limpio, inteligente y competitivo.

En el documento de la AIE se analiza el futuro energético del mundo utilizando el año 2030 como horizonte. El análisis parte de las proyecciones realizadas con un escenario base o de Referencia para evaluar el impacto que, sobre el futuro energético, puede tener medidas adicionales de política energética consideradas en un segundo escenario, identificado como Alternativo.

Del contenido del documento de la AIE, en este resumen se destaca la definición de los escenarios así como los resultados obtenidos con los mismos en cuanto a la evolución de la demanda de energía en el mundo y sus implicaciones de inversión, las emisiones de CO₂ relacionados con la energía y el desarrollo que podría tener el sector eléctrico. En términos cuantitativos, la información que aquí se recoge se refiere a los datos del 2004 y los resultados para el 2030. Desde el punto de vista regional, los resultados se presentan atendiendo a tres bloques: la OCDE, los Países en Transición (Rusia y demás países de su confederación) y los Países en Desarrollo (distinguiendo China e India).

2. ESCENARIOS: REFERENCIA Y ALTERNATIVO

En el escenario de Referencia se asume que no se introducen nuevas políticas gubernamentales a lo largo del período futuro considerado. Por tanto, el escenario proporciona una visión de la evolución probable de la energía en el mundo si no se toman medidas para influir sobre las tendencias energéticas a largo plazo. La eficiencia energética seguirá un proceso de mejora y las energías renovables continuarán con su ritmo de crecimiento. No se supone cambios en cuanto a las políticas nacionales en energía nuclear y, por tanto, se mantendrá esta opción solamente en los países que no han decidido el cierre de plantas nucleares.

Con el escenario Alternativo se analiza el impacto de un paquete adicional de medidas encaminadas a mejorar la seguridad de abastecimiento energético y el control del cambio climático. Estas medidas persiguen un mayor progreso de la eficiencia energética,

la promoción de la producción autóctona de energías renovables y combustibles fósiles y la revitalización de las inversiones en energía nuclear. El detalle de los modelos utilizados por la AIE ha permitido el análisis de una lista muy amplia de acciones. Entre ellas cabe citar las destacadas para la OCDE, China e India: La conservación energética y el eco-diseño de edificios; la conservación y eficiencia energética en procesos industriales; estándares y consumos mínimos en el transporte; desarrollo de renovables y biocombustibles; planes nucleares (EEUU, China, India). En este escenario Alternativo no se incluyen tecnologías cuya demostración comercial no se espera antes de 2030. Este es el caso de las plantas de fósiles con captura y almacenamiento de CO₂, la segunda generación de biocombustibles y los vehículos híbridos con carga en la red eléctrica.

Para los dos escenarios se ha utilizado la misma hipótesis de evolución de la población y de crecimiento económico. Se asume que la población mundial crezca al ritmo del 1% anual entre 2004 y 2030, pasando de los 6.400 millones de habitantes de 2004 a más de 8.100 en 2030. Para la OCDE se prevé un crecimiento de población del 0,4% anual, para los Países en Transición el -0,3% y para los Países en Desarrollo el 1,2% (0,4% en China y 1,1% en India). En el año 2030, la OCDE, Africa, China e India superarán los 1.300 millones de habitantes.

Para ambos escenarios se ha supuesto un crecimiento económico del PIBppp (poder de paridad de compra) mundial del 3,4% anual entre 2004 y 2030. Para los Países en Desarrollo se ha supuesto el mayor crecimiento, un 4,7% (5,5% en China y 5,1% en la India), para los Países en Transición un 3,6% y para la OCDE un 2,2%. Por tanto, el PIB per cápita aumentará en todas las regiones.

Se utiliza también una única hipótesis de precios de petróleo y gas en los dos escenarios. Se supone que el precio medio de las importaciones de petróleo de la AIE, en términos constantes de 2005, pasa de 51 \$/barril del 2005 a 55 \$/barril en el 2030. Para el gas natural se asume que el precio medio de las importaciones de EEUU, Europa y Japón pasa de 6,13 \$/MBtu del 2005 a 6,78 \$/MBtu en el 2030, expresados en \$ de 2005. Para el carbón se considera precios diferentes en los dos escenarios. Para el escenario de Referencia, el precio de las importaciones de carbón de la OCDE pasa de 62,5 \$/t del 2005 a 60 \$/t en el 2030 (\$ del 2005). Para el escenario Alternativo, debido a la mayor caída del mercado de carbón que implica, se considera un precio de 55 \$/t de carbón en el 2030 en moneda de 2005.

De todas formas, los precios futuros de petróleo, y por tanto los del gas natural mientras continúen ligados a los del petróleo, continuarán afectados de gran incertidumbre derivada de las tensiones geopolíticas de las principales regiones productoras (Oriente Medio, Rusia, Africa, América Latina).

3. RESULTADOS

Los resultados obtenidos con los dos escenarios, Referencia y Alternativo, van a ser presentados conjuntamente a fin de apreciar de forma directa las diferencias que existen entre ellos y el cambio que suponen las medidas consideradas en el Alternativo.

Cuadro III.1. Indicadores generales para el mundo

Año 2004	Prospectiva 2030	
	Referencia	Alternativo
6.400 Millones habitantes	+ 1,0%	+ 1,0%
59.220 (000 M\$-2005) PIBppp:	+ 3,4%	+ 3,4%
11.204 (Mtep) de energía primaria	1,6%	1,2%
7.638 (Mtep) de energía final	1,6%	1,2%
17.408 /TWh) producción eléctrica	+ 2,6%	+ 2,1%
16,2% de electricidad en demanda final	20,7%	20,1%
26.080 (Mt) emisiones de CO ₂	+1,7%	+ 1,0%
Inversiones acumuladas 2005-2030		
Totales (mM\$-2005)	20.193	19.633
Electricidad (mM\$-2005)	11.276	10.176

El cuadro III.1 muestra un resumen de indicadores para el total mundial. La primera conclusión es que tanto la demanda de energía, como la producción de electricidad y las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía crecerán en el futuro en ambos escenarios, aunque con menor intensidad en el Alternativo. Por tanto, las medidas adicionales incluidas en el escenario Alternativo no son suficientes para lograr al menos una congelación de las emisiones de CO₂ en los niveles actuales.

Con ambos escenarios se obtiene una mejora de la eficiencia energética muy significativa al crecer la demanda de energía primaria con ratios más bajos que los del PIB. La intensidad energética del PIB (energía primaria/PIB) decrece un 1,7% anual en el escenario de Referencia y un 2,1% anual en el Alternativo.

La electrificación de la economía continúa su ritmo creciente. En el escenario de Referencia, se espera que la producción de electricidad crezca al 2,6% anual entre 2004-2030 y, en el Alternativo, al 2,1%. En ambos casos, el crecimiento de la electricidad es mayor que el de la energía total. Esto implica que la energía eléctrica gane 4 puntos de cuota en el mercado de energías finales, pasando del 16,2% del año 2004 a más del 20% en el año 2030 en los dos escenarios analizados.

Las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía seguirán creciendo al ritmo del 1,7% anual en el escenario de Referencia y al 1,0% en el Alternativo. Sobre los 26.080 Mt de CO₂ del año 2004, las emisiones del año 2030 son un 55% mayores en el escenario de Referencia y un 31% en el Alternativo.

Atender la futura demanda de energía va a suponer unas inversiones en infraestructuras e instalaciones energéticas muy importantes. El estudio de la AIE estima que el acumulado de las citadas inversiones en el período 2005-2030 podría alcanzar la cifra de 20.193 miles de millones de \$-2005 en el escenario de Referencia, que se reducirían en 560.000 millones con el escenario Alternativo. En ambos escenarios, las inversiones en la cadena eléctrica representarán más del 50% de las inversiones totales.

3.1. LA DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA

En el año 2030, la demanda mundial de energía primaria alcanzará la cifra de 17.095 Mtep en el escenario de Referencia y de 15.405 Mtep en el escenario Alternativo. Así pues, el escenario Alternativo da lugar a una demanda en el año 2030 que es un 10% inferior a la de Referencia.

Como se indica en los cuadros III.2 y III.3, la demanda de combustibles fósiles seguirá creciendo en el futuro y manteniendo su posición de dominancia representando el 81% de la demanda del 2030 en el escenario de Referencia y el 77% en el Alternativo. En ambos escenarios, la demanda de gas natural crecerá a mayor ritmo que la total. La energía nuclear registrará su mayor crecimiento con el escenario Alternativo. El conjunto de las energías renovables aumentará su peso en la demanda total de la energía primaria principalmente en el escenario Alternativo, en el cual alcanzará un 16,2% en el año 2030 frente al 13,2% del año 2004. En términos porcentuales, los cambios que produciría el escenario Alternativo sobre el de Referencia en el año 2030 implican una reducción importante de los combustibles fósiles, con un 20,9% en el carbón y más del 11% en petróleo y gas, y un aumento muy significativo en las energías renovables y la energía nuclear.

Cuadro III.2. Demanda de energía primaria en el mundo (Mtep)

Tipo	2004	2030		2004-2030 (%anual)		2030(%)
		Referencia	Alternativo	Referencia	Alternativo	Alter/Refer
Carbón	2.773	4.441	3.512	1,8	0,9	-20,9
Petróleo	3.940	5.575	4.955	1,3	0,9	-11,1
Gas	2.302	3.869	3.370	2,0	1,5	-12,9
Nuclear	714	861	1.070	0,7	1,6	24,3
Hidráulica	242	408	422	2,0	2,2	3,4
Biomasa-Residuos	1.176	1.645	1.703	1,3	1,4	3,5
Otras renovables	57	296	373	6,5	7,5	26,0
Total	11.204	17.095	15.405	1,6	1,2	-9,9

Cuadro III.3. Estructura de la demanda de energía primaria en el mundo (%)

Tipo	2004	2030	
		Referencia	Alternativo
Carbón	24,8	26,0	22,8
Petróleo	35,2	32,6	32,2
Gas	20,5	22,6	21,9
Nuclear	6,4	5,0	6,9
Hidráulica	2,2	2,4	2,7
Biomasa-Residuos	10,5	9,6	11,1
Otras renovables	0,5	1,7	2,4
Total	100,0	100,0	100,0

Los cambios que produce el escenario Alternativo son consecuencia de las medidas que introduce y suponen mayor eficiencia energética, mayor uso de energías libres de carbono, un mayor ritmo en la penetración de combustibles alternativos en el transporte y menor uso de carbón y gas natural debido a una menor demanda de electricidad.

El aumento de la demanda de energía primaria vendrá determinado principalmente por el que se espera en el bloque de Países en Desarrollo con crecimientos del 2,6% y 2,1% en los escenarios de Referencia y Alternativo respectivamente para el período 2004-2030, siendo el crecimiento de China el que, por el volumen de su demanda, requiere cierta atención (Cuadros III.4 y III.5). En todas las regiones, el escenario Alternativo da lugar a reducciones de la demanda de energía primaria que se sitúan entre el 7,3% de la OCDE y el 12% de los Países en Desarrollo. Desde el punto de vista de la estructura, cabe indicar que la OCDE cederá su posición de dominante al conjunto de los Países en Desarrollo. En el año 2030, la OCDE será la responsable del 40% de la demanda mundial de energía primaria frente al 49% del año 2004. El peso de los Países en Desarrollo pasará del 40% del año 2004 al 50% en el 2030, correspondiendo la mitad de tal aumento a China.

Cuadro III.4. Demanda de energía primaria por regiones (Mtep)

Región	2004	2030		2004-2030 (%anual)		2030(%) Alter/Refer
		Referencia	Alternativo	Referencia	Alternativo	
OCDE	5.502	6.860	6.359	0,9	0,6	-7,3
Países en transición	1.077	1.420	1.285	1,1	0,7	-9,5
Países en desarrollo	4.460	8.619	7.583	2,6	2,1	-12,0
China	1.626	3.395	3.006	2,9	2,4	-11,5
India	573	1.104	964	2,6	2,0	-12,7
América Latina	484	845	745	2,2	1,7	-11,8
Oriente Medio	479	1.023	861	3,0	2,3	-15,8
Africa	582	954	866	1,9	1,5	-9,2
No especificado	165	196	178	0,7	0,3	-9,2
Total mundo	11.204	17.095	15.405	1,6	1,2	-9,9

Cuadro III.5. Estructura de la demanda de energía primaria por regiones (%)

Región	2004	2030	
		Referencia	Alternativo
OCDE	49,1	40,1	41,3
Países en transición	9,6	8,3	8,3
Países en desarrollo	39,8	50,4	49,2
China	14,5	19,9	19,5
India	5,1	6,5	6,3
América Latina	4,3	4,9	4,8
Oriente Medio	4,3	6,0	5,6
Africa	5,2	5,6	5,6
No especificado	1,5	1,1	1,2
Total mundo	100,0	100,0	100,0

Teniendo en cuenta los tipos de energía, cabe indicar que el consumo de hidrocarburos es el dominante en la OCDE y Países en Transición y que el consumo conjunto de hidrocarburos y carbón prima en los Países en Desarrollo. El uso del carbón es particularmente importante en China, representando el 60% de su demanda de energía primaria y en la India con un menor peso pero creciente. El mayor peso en Biomasa lo registra Africa e India.

El mayor crecimiento de la demanda de energía primaria en los Países en Desarrollo es consecuencia de que también experimentarán crecimientos más rápidos en términos de economía y población. La industrialización y urbanización progresivas de los Países en Desarrollo darán como resultado una mayor demanda de energías comercializadas, como es el caso de los productos petrolíferos, el gas y la electricidad. China requiere una atención especial pues es un actor clave en el mercado energético, ya que un pequeño incremento en su demanda energética supone una gran cantidad en términos absolutos.

3.2. EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

Tanto en el escenario de Referencia como en el Alternativo, el consumo final de electricidad crece a mayor ritmo que el del consumo final de energía. Entre los años 2004 y 2030, el consumo de electricidad crecería un 2,6% anual en el escenario de Referencia y un 2,1% en el Alternativo. Cuadros III.6 y III.7

Cuadro III.6. Consumo final de energía en el mundo (Mtep)

Región	2004	2030		2004-2030 (%anual)		2030(%)
		Referencia	Alternativo	Referencia	Alternativo	Alter/Refer
Carbón	641	923	763	1,4	0,7	-17,3
Fueloleo y prod petrol.	3.228	4.786	4.242	1,5	1,1	-11,4
Gas	1.219	1.839	1.721	1,6	1,3	-6,4
Electricidad	1.236	2.416	2.121	2,6	2,1	-12,2
Calor	.255	324	306	0,9	0,7	-5,6
Biomasa-Residuos	1.052	1.317	1.295	0,9	0,8	-1,7
Otras renovables	7	60	93	8,6	10,5	55
Total	7.638	11.665	10.541	1,6	1,2	-9,6

Cuadro III.7. Estructura del consumo final de energía en el mundo (%)

Región	2004	2030	
		Referencia	Alternativo
Carbón	8,4	7,9	7,2
Fueloleo y prod petrol.	42,3	41,0	40,2
Gas	16,0	15,8	16,3
Electricidad	16,2	20,7	20,1
Calor	3,3	2,8	2,9
Biomasa-Residuos	13,8	11,3	12,3
Otras renovables	0,1	0,5	0,9
Total	100,0	100,0	100,0

Cuadro III.8. Consumo final de energía por regiones (Mtep)

Región	2004	2030		2004-2030 (%anual)		2030(%) Alter/Refer
		Referencia	Alternativo	Referencia	Alternativo	
OCDE	3826	4892	4528	0,9	0,7	-7,4
Países en transición	704	947	851	1,1	0,7	-10,1
Países en desarrollo	3109	5825	5163	2,4	2	-11,4
China	1050	2181	1901	2,9	2,3	-12,8
India	403	738	652	2,4	1,9	-11,7
América Latina	380	650	575	2,1	1,6	-11,5
Oriente Medio	320	656	606	2,8	2,5	-7,6
Africa	434	687	614	1,8	1,3	-10,6
Total mundo	7.639	11.664	10.542	1,6	1,2	-9,6

Cuadro III.9. Estructura del consumo final por regiones (%)

Región	2004	2030	
		Referencia	Alternativo
OCDE	50,1	41,9	43,0
Países en transición	9,2	8,1	8,1
Países en desarrollo	40,7	49,9	49,0
China	13,7	18,7	18,0
India	5,3	6,3	6,2
América Latina	5,0	5,6	5,5
Oriente Medio	4,2	5,6	5,7
Africa	5,7	5,9	5,8
Total mundo	100,0	100,0	100,0

Para el gas natural, dichos crecimientos se cifran en el 1,6% y el 1,3% respectivamente, que están en línea con los del consumo total. El consumo final que resulta con el escenario Alternativo para el 2030 es un 10% inferior al del escenario Referencia. En términos porcentuales y para el 2030, las mayores reducciones de consumo final que produce el escenario Alternativo frente al de Referencia se sitúan en el carbón, con un descenso del 17,3%, la electricidad, que baja un 12,2%, y los productos petrolíferos, con una caída del 11,4%. En términos de estructura, cabe destacar que el consumo final de productos petrolíferos mantiene su posición dominante con pesos superiores al 40% del consumo total, debido al desarrollo del sector de transporte. Le sigue en importancia el consumo de electricidad que gana cuatro puntos de cuota sobre el 16% del año 2004 y se sitúa en el 20% en el año 2030 en los dos escenarios. La cuota del gas natural se estabiliza en torno al 16% del consumo final de energía.

Como sucedía con la energía primaria, el mayor crecimiento del consumo final de energía se prevé en el bloque de Países en Desarrollo con ratios que se cifran en el 2,4% y el 2,0% anuales con los escenarios de Referencia y Alternativo respectivamente. Entre estos países, cabe destacar los crecimientos previstos para el consumo final de energía de China,

con valores del 2,9 y 2,3% anual en los escenarios indicados. Frente al de Referencia, el escenario Alternativo da lugar a importantes reducciones del consumo final en todas y cada una de las regiones. En concreto, dichas reducciones son el 11,4% en los Países en Desarrollo, el 10% en los Países en transición y el 7,4% en la OCDE. Para China, el camino que implica el escenario Alternativo es una reducción del consumo final del 12,8%. En términos de estructura se sigue el patrón que ya se ha comentado para la demanda de energía primaria. El peso del consumo final de la OCDE cederá su hegemonía en el año 2030 a favor del de los Países en Desarrollo que alcanzaría la cuota del 49%. China aumenta su cuota en el consumo final del 13,7% del año 2004 al 18% en el 2030.

La electricidad registrará un aumento de cuota muy considerable en los Países en Desarrollo, pasando del 12% de su consumo final del año 2004 al 20% en el 2030 en el escenario de Referencia, como consecuencia del desarrollo económico de los países, la modernización progresiva de sus economías y el aumento de la población con acceso a la electricidad. El uso directo de la biomasa se reducirá en los Países en Desarrollo con un cambio de cuota, respecto al correspondiente consumo final de energía, del 29% del año 2004 al 18% en el 2030. Esta pérdida de cuota del uso tradicional de la biomasa se debe mayormente al cambio hacia el uso de combustibles comercializados que se espera experimenten los hogares de los Países en Desarrollo para sus necesidades de cocina y calor.

En los cuadros III.10 y III.11 se muestra la distribución esperada del consumo final de energía por sectores consumidores. Atendiendo a los sectores de mayor peso, cabe indicar que los consumos de la Industria y el Transporte crecerán a mayor ritmo que el conjunto y que, contrariamente a lo que sucede en los países desarrollados, el bloque formado por los sectores Residencial, Comercio, Servicios y Agricultura presenta un crecimiento del consumo

Cuadro III.10. Consumo final de energía por sectores (Mtep)

Sector	2004	2030		2004-2030 (%anual)		2030(%)
		Referencia	Alternativo	Referencia	Alternativo	Alter/Refer
Industria	2.511	3.932	3.595	1,7	1,4	-8,6
Transporte	1.969	3.111	2.804	1,8	1,4	-9,9
Resto	2.905	4.221	3.772	1,4	1,0	-10,6
Uso no energético	254	400	370	1,8	1,5	-7,5
Total mundo	7.639	11.664	10.541	1,6	1,2	-9,6

Cuadro III.11. Estructura del consumo final de energía por sectores (%)

Sector	2004	2030	
		Referencia	Alternativo
Industria	32,9	33,7	34,1
Transporte	25,8	26,7	26,6
Resto	38,0	36,2	35,8
Uso no energético	3,3	3,4	3,5
Total mundo	100,0	100,0	100,0

final de energía menor que el del conjunto de los sectores. Por tanto, a nivel mundial, la Industria y el Transporte son los sectores que más tiraran del consumo de energía. Para el año 2030, con el escenario Alternativo se reducirían los consumos obtenidos con el de Referencia para todos los sectores. La reducción más importante, un 10,6%, tendría lugar en el consumo del denominado Resto de sectores como consecuencia de las medidas de eficiencia que, por el lado de la demanda, se incorporan en el escenario Alternativo como la conservación energética y eco-diseño en edificios y la mejora de eficiencia de los equipos eléctricos y de calor-frío. El escenario Alternativo reduce en un 9,9% el consumo de energía que, para el sector Transporte y el año 2030, se obtiene con el escenario de Referencia; tal bajada de consumo refleja el impacto de las medidas aplicadas al transporte consistentes en la aplicación de estándares y consumos mínimos de los medios de transporte. El descenso de consumo que se produce en la Industria con el escenario Alternativo, un 8,6%, es consecuencia de las medidas adicionales de conservación de la energía y de eficiencia energética que el escenario aplica a los procesos industriales.

3.3. LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

Existen suficientes reservas en el mundo para satisfacer las demandas previstas hasta el año 2030 de cada una de las formas de energía; ahora bien, un tema que requiere atención es saber si el desarrollo que se requiere en la explotación de los recursos se llevará a cabo en tiempo para satisfacer la demanda y a que coste. En los escenarios utilizados se explora el futuro energético haciendo uso de precios de la energía suficientemente altos que estimulen las inversiones en las infraestructuras e instalaciones energéticas que se requieren para satisfacer la demanda; sin embargo es necesario contar con la voluntad de las compañías energéticas para llevar a cabo las inversiones que requiere el desarrollo de los recursos energéticos y su puesta en el mercado. Por ello es fundamental contar con un clima favorable que motive la realización de las inversiones necesarias.

Hoy día, las reservas probadas de combustibles fósiles son suficientes para atender las necesidades de las próximas décadas. Considerando como referencia los consumos anuales actuales, las reservas probadas de gas son equivalentes a 64 años, las de carbón a 164 años y las de petróleo a 42 años. Se espera que nuevas reservas de gas y carbón sean añadidas hasta el 2030 y las reservas de petróleo aumentarían si se tuviese en cuenta las llamadas reservas no convencionales y las inversiones que requeriría su explotación.

Se dispone de suficientes reservas de uranio para atender durante varias décadas las producciones de electricidad previstas con centrales nucleares. También existe un potencial muy importante para el desarrollo de la energía hidroeléctrica en el mundo y ampliar la producción de energía utilizando biomasa y demás recursos renovables.

Las incertidumbres surgen de la concentración de las reservas de hidrocarburos en zonas geográficas afectadas por conflictos o intereses de nacionalización que crean incertidumbres y tensiones geopolíticas que pueden poner en peligro la seguridad de abastecimiento de los países importadores de petróleo y gas. Tal es el caso de Oriente Medio, Norte de Africa, Rusia, Venezuela y Bolivia.

En el escenario de Referencia, la dependencia de las importaciones de petróleo aumentará en los bloques de países de la OCDE y de Países en Desarrollo. La dependencia de la OCDE se prevé que aumente del 56% del año 2004 al 65% en el 2030. En el caso de Europa, tales cifras de dependencia serán 58 y 80% respectivamente. Para el conjunto de los países en desarrollo de Asia, la dependencia de las importaciones de petróleo pasarán del 48% del año 2004 al 73% del 2030. Esta proyección supone un cambio con el pasado más reciente en el que el conjunto de tales países de Asia se autoabastecían en petróleo. Entre los países en desarrollo de Asia conviene resaltar la situación de China e India. Las dependencias de las importaciones de petróleo de los años 2004 y 2030 se cifran en un 46 y un 77%, en el caso de China, y en un 69% y un 87% en el caso de India. Con los niveles de dependencia citados y la magnitud del consumo creciente de los bloques y países destacados es de prever grandes tensiones en el mercado mundial del petróleo que podrían inferir de una manera muy significativa en los precios internacionales del barril de petróleo.

En cuanto se refiere al gas natural, el mayor volumen de importaciones de gas tiene lugar en la OCDE y, dentro de ella, en Europa. En el año 2004 las importaciones de gas de la OCDE representaron el 22,6% de su consumo de gas y para el 2030 se prevé que tal porcentaje alcance el 38,3%. En el caso de Europa, dichos porcentajes se cifran en el 40,1 y el 63% respectivamente. El conjunto de Países en Transición y el de Países en Desarrollo se mantendrá como exportadores netos de gas natural. Pero en este último bloque, China y la India pasarán a ser importadores de gas en el futuro. Del autoabastecimiento en el año 2004, China pasará a importar el 33% de su consumo de gas en el 2030 y la India lo hará con un porcentaje del 30%. En cuanto a la forma de transporte del gas se prevé un gran desarrollo de GNL de tal manera que el transporte inter-regional por gasoducto pasará de representar del 77% al 50% en el 2030.

El comercio inter-regional de carbón seguirá creciendo a un ritmo del 1,8% anual hasta el 2030, pasando de 619 Mt del 2004 a 975 Mt en el 2030. Aún así, la mayoría del carbón continuará siendo consumido en el lugar donde se produce. El volumen del comercio inter-regional de carbón se mantendrá en el 13% del consumo mundial del mismo. Todas las regiones consideradas continuarán aumentando sus producciones de carbón. En la OCDE, los mayores productores de carbón seguirán siendo EE.UU, Oceanía y Canadá; en los Países de Transición, Rusia; en los Países en Desarrollo, China, India, Indonesia y Sudáfrica. La región que registrará las mayores importaciones será OCDE-Europa y en menor grado la India. Para el año 2030 se espera que China y EE.UU. se conviertan en países importadores.

La seguridad del abastecimiento energético de combustibles fósiles está bastante ligada a la efectividad de los mercados internacionales y a la fiabilidad de los suministros. Los mercados podrían ser alterados por la concentración de la oferta, no solo geografía, sino de organización, como es el caso de la OPEP en el petróleo y el posible bloque que se rumorea para el gas. Estas circunstancias junto con las tensiones geopolíticas, el entorno de conflicto e interés de nacionalización que afectan a muchos de los principales países productores de petróleo y gas podrían alterar el funcionamiento de los mercados y el clima de confianza que se requiere para motivar la realización de las grandes inversiones a realizar para seguir desarrollando los recursos energéticos y ponerlos a disposición del mercado.

3.4. INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS

La atención de las necesidades energéticas del mundo que proyecta el escenario de Referencia va a requerir unas inversiones en infraestructuras de suministro de energía que, de forma acumulada y para el período 2005-2030, sobrepasan los 20.000 miles de millones de \$ del año 2005 (Cuadro III.12). Las inversiones consideradas están referidas a la construcción de la nueva capacidad de producción, transporte y transformación que es necesaria para atender el incremento de la demanda energética y reemplazar la capacidad existente que será retirada en el período 2005-2030.

De acuerdo con los resultados expuestos, con el escenario de Referencia la producción, transporte y distribución de electricidad requerirá unas inversiones de 11.276 miles de millones de \$-2005, es decir, el 56% del conjunto del sector energético. Más de la mitad de estas inversiones, un 54%, estarían destinadas al transporte y la distribución y el resto, 46%, a la generación.

Las inversiones estimadas para la industria del petróleo se cifran en 4267 miles de millones de \$-2005 y representan el 21% de las inversiones del sector energético. El 73% de la cantidad indicada corresponde a proyectos aguas arriba de exploración y desarrollo; para el refino se estima el 18%.

Las inversiones en la industria del gas se elevan a 3925 miles de millones de \$-2005 y representan el 19,4% del total previsto para el sector energético. De esta cantidad, los proyectos aguas arriba de exploración y desarrollo absorberían el 56%, la cadena de GNL el 7% y el transporte y distribución el 37%.

Las inversiones en la industria del carbón, 564 miles de millones de \$ 2005, representan solamente el 2,8% de la inversión estimada para el conjunto del sector energético. De esta cantidad, el 89% estaría destinado a la minería y el 11% en instalaciones portuarias y transporte marítimo.

**Cuadro III.12. Inversiones acumuladas en infraestructuras energéticas 2005-2030
(miles millones \$-2005)**

Escenario: Referencia	Carbón	Fuelóleo	Gas	Electricidad	Total
OCDE	156	1.149	1.744	4.240	7.289
Europa	34	246	417	1.680	2.377
Países en transición	33	639	589	590	1.851
Países en desarrollo	330	2.223	1.516	6.446	10.515
China	238	351	124	3.007	3.720
India	38	48	55	976	1.108
América Latina	12	378	265	719	1.374
Oriente Medio	1	698	381	396	1.476
Africa	20	485	413	484	1.402
Transporte inter-regional	45	256	76		377
Biocombustibles					161
Total mundo	564	4267	3.925	11.276	20.193

La reducción en demanda e importaciones de energía y de emisiones de CO₂ que implica el escenario Alternativo da lugar también a cambios importantes en el patrón de las inversiones; los consumidores invertirán más en comprar equipos más eficientes en energía y la industria de la oferta reducirá sus inversiones por la bajada de la demanda frente al escenario de Referencia.

En total, las inversiones acumuladas que para el período 2005-2030 se estiman necesarias con el escenario Alternativo, cubriendo los equipos de uso final y la producción, transporte y distribución de la energía, son inferiores a las indicadas para el sector de Referencia en 560 miles de millones de \$ - 2005. Por tanto, las inversiones totales que serían necesarias con el escenario Alternativo se cifrarían en 19.632 miles de millones de \$ 2005 y serían un 2,8% inferiores al de Referencia.

La reducción de las inversiones en 560 miles de millones de \$-2005 es el resultado neto de unas inversiones adicionales por el lado de la demanda de 2.364 miles de millones de \$ 2005 y unas inversiones evitadas por el lado de la oferta de 2.924 miles de millones de \$-2005. El 63% de las inversiones adicionales por el lado de la demanda corresponden a los países de la OCDE y el 37% al resto del mundo. Dichas inversiones adicionales son consecuencia de compras más caras en coches más eficientes, motores industriales, aplicaciones y otros equipos de uso final de mayor eficiencia energética. Con el escenario Alternativo, las inversiones acumuladas del período 2005-2030 por el lado de la oferta se cifrarían en 17.269 miles de millones de \$-2005 que son un 14,5% más bajas que las del escenario de Referencia.

En el escenario Alternativo las inversiones evitadas en la electricidad, desde el productor al consumidor, alcanzan la cifra de 1099 miles de millones de \$-2005. Esta cantidad es el resultado de una inversión adicional por el lado de la demanda de 954 miles de millones de \$ -2005, una mayor inversión de 604 en producción con energías renovables y nuclear, y unas menores inversiones de 1028 en generación con combustibles fósiles y de 1629 en transporte y distribución.

El signo de estas inversiones se repite en todas las regiones del mundo. El 59% del CO₂ total de las inversiones adicionales por el lado de la demanda, energías renovables y energía nuclear corresponde a la OCDE, región que también contabiliza el 69% del descenso de las inversiones en generación con combustibles fósiles y transporte y distribución.

3.5. LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y EL EQUIPO GENERADOR

Entre los años 2004 y 2030, la producción de electricidad en el mundo crecería al 2,6% anual con el escenario de Referencia y al 2,1% con el Alternativo (cuadros III.13 y III.14). Las producciones con energías renovables, gas natural y carbón crecerían a mayor ritmo que la producción total en el escenario de Referencia y la producción con energías renovables y gas continuarían con dicha pauta con el escenario Alternativo. Las medidas adicionales que por el lado de la demanda incorpora el escenario Alternativo dan lugar a una menor demanda de electricidad que el de Referencia. En términos de producción, tal efecto reductor supone una caída de la producción del escenario de Referencia de un 11,6% para el año 2030, como resultado de un aumento de la genera-

ción con energías renovables y nuclear y una importante reducción de la generación con combustibles fósiles.

En términos de estructura, la generación con combustibles fósiles continuará siendo la más importante aunque con una evolución desigual en los dos escenarios; de representar el 66% de la producción total del año 2004, en el año 2030 pasaría a contabilizar el 69% de la producción en el escenario de Referencia y el 60% en el Alternativo. Frente al 15,7% del año 2004, en el 2030 el peso de la energía nuclear desciende al 9,8% con el escenario de Referencia y al 13,8% con el Alternativo. El conjunto de las producciones del equipo hidroeléctrico y demás energías renovables aumentaría su peso en la producción total en ambos escenarios y de manera especial con el Alternativo, con una cuota del 26% en

Cuadro III.13. Producción de electricidad en el mundo (TWh)

Tipo	2004	2030		2004-2030 (%anual)		2030(%)
		Referencia	Alternativo	Referencia	Alternativo	Alter/Refer
Carbón	6.917	14.703	10.914	2,9	1,8	-25,8
Fueloleo	1.161	940	869	-0,8	-1,1	-7,6
Gas	3.412	7.790	6.170	3,2	2,3	-20,8
Nuclear	2.740	3.304	4.106	0,7	1,6	24,3
Hidroeléctrica	2.809	4.749	4.903	2,0	2,2	3,2
Otras Renovables	369	2.264	2.872	7,2	8,2	26,9
Biomasa-Residuos	227	805	983	5,0	5,8	22,1
Eólica	82	1.132	1.440	10,6	11,7	27,2
Geotérmica	56	174	185	4,5	4,7	6,3
Solar	4	142	238	14,7	17,0	67,6
Olas y mareas	1	11	25	9,7	13,2	127,3
Total	17.408	33.750	29.834	2,6	2,1	-11,6

Cuadro III.14. Estructura de la producción de electricidad en el mundo (%)

Tipo	2004	2030	
		Referencia	Alternativo
Carbón	39,7	43,6	36,6
Fueloleo	6,7	2,8	2,9
Gas	19,6	23,1	20,7
Nuclear	15,7	9,8	13,8
Hidroeléctrica	16,1	14,1	16,4
Otras Renovables	2,1	6,7	9,6
Biomasa-Residuos	1,3	2,4	3,3
Eólica	0,5	3,4	4,8
Geotérmica	0,3	0,5	0,6
Solar	0,0	0,4	0,8
Olas y mareas	0,0	0,0	0,1
Total	100,0	100,0	100,0

el año 2030 frente al 20,8% del escenario de Referencia; en el 2004 la cuota de todas las energías renovables se cifró en el 18,2%.

En el contexto mundial, la producción de electricidad de la OCDE dejará de representar la mayor cuota, un 58% en 2004, para situarse en torno al 43% en el 2030 (cuadros III.15 y III.16.). La pérdida de tal cuota será absorbida por la producción eléctrica del conjunto de los Países en Desarrollo que, de una cuota del 33% en 2004, pasará a representar el 50% de la producción total del mundo en el 2030. Cabe destacar la ganancia de 10 puntos que entre los años 2004 y 2030, experimentará la producción eléctrica de China, pasando del 12,9% de 2004 a un mínimo del 22,6% en el 2030.

Entre los años 2004 y 2030, el equipo de generación eléctrica del mundo experimentará un aumento neto de 3820 GW con el escenario de Referencia y de 3.050 con el Alternativo. En el escenario de Referencia el mayor aumento neto lo experimenta el equipo de gas, con 1.400 GW, seguido por el del carbón con 1.330 GW y las energías renovables con 1.100 GW de los que el 47% corresponden al equipo hidroeléctrico. Con el escenario Alternativo, los mayores aumentos netos corresponden a los equipos de energías renova-

Cuadro III.15. Producción de electricidad por regiones (TWh)

Región	2004	2030		2004-2030 (%anual)		2030(%)
		Referencia	Alternativo	Referencia	Alternativo	Alter/Refer
OCDE	10.118	14.468	12.895	1,4	0,9	-10,9
Países en transición	1.536	2.281	2.093	1,5	1,2	-8,2
Países en desarrollo	5.754	17.001	14.847	4,3	3,7	-12,7
China	2.237	7.624	6.786	4,8	4,4	-11
India	668	2.314	2.041	4,9	4,4	-11,8
América Latina	874	1.983	1.716	3,2	2,6	-13,5
Oriente Medio	588	1.502	1.333	3,7	3,2	-11,3
Africa	534	1.351	1.227	3,6	3,3	-9,2
Total mundo	17.408	33.750	29.835	2,6	2,1	-11,6

Cuadro III.16. Estructura de la producción de electricidad por regiones (TWh)

Región	2004	2030	
		Referencia	Alternativo
OCDE	58,1	42,9	43,0
Países en transición	8,8	6,8	7,0
Países en desarrollo	33,1	50,4	49,8
China	12,9	22,6	22,7
India	3,8	6,9	6,8
América Latina	5,0	5,9	5,8
Oriente Medio	3,4	4,5	4,5
Africa	3,1	4,0	4,1
Total mundo	100,0	100,0	100,0

bles, con 1358 GW de los que el 42% son aportados por la hidráulica, el del gas, con 1004 GW, y el de carbón con 650 GW. Para la energía nuclear se prevé un aumento neto de 52 GW con el escenario de Referencia y de 155 con el Alternativo.

Entre las energías renovables no hidráulicas, los mayores aumentos corresponden a la eólica con 382 GW en el escenario de Referencia y 490 en el Alternativo. En el año 2030, el cambio que sobre el escenario de Referencia induce el Alternativo se traduce en una reducción de la potencia total del 9,8%, resultado de un decenso del 21% en la potencia del equipo de combustibles fósiles y unos aumentos el 24,8% en la potencia nuclear y del 12,6% en el equipo de energías renovables.

Cuadro III.17. Capacidad de producción eléctrica en el mundo (GW)

Tipo	2004	2030		2004-2030 (%anual)		2030(%)
		Referencia	Alternativo	Referencia	Alternativo	Alter/Refer
Carbón	1.235	2.565	1.855	2,9	1,6	-26,5
Fuelóleo	453	378	336	-0,7	-1,1	-11,1
Gas	1.055	2.468	2.059	3,3	2,6	-16,6
Nuclear	364	416	519	0,5	1,4	24,8
Hidroeléctrica	851	1.373	1.431	1,9	2,0	4,2
Otras Renovables	96	674	874	7,8	8,9	29,7
Biomasa-Residuos	36	129	158	5,0	5,9	22,5
Eólica	48	430	538	8,8	9,7	25,1
Geotérmica	8	25	26	4,5	4,6	4,0
Solar	4	87	145	12,6	14,8	66,7
Olas y mareas	1	3	7	4,3	7,8	133,3
Total	4.054	7.874	7.104	2,6	2,2	-9,8

Cuadro III.18. Estructura de la capacidad de producción de electricidad en el mundo (%)

Tipo	2004	2030	
		Referencia	Alternativo
Carbón	30,5	32,6	26,5
Fueloleo	11,2	4,8	4,7
Gas	26,0	31,3	29,0
Nuclear	9,0	5,3	7,3
Hidroeléctrica	21,0	17,4	20,1
Otras Renovables	2,4	8,6	12,3
Biomasa-Residuos	0,9	1,6	2,2
Eólica	1,2	5,5	7,6
Geotérmica	0,2	0,3	0,4
Solar	0,1	1,1	2,0
Olas y mareas	0,0	0,0	0,1
Total	100,0	100,0	100,0

3.6. EMISIONES DE CO₂ RELACIONADAS CON LA ENERGÍA

Con ambos escenarios, las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía seguirán creciendo hasta el 2030; con el escenario de Referencia lo harán al 1,7% anual y con el Alternativo al 1%. En el escenario de Referencia las emisiones que más crecen son las correspondientes a la generación eléctrica llegando a representar el 43,7% de las emisiones totales del 2030 frente al 40,6% del 2004, debido al aumento del peso de la producción con combustibles fósiles. Con el escenario Alternativo, las emisiones de la generación crecen a un ritmo menor que las de los sectores de uso final alcanzando una cuota del 40% en el año 2030, cuatro puntos por debajo la correspondiente en el escenario de Referencia, como consecuencia de una menor producción con combustibles fósiles y un mayor uso de las tecnologías libres de carbono. Las medidas adicionales de eficiencia energética que, por el lado de la demanda, introduce el escenario Alternativo, produciendo una reducción de la demanda eléctrica, junto con un mayor uso de las energías renovables y de la energía nuclear en la generación eléctrica, dan como resultado que, para el

Cuadro III.19. Emisiones de CO₂ relacionadas con la energía en el mundo por sectores (Mt)

Sector	1990	2004	2030		2004-2030 (%anual)		2030(%) Alter/Refer
			Referencia	Alternativo	Referencia	Alternativo	
Generación eléct.	6.955	10.587	17.680	13.749	2,0	1,0	-22,8
Sectores uso final	11.712	13.328	19.799	18.065	1,5	1,2	-8,8
Otros	1.796	2.165	2.942	2.266	1,2	0,2	23,0
Total	20.463	26.080	40.421	34.080	1,7	1	-15,7

Cuadro III.20. Emisiones de CO₂ relacionadas con la energía en el mundo por sectores (1990=100%)

Sector	1990	2004	2030	
			Referencia	Alternativo
Generación eléctrica	100	152	254	198
Sectores uso final	100	114	169	154
Otros	100	121	164	126
Total	100	127	198	167

Cuadro III.21. Estructura de emisiones de CO₂ por sectores (Mt)

Sector	1990	2004	2030	
			Referencia	Alternativo
Generación eléctrica	34,0	40,6	43,7	40,3
Sectores uso final	57,2	51,1	49,0	53,0
Otros	8,8	8,3	7,3	6,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

año 2030, las emisiones totales obtenidas con el escenario de Referencia se reduzcan en un 16%, correspondiendo a descensos del 22% en las emisiones de la generación eléctrica y del 9% en las de los sectores de uso final.

Para el año 2030, las emisiones totales que se obtienen con el escenario de Referencia superan a las del año 1990 en un 98% y las del escenario Alternativo lo hacen con un 67%. Por tanto, los esfuerzos que supone el escenario Alternativo no son suficientes para controlar el crecimiento de las emisiones de CO₂ en el mundo.

Atendiendo a las emisiones de CO₂ por regiones (cuadros III.22, III.23 y III.24) son las de los Países en Desarrollo las que crecerán a mayor ritmo que las del conjunto en ambos escenarios. Las emisiones de la OCDE pasarán de representar el 49% de las emisiones totales del año 2004 al 38% en el año 2030. En contrapartida, las emisiones de los Países en Desarrollo aumentarán su cuota de forma muy importante pasando de ser responsa-

Cuadro III.22. Emisiones de CO₂ relacionadas con la energía por regiones (Mt)

Región	1990	2004	2030		2004-2030 (%anual)		2030(%) Alter/Refer
			Referencia	Alternativo	Referencia	Alternativo	
OCDE	11.051	12.827	15.495	13.184	0,7	0,1	-14,9
Países en transición	3.731	2.560	3.193	2.786	0,9	0,3	-12,7
Países en desarrollo	5.317	10.171	21.111	17.550	2,8	2,1	-16,9
China	2.289	4.769	10.425	8.801	3,1	2,4	-15,6
India	588	1.103	2.544	1.999	3,3	2,3	-21,4
América Latina	602	907	1.551	1.330	2,1	1,5	-14,2
Oriente Medio	602	1.183	2.460	2.060	2,9	2,2	-16,3
Africa	550	815	1.447	1.222	2,2	1,6	-15,5
No especificado	364	521	621	560	0,7	0,3	-9,8
Total mundo	20.463	26.079	40.420	34.080	1,7	1,0	-15,7

Cuadro III.23. Emisiones de CO₂ relacionadas con la energía por regiones (1990=100%)

Región	1990	2004	2030	
			Referencia	Alternativo
OCDE	100	116	140	119
Países en transición	100	69	86	75
Países en desarrollo	100	191	397	330
China	100	208	455	384
India	100	188	433	340
América Latina	100	151	258	221
Oriente Medio	100	197	409	342
Africa	100	148	263	222
No especificado	100	143	171	154
Total mundo	100	127	198	167

bles del 39% de las emisiones del año 2004 al 52% en el 2030, siendo muy relevantes las correspondientes a China.

Frente al escenario de Referencia y para el año 2030, los cambios que se producen con el escenarios Alternativo suponen una bajada general de las emisiones de CO₂ con caídas en torno al 15,7% y, en el caso de China, del 21%.

Con el escenario Alternativo, las emisiones previstas para la OCDE en el año 2030 superan a las de 1990 en un 19%, muy inferior al 67% de las emisiones totales. El mejor comportamiento lo presentan el bloque de Países en Transición con un descenso muy importante de emisiones respecto al año 1990. Por tanto, son los Países en Desarrollo los que motivarán el crecimiento de las emisiones en el futuro; con el escenario Alternativo, las emisiones de los Países en Desarrollo para el año 2030 superan a las del 1990 en un 230%, destacando la variación del 284% de las emisiones de China sobre las de 1990.

Cuadro III.24. Estructura de las emisiones de CO₂ por regiones (%)

Región	1990	2004	2030	
			Referencia	Alternativo
OCDE	54,0	49,2	38,3	38,7
Países en transición	18,2	9,8	7,9	8,2
Países en desarrollo	26,0	39,0	52,2	51,5
China	11,2	18,3	25,8	25,8
India	2,9	4,2	6,3	5,9
América Latina	2,9	3,5	3,8	3,9
Oriente Medio	2,9	4,5	6,1	6,0
Africa	2,7	3,1	3,6	3,6
No especificado	1,8	2,0	1,5	1,6
Total mundo	100,0	100,0	100,0	100,0

4. CONCLUSIONES

- Con las políticas adoptadas hasta la fecha (escenario de Referencia), un crecimiento económico mundial del 3,4% y de 1,0% para la población y el mantenimiento de precios altos de la energía, la demanda de energía primaria del mundo aumentará al ritmo del 1,6% anual hasta el año 2030, la producción de energía eléctrica lo hará al 2,6% y también aumentarán las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía al 1,7% anual. La demanda de energía primaria pasará de 11204 Mtep del año 2004 a 17095 Mtep en el 2030. Para este mismo año, la producción de energía eléctrica alcanzaría la cifra de 33750 TWh, frente a los 17408 de 2004, y las emisiones totales de CO₂ llegarían a ser 40420 Mt, frente a las 26079 del año 2004 y las 20463 del año 1990.
- La adopción de medidas adicionales (escenario Alternativo) y de mejora de eficiencia energética, por el lado de la demanda, y un mayor uso de las energías renovables y la energía nuclear en la generación eléctrica producirían cambios importantes sobre los resultados del escenario de Referencia para el año 2030. En concreto, la demanda de energía primaria se reduciría un 10%, la producción de energía eléctrica lo haría en un 11,6% y las emisiones CO₂ descenderían un 15,7%.
- En la visión de futuro energético que ofrece el escenario Alternativo para el mundo no se detiene pero si se ralentiza el crecimiento de las variables mencionada. Entre los años 2004-2030, los crecimientos anuales de la demanda de energía primaria, la producción de electricidad y las emisiones de CO₂ se cifran en el 1,2%, el 2,1% y el 1% respectivamente.
- Con los dos escenarios se obtiene una mejora de eficiencia energética. En el escenario de Referencia la intensidad energética del PIB se reduce al 1,7% anual y, en el escenario Alternativo, al 2,1%.
- En ambos escenarios, el uso de combustibles fósiles seguirá creciendo en el futuro, aunque con menor ritmo en el Alternativo, y mantendrá su posición dominante. En el año 2030 y con respecto a la demanda total de energía primaria los combustibles fósiles mantendrán el peso actual, un 81%, con el escenario de Referencia y su representación será del 77% en el Alternativo. El peso de los hidrocarburos no se reducirá de una manera muy significativa, del 55,7% actual pasaría al 55,2% y 54,1% en el año 2030 en los escenarios de Referencia y Alternativo respectivamente.
- Existen suficientes reservas en el mundo para satisfacer las demandas previstas de energía hasta el año 2030 de cada una de las formas de energía. Ahora bien, un asunto que requiere atención es si el desarrollo que requiere la explotación de recursos adicionales se podrá llevar a cabo en tiempo para satisfacer la demanda y a qué coste. Aun disponiendo de recursos financieros, se ha de contar con la voluntad de las compañías energéticas para llevar a cabo las inversiones que requiere el desarrollo de los recursos energéticos y su puesta en el mercado. Así pues, es fundamental contar con un clima favorable que motive la realización de las inversiones necesarias y procurar un funcionamiento eficiente de los mercados para asegurar la fiabilidad de los suministros energéticos. Estos requisitos se ven claramente afecta-

dos por las incertidumbres que emanan de la concentración de la oferta de hidrocarburos, las tensiones geopolíticas que surgen y los conflictos e intereses de nacionalización que afectan a muchos de los principales países productores de petróleo y gas natural.

- La electrificación de la economía continuará en ambos escenarios. La penetración de la electricidad en la demanda final de energía aumentará en torno a 4 puntos entre el 2004 y el 2030. La cuota actual, 16,2%, pasaría a ser del 20,7% en el escenario de Referencia y del 20,1% en el Alternativo. Esta circunstancia implica que la producción de energía eléctrica, como ya se ha mencionado, crezca a un mayor ritmo que la demanda de energía total. La generación con combustibles fósiles seguirá siendo la más importante aunque con una evolución desigual en los dos escenarios pues, en el año 2030, representaría un 69% de la producción eléctrica total en el escenario de Referencia y el 60% en el Alternativo, frente al 66% del año 2004. El peso de la producción nuclear se reduciría en el futuro, pasando del 15,7% actual al 9,8% y 13,8% en el año 2030 con los escenarios de Referencia y Alternativo respectivamente. La producción de electricidad con energías renovables aumenta en los dos escenarios y más en el Alternativo; las cuotas que alcanzaría en el año 2030 se cifran en el 20,8% y 26% en los escenarios de Referencia y Alternativo frente al 18,2% actual.
- El aumento neto de la capacidad de generación eléctrica en el mundo será de 3820 GW con el escenario de Referencia y de 3050 en el Alternativo sobre un total de 4054 GW del año 2004. En el escenario de Referencia, los mayores incrementos netos tendrán lugar en equipo de gas natural, carbón y renovables. Con el escenario Alternativo los mayores aumentos se darían en los equipos de energías renovables, gas y carbón. La potencia nuclear experimentaría un aumento neto de 52 GW en el escenario de Referencia y de 155 GW en el Alternativo.
- Para atender las crecientes necesidades de energía en el mundo, con el escenario de Referencia sería necesario realizar inversiones acumuladas en el periodo 2004-2030 en infraestructuras energéticas con un montante total de 20.193 miles de millones de \$ del año 2005 (\$-2005). De esta cantidad, el 56% correspondería a la electricidad, el 21% a la industria del petróleo, el 19,4% a la industria del gas y el 2,8% a la del carbón. De las correspondientes a la electricidad, el 54% estarían destinadas al transporte y distribución y el 46% restante a la generación.
- En el escenario Alternativo, las inversiones totales se reducen en 560 miles de millones de \$- 2005 pero el patrón cambia. Esta reducción global es el resultado neto de unas inversiones adicionales de 2.364 miles de millones de \$-2005 por el lado de la demanda, es decir por los consumidores, y unas inversiones evitadas de 2.924 miles de millones de \$-2005 por el lado de la oferta. En el caso de la electricidad, la reducción de inversiones acumuladas que produce el escenario Alternativo se cifra en 1099 miles de millones de \$-2005 y son el resultado de unas mayores inversiones por el lado de la demanda, 954, y equipos de generación de energías renovables y nuclear, 604, y unas menores inversiones de 1.028 en generación con combustibles fósiles y de 1.629 en transporte y distribución.

- Las emisiones de CO₂, relacionadas con la energía, que se obtienen con el escenario de Referencia para el 2030 superan a las del año 1990 en un 98% y, las obtenidas con el Alternativo, lo hacen en un 67%. El sector eléctrico continuará siendo responsable de más del 40% de las emisiones totales. Con el escenario de Referencia, las emisiones de este sector crecerán a mayor ritmo que las totales. Para el año 2030, las emisiones del sector eléctrico superarán a las del año 1990 en un 154%, con el escenario de Referencia, y en un 98% con el Alternativo. Por tanto, las políticas no son suficientes para truncar la evolución creciente de las emisiones de CO₂.
- Como elementos clave a tener en cuenta, el documento de la AIE destaca los siguientes a) el impacto negativo que los altos precios de la energía producen sobre el desarrollo económico, debido en buena parte a que los precios del petróleo son inelásticos ante la demanda del sector transporte que es el mayor consumidor de productos petrolíferos; b) las tendencias actuales de las inversiones en las industrias del petróleo y del gas; c) la revitalización de la energía nuclear, como opción clave para reforzar la seguridad de abastecimiento energético y el control de las emisiones de CO₂; d) el desarrollo de biocombustibles, que puede ser motivado como opción para luchar contra el cambio climático y por los altos precios del petróleo y limitado por competir por la disponibilidad de tierra cultivable con, entre otros, el sector de la alimentación; e) el uso doméstico de energías comerciales en los países en desarrollo, donde 2500 millones de personas hacen uso directo de la biomasa para cocinar y se requerirá mejorar la situación con un uso más eficiente y sostenible de tal recurso energético y el cambio a tecnologías y combustibles modernos. Tampoco se debe olvidar que, en el mundo, 1.600 millones de personas todavía no tienen acceso a la electricidad.

Anexo IV

CONDICIONANTES AMBIENTALES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONDICIONANTES AMBIENTALES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

La producción de la energía eléctrica da lugar a una serie de impactos sobre el medio ambiente, de naturaleza e intensidad distinta atendiendo tanto a las tecnologías como a las fuentes de energía primaria utilizadas.

Dentro de los distintos impactos producidos, son los derivados de las emisiones a la atmósfera los que han sido objeto de gran atención por los poderes públicos debido a las posibles afecciones a la salud de las personas y de los ecosistemas; que ha dado lugar a la promulgación de una amplia y prolija legislación, tanto en el ámbito de convenios internacionales, como de la UE, cuyas obligaciones y exigencias son posteriormente trasladadas a nuestro ordenamiento jurídico a los distintos niveles de competencia en esta materia: estatal, autonómico y local.

La finalidad de este apartado es repasar someramente la normativa vigente y aquélla que esté en discusión, excepto la relativa a las emisiones de gases de efecto invernadero que se aborda en otro anexo, y que va a definir las condiciones de contorno a las que estará sujeta la producción de electricidad a partir de combustibles fósiles, fundamentalmente en lo que a emisiones a la atmósfera se refiere.

Con relación a la legislación aplicable, las principales normas vigentes y sus requisitos son las siguientes:

1. DIRECTIVA 2001/81/CE, DE TECHOS NACIONALES DE EMISIÓN

Tiene por objeto limitar las emisiones de contaminantes acidificantes y eutrofizantes y de precursores de ozono para mejorar la protección de la salud pública y del medio ambiente. Atendiendo a esta necesidad de cooperación los Estados miembros de la UE, los países del centro y este de Europa, los Estados Unidos y Canadá acordaron el Convenio de Ginebra sobre contaminación atmosférica transfronteriza a larga distancia (1971) y su Protocolo de Gotemburgo (1991) con los que entronca la Directiva 2001/81/CE.

Para cumplir su propósito la Directiva, al igual que el Protocolo de Gotemburgo, establece que, a más tardar en el año 2010, los Estados miembros deberán limitar sus emisiones nacionales anuales de dióxido de azufre (SO₂); óxidos de nitrógeno (NO_x); compuestos orgánicos volátiles (COV) y amoníaco (NH₃) a unas cantidades no superiores a unos techos de emisión establecidos para cada estado miembro. Los techos anuales asignados a España en la Directiva figuran en el cuadro IV.1 y son prácticamente idénticos a los previstos en el Protocolo.

Además de los techos y con el fin de verificar y promover su cumplimiento, la Directiva impone asimismo a los Estados miembros diversas obligaciones relativas a la elaboración y comunicación de inventarios y proyecciones de emisiones y particularmente la elaboración de programas nacionales de reducción progresiva de las emisiones (PN) de los contaminantes mencionados más arriba. Estos programas deben incluir información sobre las políticas y medidas adoptadas y previstas así como estimaciones cuantificadas del efecto de estas políticas y medidas sobre las emisiones de los contaminantes en 2010.

De los contaminantes regulados, sólo SO₂ y NO_x afectan al sector eléctrico. De acuerdo con el borrador de PN de España, la previsión de emisiones de NO_x para 2010 se refleja en cuadro IV.2, y en él se puede comprobar que se superan los objetivos fijados para 2010, por lo que es previsible que puedan habilitarse medidas adicionales a las hasta ahora previstas. Asimismo, y de acuerdo con las proyecciones, no es el sector eléctrico el mayor emisor, sino que industria, transporte y otros sectores tendrán mayores emisiones.

Cuadro IV.1. Techos asignados a España

	1990 (kt/año)	2010 (kt/año)	Reducción en 2010 r./ 1990 %
SO ₂	2.189	774	65
NO _x	1.113	847	24
VOC	1.048	669	36
NH ₃	351	353	1

Cuadro IV.2. Emisiones de NO_x PN España (borrador). En kt*

	Históricas		Objetivo proyectado a 2010	
	Referencia		Tendencial	Con medidas
	Año 2000	Año 2005		
1 A 1 Energía (Combustión en centrales & producción de energía)	312.22	321.57	390.76	197.81
1 A 2 Manufacturación y construcción (Combustión en la industria)	259.98	339.48	335.21	282.35
1 A 3 b Transporte por carretera	535.52	482.67	735.65	339.76 183.76*
1 A 3 Otro transporte	40.96	48.31	46.88	51.07
1 A 4 otros sectores	160.50	173.59	181.56	261.92
1 B Emisiones fugitivas (de combustibles)	4.68	4.77	5.60	5.48
2 Procesos industriales	11.37	10.50	11.86	5.16
3 Disolventes y otros productos				
4. Agricultura	22.20	14.78	17.83	12.80
6. Residuos	2.95	3.54	5.95	9.12
Emisiones totales	1,350.38	1.402.48	1.721.30	1,165.48 1,009.48*

* Aplicando metodología 1998.

2. DIRECTIVA 1996/61/CE, RELATIVA A LA PREVENCIÓN Y AL CONTROL INTEGRADO DE LA CONTAMINACIÓN

Se ha incorporado a nuestra legislación mediante la Ley 16/2002. Esta normativa afecta, entre otros, a todos los centros de combustión con una potencia térmica superior a 50 MW y persigue prevenir y limitar las emisiones contaminantes al agua, al aire y al suelo de forma integrada

Según esta Ley, el control de las emisiones industriales pasa a ser competencia exclusiva autonómica. Se establece la "autorización ambiental integrada" que coordina todos los permisos y controles y establece las condiciones de explotación de la instalación y especifica los límites de emisión de sustancias contaminantes al aire, agua y suelo. La autorización se conceden por un periodo máximo de 8 años renovable.

3. DIRECTIVA 2001/80/CE SOBRE LIMITACIÓN DE EMISIÓN A LA ATMÓSFERA DE DETERMINADOS AGENTES CONTAMINANTES PROCEDENTES DE GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN (GIC)

Esta Directiva se ha traspuesto mediante el Real Decreto 430/2004. La Directiva 2001/80/CE establece valores límite de emisión de SO₂, NO_x y partículas para las nuevas grandes instalaciones de combustión, que se autoricen desde su entrada en vigor, que son más exigentes que los vigentes hasta entonces.

Por lo que respecta a las instalaciones existentes (autorizadas antes del 1 de julio de 1987), que en la Directiva 88/609/CEE se consideran de forma global y que estableció para cada Estado miembro unos topes de emisión en unos determinados años, 1993, 1998 y 2003 para las emisiones de SO₂, y 1993 y 1998 para las emisiones de NO_x, que no debían sobrepasarse por la suma total de emisiones de las grandes instalaciones de combustión existentes, la Directiva 2001/80/CE las considera de forma diferente, a partir del 1 de enero de 2008. En efecto, a más tardar el 1 de enero de 2008, según la Directiva 2001/80/CE, a las grandes instalaciones de combustión existentes de cada Estado miembro, a criterio de éste, se le permiten dos opciones: o bien cumplir, cada una de ellas individualmente con unos valores límite de emisión para SO₂, NO_x y partículas, que figuran en el apartado A de los anexos III a VII de la directiva, o que el Estado miembro establezca un Plan Nacional de Reducción de Emisiones (PNRE) para aquellas, con libertad de actuación para cada instalación individual, que consiga las mismas reducciones de emisiones que se obtendrían mediante la opción anterior. España ha optado por el Plan Nacional de Reducción.

Adicionalmente en 2016, los valores límite de emisión de NO_x de las centrales existentes que consuman combustibles sólidos se reducen de nuevo para situarse en valores idénticos a los de las nuevas, salvo para las centrales que consuman antracitas en las que la aplicación se retrasa a 2018.

En ambos casos, se exige del cumplimiento de los requisitos de emisiones que se establecen en la directiva a aquellas instalaciones existentes que se hayan comprometido por escrito a no hacer funcionar la instalación durante más de 20.000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, como muy tarde, el 31 de diciembre de 2015.

Cuadro IV.3. Objetivos del PNRE de España

	SO₂ (t/año)	NO_x (t/año)	Partículas (t/año)
Emisiones anuales 2001	887.539	220.525	29.934
Objetivo PNRE 2008	177.786	196.971	14.205
% Reducción	80%	11%	53%

Cuadro IV.4. Valores límite de emisión para nuevas centrales

Contaminante	Tipo de combustible	50-100 MWth	VLE (mg/m ³) 100-300 MWth	>300MWth
SO ₂	Biomasa	200	200	200
	Caso general ⁽¹⁾	850	200	200
	Líquido	850	400-200 (reducción lineal)	200
	Gaseoso	35 - como norma general 5 - gas licuado 400 - gases de bajo poder calorífico procedentes de coquerías 300 - gases de bajo poder calorífico procedentes de altos hornos		
NOx	Sólido-biomasa	400	300	200
	Sólido-caso general	400	200	200
	Líquido	400	200	200
	Gaseoso			
	- gas natural	150	150	100
	- otros gases	200	200	200
Gas Turbinas	- gas natural	50 ⁽²⁾	50 ⁽²⁾	50 ⁽²⁾
	- otros gases	120	120	120
	- combustibles líquidos	120	120	120
Partículas	Sólido	50	30	30
	Líquido	50	30	30
	Gaseoso	5 - como norma general 10 - gas de altos hornos 30 - gases siderúrgicos		

1. Cuando los valores límite de emisión no puedan conseguirse debido a las características del combustible, las instalaciones deberán alcanzar un nivel de emisión de 300 mg/Nm³ SO₂ o un porcentaje de desulfurización de como mínimo el 92% en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal inferior o igual a 300 MWth y en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 300 MWth un porcentaje de desulfurización de como mínimo el 95% y un valor límite máximo de emisión admisible de 400 mg/Nm³.
2. 75 mg/Nm³ en los siguientes casos, cuando el rendimiento de la turbina de gas se determina en condiciones ISO para carga base:
 - turbinas de gas utilizadas en un sistema que combina calor y electricidad que tengan un rendimiento global superior al 75%.
 - turbinas de gas utilizadas en instalaciones de ciclo combinado cuyo rendimiento eléctrico global medio anual sea superior al 55%.
 - turbinas de gas para unidades motrices mecánicas.

Para las turbinas de gas de ciclo único que no entran en ninguna de las categorías anteriores, pero que tengan un rendimiento superior al 35% –determinado en condiciones ISO para carga base– el valor límite de emisión será de $50 \cdot \eta / 35$. Siendo η el rendimiento de la turbina de gas expresado en porcentaje (y determinado en condiciones ISO para carga base).

Cuadro IV.5. Valores límite de emisión para centrales existentes

Contaminante	Tipo de combustible	VLE (mg/m ³)			
		50-100 MWth	100-300 MWth	300-500 MWth	>500MWth
SO ₂	Sólido ⁽¹⁾⁽²⁾	2.000	2.000-400	2.000-400	400
	Líquido	1.700	1.700	1.700-400	400
	Gaseoso	35 - como norma general 5 - gas licuado 800 - gases de bajo poder calorífico procedentes de la gasificación de residuos de refinerías, gas de coquerías y gas de altos hornos			
NO _x	Sólido ⁽³⁾⁽⁴⁾	600	600	600	500 (desde 1 de enero 2016: 200)
	Líquido	450	450	450	400
	Gaseoso	300	300	300	200
Partículas	Sólido	100	100	100	50
	Líquido	50	50	50	50
	Gaseoso	5 - como norma general 10 - gas de altos hornos 50 - gases siderúrgicos			
SO ₂ , NO _x y Partículas	Instalaciones de combustión de dos o más combustibles ⁽⁵⁾				

- Centrales ³400 MWth, que sólo funcionan durante un número determinado de horas al año (media móvil de cinco años), tendrán un VLE para SO₂ de 800 mg/m³:
 - Hasta 31 diciembre 2015, 2.000 horas,
 - Desde 1 enero 2016, 1.500 horas.
- Cuando los valores límite de emisión indicados en el gráfico no puedan conseguirse debido a las características del combustible, deberá alcanzarse un porcentaje de desulfurización de como mínimo el 60 % en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal inferior o igual a 100 MWth, el 75 % en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 100 MWth e inferior o igual a 300 MWth, y el 90 % en el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 300 MWth. En el caso de las instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 500 MWth, será de aplicación un porcentaje de desulfurización de como mínimo el 94 % o de como mínimo el 92 % cuando se haya celebrado un contrato para la instalación de equipo de desulfurización de gases de combustión o de inyección de cal y los trabajos hayan comenzado en esa instalación antes del 1 de enero de 2001.
- Hasta el 31 de diciembre de 2015 las instalaciones de una potencia térmica nominal superior a 500 MW, que a partir de 2008 no rebasen más de 2 000 horas de funcionamiento al año (media móvil calculada en un período de cinco años), deberán: — en el caso de las instalaciones autorizadas de conformidad con la letra a) del apartado 3 del artículo 4, someterse a un valor límite de emisiones de óxidos de nitrógeno (medidas en NO₂) de 600 mg/Nm³;— en el caso de las instalaciones sometidas a un plan nacional de conformidad con el apartado 6 del artículo 4, evaluar su contribución al plan nacional sobre la base de un valor límite de 600 mg/Nm³.
A partir del 1 de enero de 2016 las instalaciones que no rebasen más de 1 500 horas de funcionamiento al año (media móvil calculada en un período de cinco años) estarán sometidas a un valor límite de emisiones de óxido de nitrógeno (medidas en NO₂) de 450 mg/Nm³.
- Hasta el 1 de enero de 2018, en el caso de las instalaciones que durante el período de doce meses anterior al 1 de enero de 2001 utilizaban, y siguen utilizando, combustible sólido cuyo contenido en volátiles eran <10%, se aplicarán 1.200 mg/m³.

4. LA DIRECTIVA 96/62/CE, SOBRE EVALUACIÓN Y GESTIÓN DE LA CALIDAD DEL AIRE

Esta Directiva modifica la normativa anteriormente existente en el ámbito comunitario, partiendo de la recomendación de establecer objetivos de calidad del aire recogida en el V Programa de acción en materia de medio ambiente. Tal modificación obedece a un planteamiento general sobre la propia evaluación de la calidad del aire, adoptando criterios para el uso y la exactitud en las técnicas de evaluación, así como la definición de unos objetivos de calidad que han de alcanzarse mediante una planificación adecuada. Este planteamiento general, que precisa del consiguiente desarrollo en relación con las distintas sustancias contaminantes para mantener una buena calidad del aire y mejorar la cuando resulte necesario, se ha venido a concretar en una serie de directivas denominadas directivas hija, que son las siguientes:

- **Directiva 1999/30/CE del Consejo, de 22 de abril de 1999, relativa a los valores límite de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente (modificada por la Decisión de la Comisión 2001/744/CE, de 17 de octubre).** Con el fin de mantener o mejorar la calidad del aire ambiente, la Unión Europea establece valores límite para las concentraciones de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo, y umbrales de alerta respecto a las concentraciones de dióxido de azufre y dióxido de nitrógeno en el aire ambiente. Además, establece métodos y criterios comunes para evaluar las concentraciones y reúne los datos adecuados al respecto con el fin de informar al público.
- **Directiva 2000/69/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de noviembre de 2000, sobre los valores límite para el benceno y el monóxido de carbono en el aire ambiente.** Esta Directiva (segunda Directiva de desarrollo) tiene por objeto completar las disposiciones relativas a los valores límite de la Directiva 96/62/CE con valores límite específicos para dos sustancias contaminantes: benceno y monóxido de carbono.
- **Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de febrero de 2002, relativa al ozono en el aire ambiente.** Se trata de la tercera Directiva de desarrollo de la Directiva marco sobre la calidad del aire ambiente (96/62/CE). Persigue los siguientes objetivos:
 - Establecer unos objetivos a largo plazo (punto III del anexo I de la Directiva), unos valores objetivo para 2010 (punto II del anexo I), un umbral de alerta y un umbral de información (punto I del anexo II) sobre las concentraciones de ozono en el aire ambiente de la Comunidad.
 - Establecer métodos y criterios comunes para evaluar las concentraciones de ozono en el aire ambiente.
 - Garantizar la obtención de información adecuada sobre los niveles ambientales del ozono y que la misma esté a disposición de la población.
 - Mantener o mejorar la calidad del aire ambiente.
 - Promover una mayor cooperación entre los Estados miembros para reducir los niveles de ozono en el aire ambiente.

- **Directiva 2004/107/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa al arsénico, cadmio, mercurio, níquel e hidrocarburos aromáticos policíclicos en el aire ambiente.** Esta Directiva representa la última etapa del proceso de refundición de la legislación europea iniciado por la Directiva marco 96/62/CE, en relación con la presencia de contaminantes que presentan riesgos para la salud humana.

La Directiva 96/62/CE fue incorporada a nuestro ordenamiento jurídico por el **Real Decreto 1073/2002**, de 18 de octubre, sobre **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, en el que, como se deriva de su propio título, no sólo se recogieron los preceptos de carácter global de la Directiva 96/62/CE, sino que se fijaron también las prescripciones específicas relativas a los contaminantes mencionados, incorporando al tiempo la Directiva 1999/30/CE relativa a los valores límite de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente, y la Directiva 2000/69/CE sobre los valores límite para el benceno y el monóxido de carbono en el aire ambiente, que se completa con el Real Decreto 1796/2003, de 26 de diciembre, relativo al ozono en el aire ambiente.

Cabe señalar que estas directivas de calidad del aire no inciden de modo directo en el sector eléctrico, dado que no dan lugar al establecimiento de valores límites de emisión específicos a las emisiones procedentes de una instalación de producción. No obstante, como consecuencia de que los objetivos de calidad del aire ambiente, en zonas donde se superen los límites de calidad del aire, las instalaciones en dichas zonas podrían verse afectadas por los planes de actuación en materia de calidad del aire.

Con el fin de integrar toda una normativa nacional dispersa y fragmentada en materia de calidad del aire, en la actualidad se está tramitando el **proyecto de ley de Calidad del Aire y Protección de la Atmósfera**. El proyecto tiene como objetivo establecer un marco legal que sustituya a la ley vigente de 1972, que regule los niveles de calidad del aire, con el fin de que no se produzcan impactos negativos significativos ni riesgos para la salud humana y el medio ambiente. Mediante esta futura ley, se pretende dar atención prioritaria al problema de la calidad del aire en España, sobre todo en las grandes ciudades.

5. MODIFICACIONES LEGISLATIVAS QUE AFECTEN AL CONDICIONADO AMBIENTAL EN EL FUTURO

El 21 de septiembre de 2005, la Comisión Europea adoptó la Estrategia temática comunitaria sobre contaminación del aire; se trataba de una de las 7 Estrategias temáticas que se publicaron de acuerdo con el Sexto Programa de Acción Comunitario en materia de Medio Ambiente ¹, en el que se establecía el futuro marco de actuación sobre Medio Ambiente para la Unión Europea (Prevención y reciclado de residuos, Protección del suelo, Gestión de los recursos naturales, Protección y conservación de medio ambiente marino, Medio ambiente urbano, Contaminación del aire y Pesticidas).

Con la publicación de la Estrategia, se cumplía uno de los principales objetivos del programa comunitario “Clean Air For Europe” (CAFE), el cual se inició oficialmente durante el año 2001 y contaba con la participación de la Comisión Europea, los Estados miembros, las partes interesadas o “stakeholders” (industria, organizaciones ecologistas, etc.) y otras instituciones. El programa CAFE contemplaba un programa de trabajo ambicioso, en el que, además de la publicación de la Estrategia, incluía su participación en el desarrollo de propuestas legislativas comunitarias destinadas a la protección de la calidad del aire en Europa.

La Estrategia temática comunitaria sobre contaminación del aire establece el futuro marco para la reducción de contaminantes atmosféricos como el dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles, amoníaco y las partículas finas con un tamaño inferior a 2.5 μ (PM2.5), afectando a diversos sectores (energético, industrial, transporte, agricultura, etc.). Se trata de una estrategia integrada a largo plazo para la protección del medio ambiente y la salud frente a los efectos de los contaminantes atmosféricos (en especial, partículas y ozono troposférico). Entre otras cuestiones, persigue recortar el número de muertes prematuras debidas a enfermedades derivadas de la contaminación del aire, así como reducir el área de los ecosistemas europeos dañados por causa de los contaminantes atmosféricos.

En la definición de la Estrategia se consideró uno de los principales objetivos del Sexto Programa de Acción Comunitario en materia de Medio Ambiente, consistente en la necesidad de “alcanzar niveles de calidad del aire que no den lugar a riesgos o efectos negativos significativos en la salud humana y el medio ambiente”. Para lograr este objetivo en el año 2020, en el programa CAFE se analizaron diferentes escenarios o posibilidades. Para realizar este trabajo técnico, la Comisión Europea contrató al instituto internacional IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis), que utilizó la modelización integrada (a través del modelo RAINS), basándose en los escenarios energéticos elaborados en la DG TREN (con el modelo PRIMES, de la Universidad Técnica de Atenas).

Se analizaron varios escenarios de calidad del aire para el 2020 en un rango variable: desde el escenario menos exigente, denominado escenario base de calidad del aire según

1. Decisión nº 1600/2002/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de julio de 2002 por la que se establece el Sexto Programa de Acción Comunitario en Materia de Medio Ambiente. DOCE 10-9-2002.

la legislación actual (escenario CLE o Current LEgislation, que supondría la no inclusión de medidas adicionales, cumpliendo la legislación actualmente vigente) hasta el escenario más exigente, denominado MTRF (“Maximum Technically Feasible Reduction”, que supondría la máxima reducción posible aplicando las tecnologías de reducción de emisiones existentes). Entre el escenario base CLE y el escenario MTRF, se establecieron escenarios intermedios de menor a mayor nivel de ambición. También se estimó, sin embargo, que aunque se utilizara el escenario MTRF (es decir, el escenario más exigente, sin considerar los costes) habría todavía impactos negativos significativos sobre la salud y el medio ambiente.

La Estrategia final estableció una serie de metas en relación con la salud y el medio ambiente, así como unos objetivos de reducción de las emisiones de los principales contaminantes; de acuerdo con la Estrategia, el establecimiento de estos objetivos permitiría proteger a los ciudadanos de la UE de la exposición a las partículas y el ozono de la atmósfera y a los ecosistemas europeos de la lluvia ácida, el exceso de nutrientes de nitrógeno y el ozono.

Así, se decidieron los niveles de ambición o “gap closure” para el año 2020 (porcentaje de mejora entre el escenario base de calidad del aire y el escenario Maximum Technically Feasible Reduction -MTRF-). La pérdida de años de vida por PM se reduciría en un 75% y el ozono troposférico en un 60% en relación con lo que resultaría técnicamente viable para 2020. En cuanto a la acidificación y la eutrofización, la reducción sería de un 55% con respecto a lo que es técnicamente viable para 2020. Estos niveles de ambición supondrían la siguiente reducción global de emisiones para el año 2020, en relación con las del año 2000:

	SO₂	NO_x	COV	NH₃	PM_{2.5}
	82%	60%	51%	27%	59%

La definición de los niveles de ambición fue uno de los principales puntos conflictivos de la Estrategia, ya que, entre otras cuestiones, éstos definirían el marco de actuación para la reducción de los contaminantes atmosféricos en la futura propuesta de modificación de la Directiva de Techos Nacionales de Emisión. Estos niveles de ambición y objetivos de reducción de la Estrategia se establecieron utilizando el modelo RAINS, que consideraba unos escenarios energéticos específicos, que han sido posteriormente modificados. Este ha sido uno de los aspectos sobre los que tanto Eurelectric como el sector industrial europeo ha sido más crítico.

Para el cumplimiento de los objetivos de la Estrategia, se están tomando diversas iniciativas, algunas de ellas ligadas a la legislación comunitaria. Así, entre las principales cuestiones de interés para el sector eléctrico, resultado de la Estrategia, se destacan:

- Revisión de la Directiva sobre Techos Nacionales de Emisión:

La Comisión Europea tiene la intención de modificar la actual Directiva 2001/81/CE sobre Techos Nacionales de Emisión (Directiva TNE) y proponer posteriormente nuevos techos nacionales de emisión, basados en los niveles de ambición decididos en la Estrategia sobre contaminación del aire.

Aunque todavía no se ha presentado el borrador de propuesta de Directiva, de acuerdo con la información actual, el objetivo es el establecimiento de nuevos techos nacionales de emisión para el año 2020 más bajos para los mismos contaminantes que considera la Directiva actualmente vigente (dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles y amoníaco), con la inclusión de un nuevo techo para partículas finas con un tamaño inferior a 2.5µ (PM2.5); la propuesta, de igual forma que la Directiva actualmente vigente, afectaría a diversos sectores (energético, industrial, transporte, agricultura, etc.); no está prevista la modificación de los actuales techos nacionales de emisión establecidos para el año 2010, a pesar de que numerosos países han indicado su dificultad de cumplimiento, especialmente en lo referente a los techos de NOx. Para la definición de los techos, IIASA está llevando a cabo diferentes ejercicios de simulación; en estos ejercicios, los escenarios energéticos que se utilizan como punto de partida son el parámetro más importante.

Hasta ahora, para los ejercicios de modelización se han utilizado los escenarios energéticos suministrados por los propios Estados miembros, así como los escenarios energéticos elaborados en la DG TREN con el modelo PRIMES que consideran un precio de 20 y 90€ por tonelada de CO₂. Así, a modo de ejemplo, en el último informe de IIASA de marzo de 2007, en el caso de España, se dan distintas posibilidades de emisión para el 2020, en función de los escenarios. Cuadro IV.6

Según el calendario inicialmente previsto, el trabajo técnico de IIASA debería finalizar en mayo, para poder publicar la propuesta a mediados de julio de 2007. Sin embargo, de acuerdo con la última información disponible, la publicación de la Propuesta se retrasará hasta diciembre de 2007 o enero de 2008. La razón del retraso es que la Comisión quiere considerar en nuevos ejercicios de modelización las conclusiones de la Cumbre del Consejo Europeo de los días 8 y 9 de marzo sobre reducción de gases de efecto invernadero y energías renovables, para considerar estos nuevos escenarios energéticos en la revisión de la Directiva TNE.

Cuadro IV.6

	Emisiones del año 2000	Proyección nacional				Escenario modelo PRIMES 20?·t CO2 y proyecciones agricultura modelo CAPRI			
		Escenario base "Current Legislation"	Sin Euro-VI	Con EuroVI	MRR*	Escenario base "Current Legislation"	Sin Euro-VI	Con EuroVI	MRR*
SO ₂	1.457	446	396	419	209	336	335	335	162
NOx	1.343	855	677	641	527	841	612	571	490
PM _{2.5}	143	85	71	72	57	82	73	73	53
NH ₃	390	369	250	261	217	373	274	286	220
VOCs	1.125	838	825	819	523	778	762	755	486

* Máxima aplicación de todas las medidas técnicas de reducción de emisiones consideradas en el modelo RAINS.
Posibles Techos Nacionales de Emisión para España (kt) del año 2000 y emisiones para los escenarios optimizados previstas para el año 2020, considerando las proyecciones de 2020 para los países no pertenecientes a UE-27. IIASA, Marzo de 2007.

Así, en la Cumbre se acordó el compromiso de lograr al menos una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero hasta el año 2020, en comparación con las emisiones de 1990; también se acordó un objetivo vinculante de alcanzar un porcentaje del 20% de energías renovables en el consumo total de energía de la UE en 2020 (no uniforme para todos los Estados miembros).

Parece ser que IIASA se está planteando realizar un ejercicio de modelización, considerando utilizar un nuevo escenario PRIMES así como el escenario PRIMES de 90€ por tonelada de CO₂, ya que es el que se acercaría más al acuerdo del 20% de reducción de CO₂ de la Cumbre del Consejo europeo de primavera de 2007. De ser así, podría concluirse que los niveles de emisión que pudieren resultar de la estrategia fueren inferiores aún a los previstos en el escenario MRR.

Revisión de la Directiva IPPC

La Comisión Europea en colaboración con los Estados miembros está actualmente analizando la posible modificación de la Directiva IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control).

Entre otras cuestiones, actualmente se están estudiando distintas posibilidades:

- la elaboración de una única Directiva sobre emisiones industriales; se está planteando la posibilidad de fusión de las Directivas IPPC y GIC.
- convertir en legalmente vinculantes a los documentos de referencia sobre Mejores Técnicas Disponibles (documentos BREF –Best Available Techniques REFERENCE Document–), que actualmente son únicamente documentos de consulta de acuerdo con la Directiva IPPC.
- la inclusión en el marco de actuación de la Directiva IPPC de las pequeñas instalaciones de combustión por debajo de los 50 MWth.

Por otro lado, tanto en los grupos de trabajo sobre revisión de la Directiva TNE como en los de IPPC, se está analizando la posibilidad de un comercio de emisiones de SO₂ y NO_x entre Estados, por ejemplo, a través de una “cláusula de flexibilidad” en las Directiva TNE y IPPC.. Sin embargo, a la fecha actual, tanto la finalidad como el alcance de la revisión no están aún suficientemente maduros

Revisión de las Directivas sobre calidad del aire

La propuesta de Directiva sobre calidad del aire ambiente y aire más limpio para Europa es una de las propuestas legislativas derivadas de la Estrategia temática de contaminación del aire. Se está tramitando actualmente en las instituciones europeas; está en la fase final de la Primera Lectura, esperando que la Segunda Lectura se inicie durante la Presidencia portuguesa de la UE durante el segundo semestre de 2007.

La Propuesta pretende combinar en un único acto legislativo las actual Directiva marco sobre calidad de aire, las tres primeras Directivas hijas y la Decisión 97/101/CE sobre intercambio de información; también plantea como principal novedad la regulación de las partículas finas o PM_{2.5}.

6. CONSIDERACIONES FINALES

Como comentario final cabe señalar que la política ambiental, en lo que a la atmósfera se refiere, tiene como objetivo primordial la protección de la salud y de los ecosistemas, por lo que a medida que las técnicas y tecnologías vayan mejorando, es previsible que las exigencias de los reguladores avanzarán de forma similar.

En el largo plazo –década de los años 20– y en lo que se refiere a los combustibles fósiles, la mejora esperada de las tecnologías de combustión conducirán a menores emisiones específicas por kWh producido y, en lo que a los combustibles sólidos se refiere, el uso de las técnicas de captura de CO₂, ya sea en pre-combustión o en post-combustión o mediante oxi combustión, darán lugar, a menores emisiones de los contaminantes clásicos. En efecto, por un lado, las técnicas de precombustión basadas en la tecnología de gasificación permiten conseguir a unas emisiones específicas sensiblemente inferiores a las obtenidas mediante carbón pulverizado; por otro, las técnicas de captura de CO₂ en la post-combustión basadas en absorbentes químicos como las aminas requerirán una gran limpieza de los gases de combustión y niveles muy bajos de NO_x y SO₂, para evitar elevadas pérdidas de reactivo y , por último, mediante oxicomcombustión al no introducir aire en la combustión, la formación de NO_x será ínfima.

No obstante, las emisiones de contaminantes en términos absolutos, aunque inferiores a las actuales dependerán en gran medida de la tecnologías o tecnologías que finalmente se consoliden en el mercado.

Anexo V

POLÍTICAS Y MEDIDAS DE LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO: CONDICIONANTES PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL AÑO 2030

POLÍTICAS Y MEDIDAS DE LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO: CONDICIONANTES PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL AÑO 2030

La generación de electricidad está, y estará en mayor medida en los próximos años, muy condicionada por las políticas y medidas de lucha contra el cambio climático, tanto por los aspectos ligados a la mitigación como a la adaptación.

En el campo de la mitigación, estos condicionantes vienen marcados fundamentalmente por la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ derivadas de los compromisos que los gobiernos han adquirido en el marco del Protocolo de Kioto y por la forma y cantidad en que se negocien los compromisos futuros. En la actualidad los compromisos del Protocolo de Kioto son vinculantes para las partes para los años 2008 a 2012, sin que esté definido el régimen que se seguirá a partir de entonces. Ya se han comenzado en varios foros los debates y negociaciones que conducirán a las metas a cumplir a partir del año 2012, y que condicionarán de manera determinante la generación eléctrica.

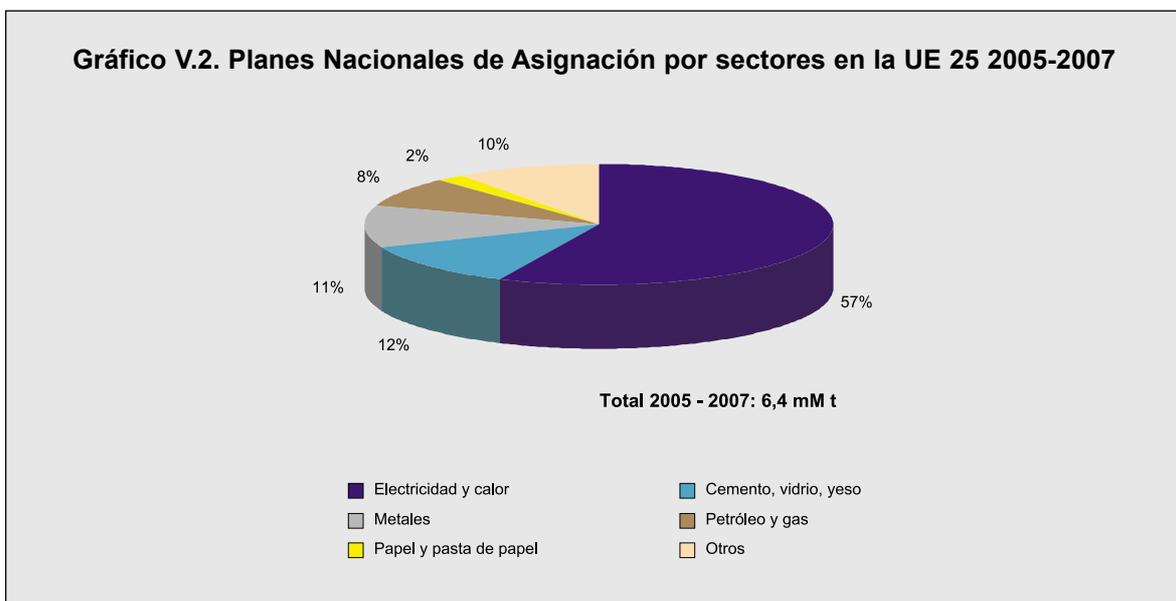
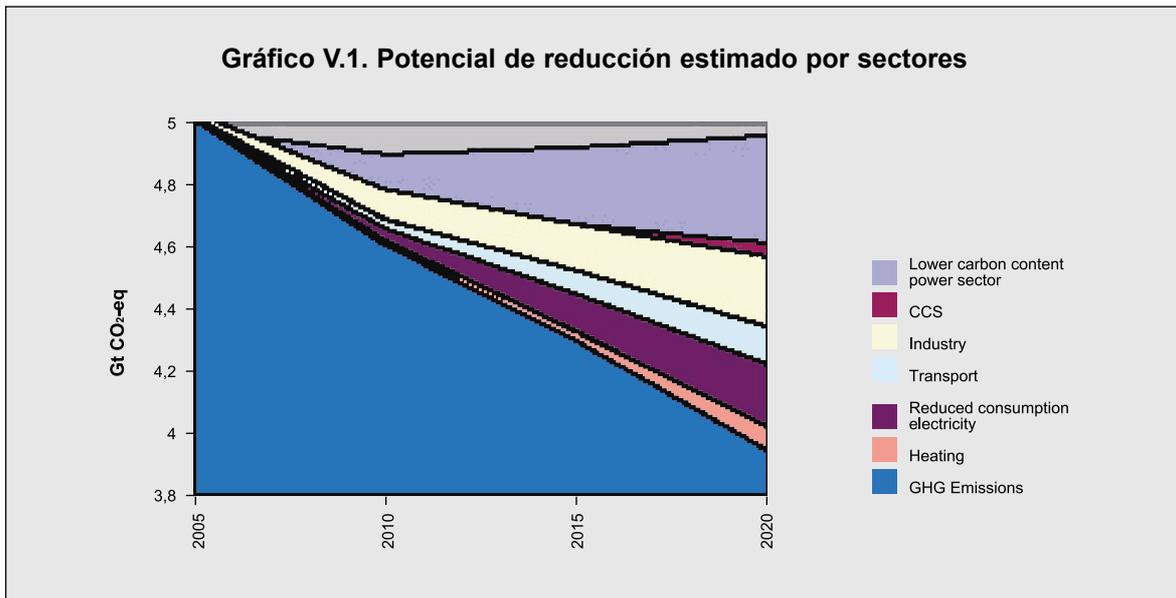
1. MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO

1.1. LAS EMISIONES DE CO₂ DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

En el año 2005 las emisiones de la generación eléctrica en la UE-25 constituían el 35,28% de las emisiones de CO₂ totales y en el caso de España el 36,15%. Tanto por el volumen de sus emisiones como por el margen de actuación que posee, el sector eléctrico es un agente fundamental en la lucha contra el cambio climático, lo que le convierte en objetivo prioritario de los Gobiernos a la hora de enfocar las políticas y medidas que les conduzcan a cumplir con los objetivos comprometidos.

En el gráfico V.1 del Joint Research Center de la Comisión Europea se refleja el potencial de reducción que se estima para los sectores emisores de GEI en la UE 25 en su conjunto, destacando que hasta el año 2020 la principal fuente de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero está en el sector eléctrico.

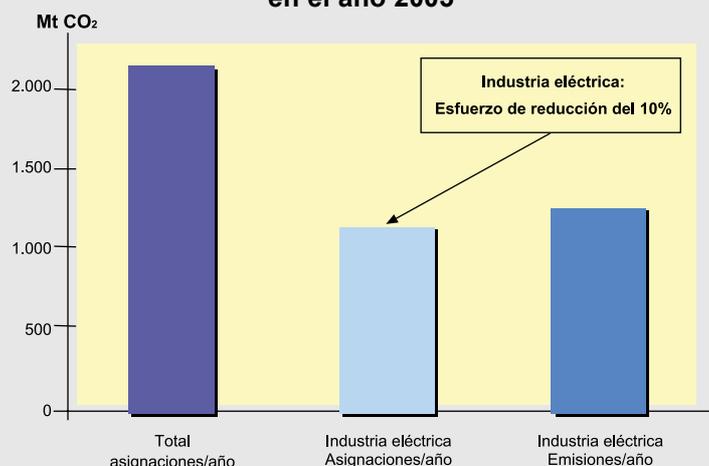
La principal medida emprendida por la Unión Europea para reducir las emisiones de GEI hasta la fecha ha sido el comercio europeo de derechos de emisión. El sector eléctrico europeo recibió en su conjunto un 57% de los derechos de emisión asignados por los Estados miembros en sus Planes nacionales de Asignación y ha soportado hasta la fecha la totalidad del esfuerzo de reducción requerido en dichos planes.



Las previsiones de los distintos escenarios sobre la evolución de las emisiones de CO₂ en Europa en los próximos años ¹ indican que habrá un incremento de las mismas que se ralentizará a partir de 2010. Según estos escenarios, habrá una mejora notable de la intensidad de carbono (0,8% anual) debido a cambios estructurales en el mix de generación que evoluciona hacia el uso de tecnologías menos emisoras. A partir de 2020, sin embargo, esta tasa de mejora disminuye a un 0,2% anual como resultado de una menor contribución de la energía nuclear.

1. European Energy and Transport. Trends to 2030 – update 2005. Comisión Europea

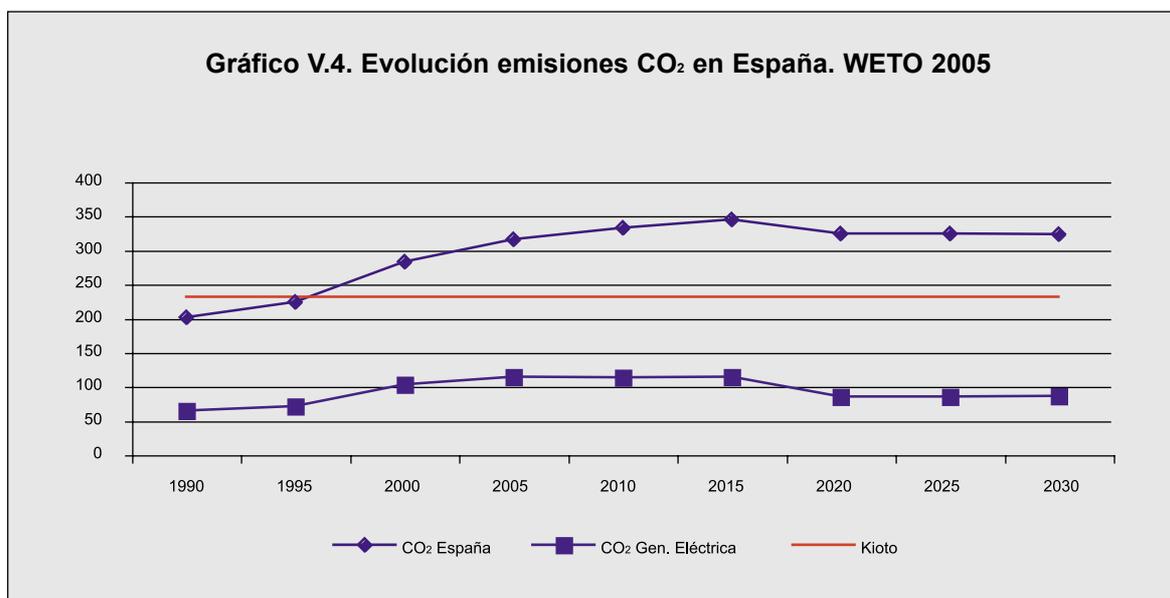
Gráfico V.3. Asignación de derechos de emisión a la industria eléctrica en la UE en el año 2005



Cuadro V.1

	1990	2000	Mt CO ₂ 2010	2020	2030
Generación de electricidad	1.264,3	1.250,0	1.328	1.303,7	1.392,5
District heating	98,3	44,9	33,9	29,6	31,5
Nuevos combustibles (hidrógeno, etc...)	0,0	0,0	0,2	1,2	2,2
Energía	141,5	144,9	123,7	112,7	97,5
Industria	698,9	567,7	577,0	595,2	569,8
Residencial	506,1	452,1	482,7	494,9	486,7
Terciario	274,2	244,6	261,8	275,8	281,9
Transporte	792,7	969,9	1.074,6	1.115,5	1.092,9
Total	3776,1	3.674,1	3.881,9	3.928,6	3.955,0
UE-15	3.068,4	707,7	3.127,0	547,1	3.290,9
NMS	591,0	3.301,0	627,5	3.311,0	644,0

Según los escenarios de la Comisión Europea, en el caso de España, las emisiones de CO₂ de la generación eléctrica se encontrarían en el año 2030 cerca de un 33% por encima de las emisiones de 1990 y un 17,50% por debajo de las del año 2000.



1.2. LA NEGOCIACIÓN DE COMPROMISOS FUTUROS

Los compromisos futuros se discuten actualmente en varios foros; la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, las partes del Protocolo de Kioto, el G-8, la Asociación Asia – Pacífico, etc...

1.2.1. DIALOGO SOBRE ACCIÓN COOPERATIVA A LARGO PLAZO SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO

Se encuadra en la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático. En la undécima Conferencia de las Partes, celebrada en Montreal en 2005, se decidió poner en marcha un diálogo, “sin perjuicio de negociaciones futuras, compromisos, proceso, marco o mandato de la Convención, para intercambiar experiencias y analizar enfoques estratégicos para una acción cooperativa a largo plazo que incluya el avance en los objetivos de desarrollo de manera sostenible, actuaciones sobre la adaptación y que considere el potencial completo de la tecnología y de las oportunidades de mercado”. Se trata de un diálogo abierto y no vinculante y que no abre ningún tipo de negociación que pueda conducir a nuevos compromisos. Reúne a todas las partes de la Convención Marco de Naciones Unidas para el cambio climático, en la que se encuentran también los países que no han ratificado el Protocolo de Kioto. El diálogo se estructura en cuatro seminarios, de los cuales se han celebrado ya tres hasta la fecha. En el cuarto y último seminario, que se celebrará en Viena a finales de agosto de 2007, se tratarán las cuestiones transversales y las propuestas de actuación. Está previsto que el diálogo presente sus conclusiones en la próxima Conferencia de las Partes, que se celebrará en Indonesia en el mes de diciembre de 2007.

1.2.2. COMPROMISOS FUTUROS EN EL MARCO DEL PROTOCOLO DE KIOTO

En el marco del Protocolo de Kioto, los compromisos de reducción o limitación del crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero se fijaron únicamente para el denominado “primer periodo de compromiso”, que abarca el periodo entre 2008 y 2012. El artículo 3.9 del Protocolo de Kioto, establece: *“Los compromisos de las Partes incluidas en el anexo I para los períodos siguientes se establecerán en enmiendas al anexo B del presente Protocolo que se adoptarán de conformidad con lo dispuesto en el párrafo 7 del artículo 21. La Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el presente Protocolo comenzará a considerar esos compromisos al menos siete años antes del término del primer período de compromiso...”*

Este proceso, que por tanto ya ha comenzado, está conducido por un grupo de trabajo ad hoc sin fecha límite para la finalización de sus trabajos, constituido por las Partes del Protocolo de Kioto. El trabajo debe finalizarse y los resultados adoptarse asegurándose de que no haya un vacío entre el primer y segundo periodo de compromiso. Hasta la fecha se han celebrado tres reuniones, habiéndose concluido la necesidad de continuidad del Mecanismo para un Desarrollo Limpio después de 2012. Se parte del acuerdo de que habrá que conseguir reducciones muy importantes, del orden de la mitad de lo que se emitió en el año 2000 para poder estabilizar las concentraciones atmosféricas en los niveles deseables.

Los temas que se fijaron para tratar en este grupo son el análisis del potencial de mitigación y rangos de objetivos de reducción de emisiones, el análisis de posibles formas de alcanzar los objetivos de mitigación y la consideración de compromisos futuros. Hasta la fecha se han celebrado tres reuniones y la cuarta tendrá lugar a finales de agosto de 2007 con el objetivo de disponer a finales de 2007 de un mandato de negociación de compromisos futuros, que se espera podría concluirse a finales de 2009 o principios de 2010.

1.2.3. EL COMPROMISO DE LA UNIÓN EUROPEA

En Marzo de 2005 el Consejo de Medio Ambiente concluyó que para poder alcanzar el objetivo de limitar el aumento de temperatura a los 2°C, las emisiones de gases de efecto invernadero deberían alcanzar un máximo en las próximas dos décadas seguido después de reducciones sustanciales del orden de al menos un 15% y probablemente de hasta el 50% en el año 2050 con respecto a los niveles de 1990.

En su comunicación de enero de 2007, “Limitar el calentamiento global a 2°C⁽²⁾”, la Comisión Europea expresó la necesidad de que *“la UE promueva, en el contexto de negociaciones internacionales, el objetivo de reducir en un 30 % las emisiones de gases de efecto invernadero de los países desarrollados de ahora a 2020 (respecto de los niveles de 1990). Este esfuerzo es necesario para limitar la elevación de las temperaturas del pla-*

2. Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Limitar el calentamiento mundial a 2 °C Medidas necesarias hasta 2020 y después.

neta a 2 °C. Hasta que se alcance un acuerdo internacional, y sin perjuicio de la postura que adopte en las negociaciones internacionales, la UE deberá desde ahora asumir de forma autónoma el firme compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al menos en un 20 % de aquí a 2020, recurriendo al régimen comunitario de comercio de derechos de emisión, a otras medidas de lucha contra el cambio climático e iniciativas en materia de política energética. De ahora a 2050, las emisiones mundiales deberán haber disminuido en un 50 % respecto a 1990, lo que supone reducciones en los países desarrollados del orden del 60 al 80 % hasta 2050. Muchos países en desarrollo deberán también reducir considerablemente sus emisiones”.

La Comisión entiende que con este objetivo se limitarán los efectos del cambio climático y se reducirá la posibilidad de graves perturbaciones irreversibles del ecosistema planetario. El Consejo ha señalado que sería necesario mantener las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero muy por debajo de 550 ppmv de CO₂eq. Estabilizando las concentraciones a largo plazo aproximadamente en 450 ppmv de CO₂eq, la posibilidad de conseguirlo es del 50 %. Para ello, las emisiones de gases de efecto invernadero deberán alcanzar su nivel máximo antes de 2025 y disminuir a continuación en un 50 % respecto a su nivel de 1990 de aquí a 2050. El Consejo ha convenido en que los países desarrollados deberán mostrar el camino reduciendo sus emisiones entre un 15 y un 30 % de aquí a 2020. El Parlamento Europeo ha propuesto reducir las emisiones de CO₂ de la UE en un 30 % de aquí a 2020 y entre un 60 y un 80 % de aquí a 2050.

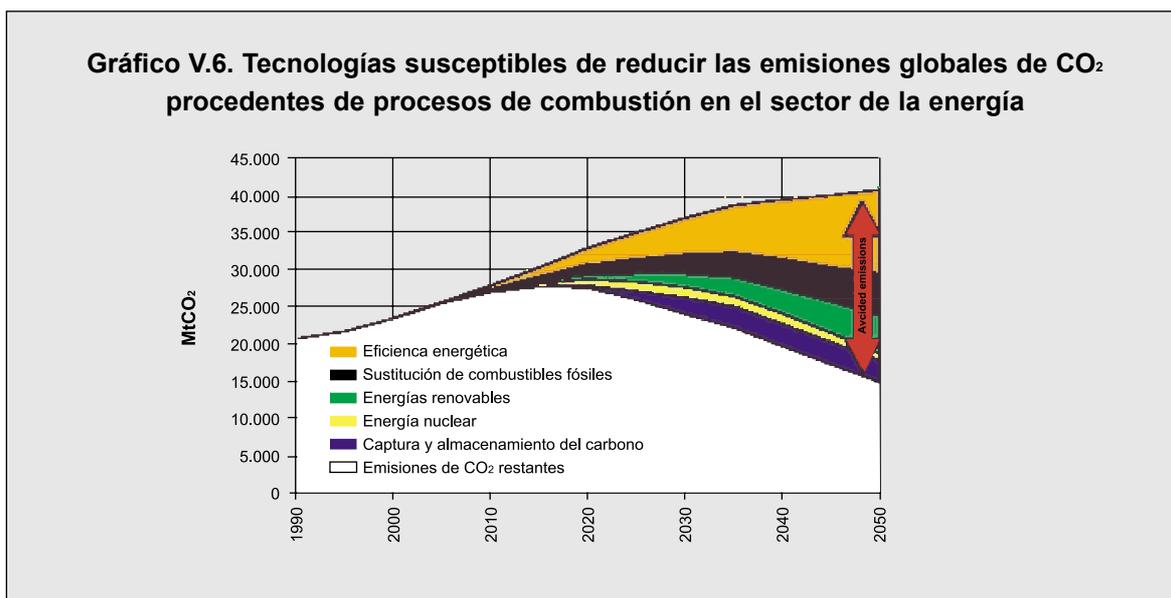
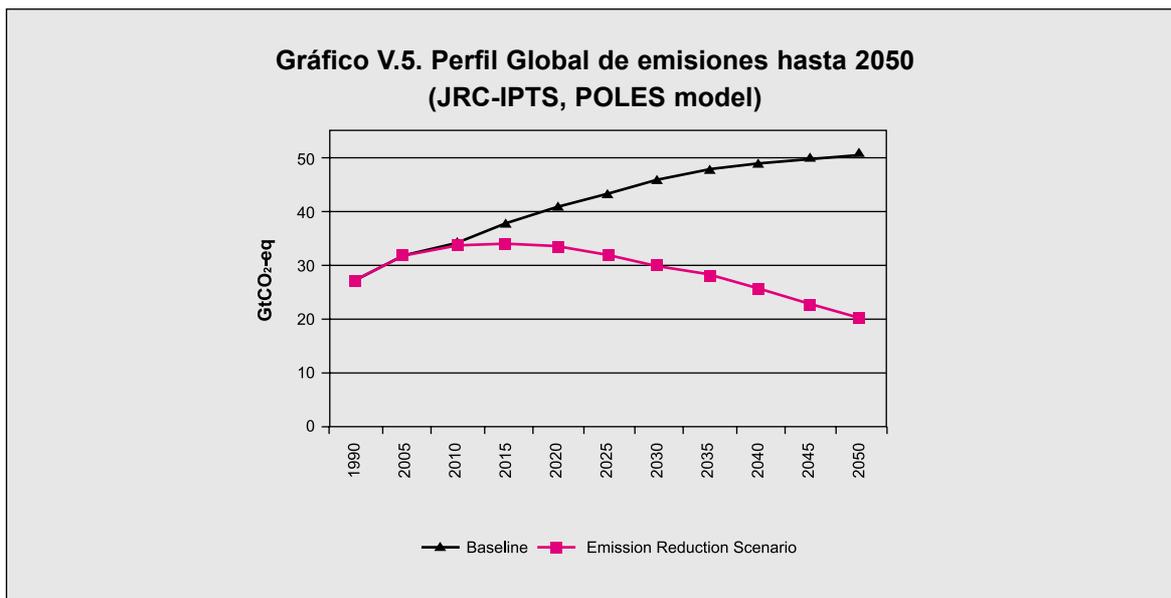
Este objetivo se ha visto refrendado y asumido por el Consejo de Primavera de 2007 por todos los Jefes de Estado y de Gobierno de la UE, demostrando así que la UE ha tomado el liderazgo mundial en la lucha contra el cambio climático. Para alcanzar este objetivo, el Consejo adoptó una política energética para Europa que busca reforzar la competitividad, la seguridad de abastecimiento, el ahorro de energía y el fomento de tecnologías menos emisoras de gases de efecto invernadero. En concreto, la UE propone un objetivo de reducción de las emisiones de GEI del 30% con respecto a los niveles de 1990 para el año 2020 en el conjunto de los países desarrollados, pero se compromete unilateralmente, en caso de que no se consiga acordar este objetivo con todos los países desarrollados, a reducir sus emisiones un 20% en ese mismo plazo.

Este objetivo se acordó al tiempo que se fijó el objetivo vinculante de alcanzar el 20% en el “mix” energético de la UE procedente de energías renovables, un ahorro energético del 20% al 2020, que a partir de 2020 todas las plantas de carbón sean de captura y almacenamiento, y un objetivo del 10% para la utilización de biocombustibles.

Según los datos de la Comisión Europea⁽³⁾, el sector eléctrico sigue siendo un sector clave para alcanzar estos objetivos, aportando para el 2030 un 66% de las reducciones globales. A pesar de que el consumo de electricidad se dispara un 74% entre 2005 y 2050, el

3. Commission staff working document accompanying document to the Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, **Limiting Global Climate Change to 2 degrees Celsius The way ahead for 2020 and beyond.**

sector eléctrico podría reducir sus emisiones cerca de un 80% en ese periodo. Las siguientes gráficas muestran las estimaciones de la Comisión Europea para el potencial de reducción en el sector a 2030 y 2050 y las tecnologías implicadas en las reducciones.



Fuente: JRC

Reparto de los objetivos y escenarios

Para estabilizar las emisiones de GEI a 550 ppm en el año 2050, los países Anexo I deberán reducir sus emisiones entre un 15 y un 30 % por debajo de los niveles de 1990 en el año 2020 y entre un 55 y un 90 % en 2050. De cara al siguiente periodo de compromiso de compromiso del Protocolo de Kioto, es decir, a partir de 2012, las partes tendrán que negociar nuevos acuerdos. En la mayoría de los países dependiendo del enfoque utilizado para el reparto de carga los objetivos son entre un 10 y un 20% más estrictos que los objetivos de Kioto.

Como apoyo a las negociaciones que se han empezado ya existen varios estudios que intentan aportar argumentos y datos a las negociaciones aplicando distintas metodologías para el reparto de los compromisos futuros. Uno de estos estudios es el realizado por Ecofys⁽⁴⁾ para el Gobierno británico evaluando las implicaciones de distintos esquemas futuros de reparto de los objetivos de cambio climático sobre los derechos de emisión de los países desarrollados. Entre otros análisis, el estudio presenta un análisis de sensibilidad con siete alternativas de reparto de derechos de emisión para los países desarrollados en el caso de establecer como objetivo los 550 ppmv CO₂ eq..

Se analizan los dos objetivos de reducción; un 20% y un 30% de las emisiones de los países desarrollados comparado con los niveles de 1990 para el año 2020 y se considera el reparto de objetivos siguiendo varias metodologías que van desde la más simple (reducciones por porcentajes equivalentes) hasta la más compleja, como puede ser un reparto sectorial acorde con variables clave para cada sector.

En general el estudio concluye que en la mayoría de los países el repartir con un método u otro sólo supone una diferencia en la cantidad obtenida del 5 al 10%, y en la mayoría de los países los objetivos resultan entre 10 y 20 puntos porcentuales más estrictos que los actuales compromisos del Protocolo de Kioto.

El estudio analiza para varios países, entre ellos España, las reducciones que resultarían para el año 2020 aplicando los siguientes métodos:

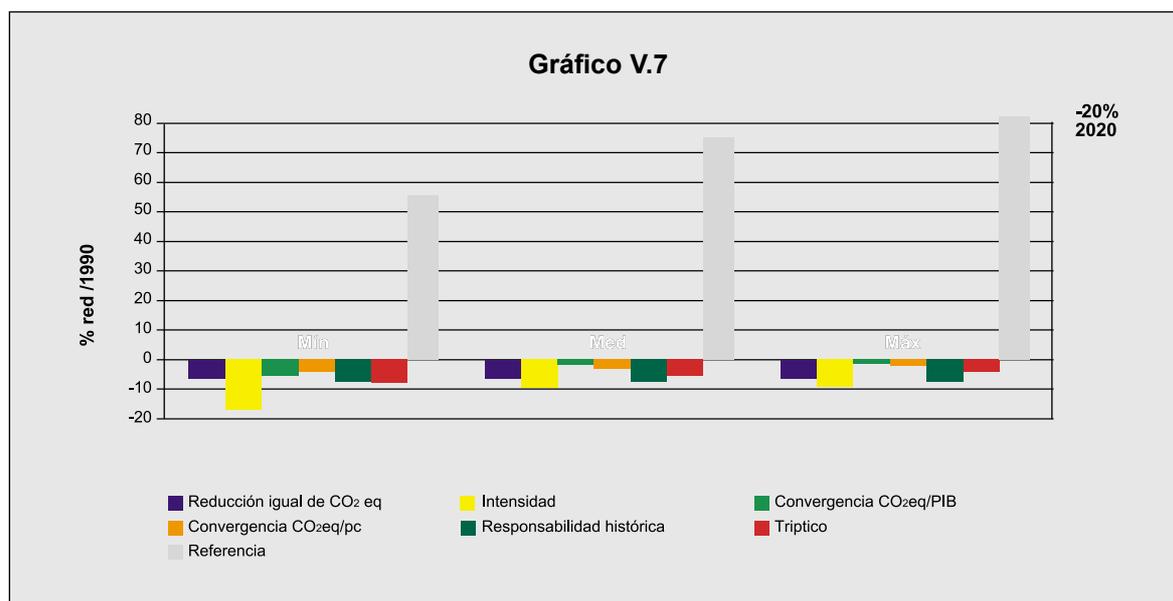
1. Reducciones porcentuales equivalentes de emisiones absolutas: supone que todos los países reducen sus emisiones absolutas con la misma tasa anual porcentual después de 2010
2. Objetivos basados en la intensidad de Gases de efecto invernadero: establece objetivos basados en una reducción de las emisiones por unidad de PIB que se producirían a una tasa porcentual similar para todos los países después de 2012.
3. Convergencia de las emisiones per cápita: supone que las emisiones per cápita de todos los países convergen linealmente hasta el mismo nivel.
4. Convergencia de las emisiones por PIB: asume que las emisiones por PIB de todos los países convergen en un determinado punto.

4. Factors underpinning future action 2007 update, 7 May 2007, Ecofys for the Department for Environment Food and Rural Affairs (DEFRA), United Kingdom.

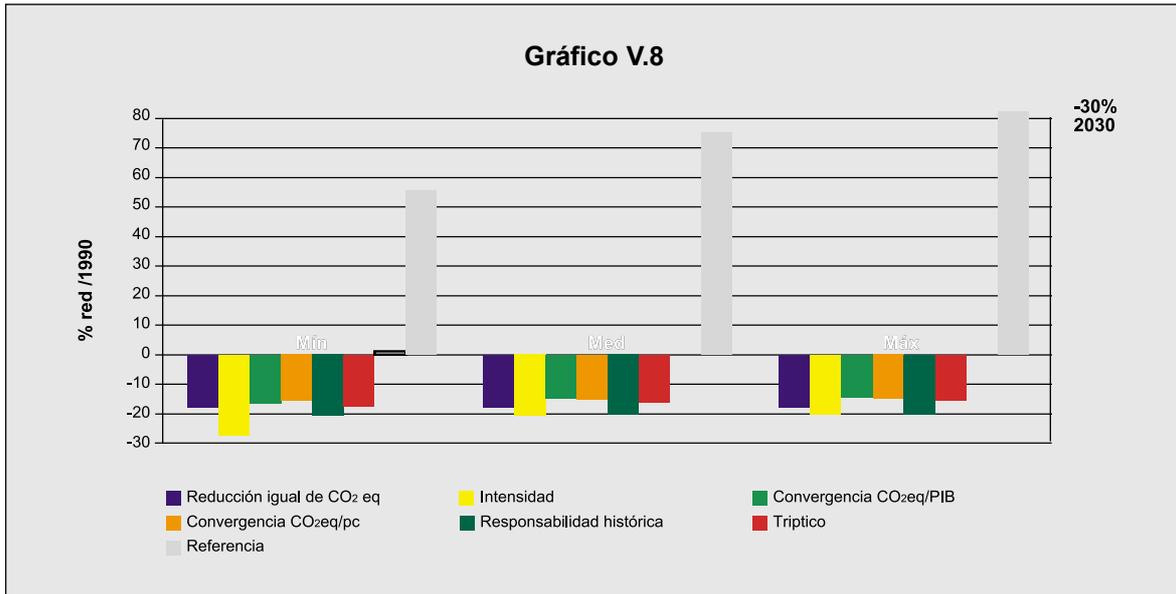
5. Propuesta brasileña de responsabilidades históricas: esta propuesta de reparto, fue presentada por Brasil en las negociaciones internacionales en el marco de la Convención de Naciones Unidas para el Cambio Climático ya en el año 1997. Propone diferenciar las obligaciones de reducción de los países proporcionalmente a la responsabilidad del país en el cambio climático (utilizándose en el caso del estudio de Ecofys para medir dicha responsabilidad las emisiones desde 1990 y su potencial de calentamiento acumulativo).
6. Tríptico: las obligaciones se deciden basándose en la estructura de emisión de los países. Originalmente incluía análisis sobre el sector eléctrico, la industria intensiva en energía y el sector doméstico, pero se ha ido extendiendo para cubrir sectores adicionales y más emisiones. Se consideran parámetros diferenciados para industria, electricidad, sector doméstico, producción de combustibles fósiles, agricultura y residuos.

En los gráficos V.7 y V.8 pueden verse los resultados para España de este estudio. Presentan los objetivos de reducción que resultarían para España en función del método de reparto de la carga escogido y en función también del objetivo global de reducción (un 20 ó un 30% para el año 2020). Para ambos objetivos de reducción se presentan los valores mínimos, medios y máximos que derivan del análisis de varios escenarios.

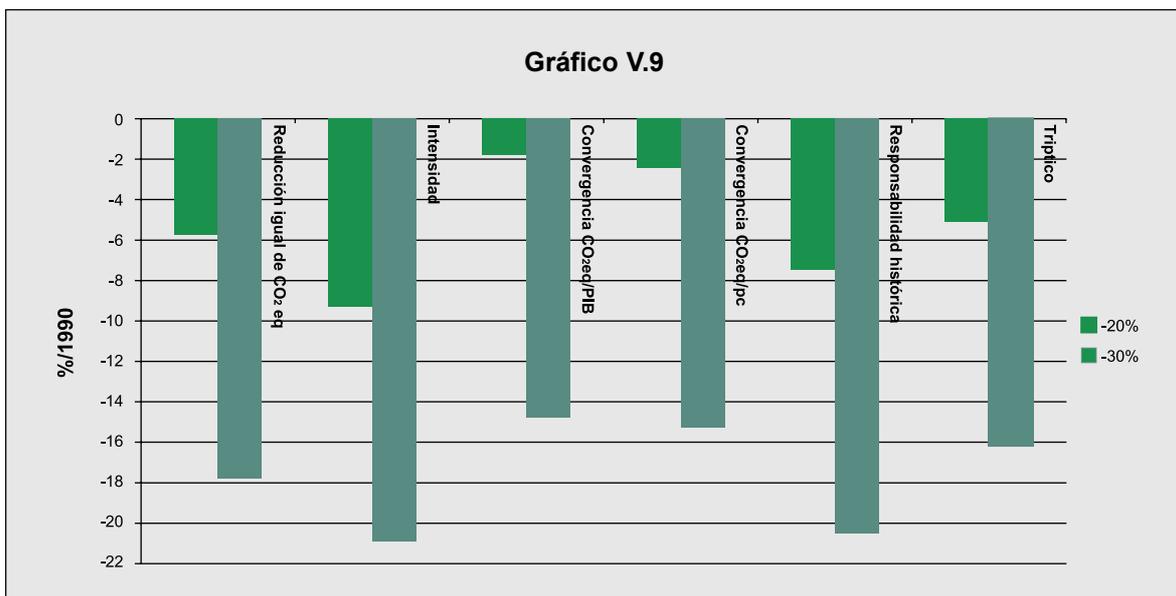
Objetivos de reducción obtenidos para España de la aplicación de varios métodos para el reparto del objetivo global de reducir para el año 2020 en los países desarrollados las emisiones de gases de efecto invernadero un 20% por debajo de los niveles de 1990 (valores mínimos, medios y máximos):



Objetivos de reducción obtenidos para España de la aplicación de varios métodos para el reparto del objetivo global de reducir para el año 2020 en los países desarrollados las emisiones de gases de efecto invernadero un 30% por debajo de los niveles de 1990 (valores mínimos, medios y máximos):



En el gráfico V.9 se muestra la comparación de las reducciones obtenidas con los distintos métodos al variar el objetivo global de reducción de un 20 a un 30% en el año 2020.



Estas reducciones reflejan el orden de magnitud del esfuerzo que le correspondería a España, al margen de lo que resulte finalmente de las correspondientes negociaciones, en una aplicación de los distintos métodos. Si se plantea la hipótesis de que dentro del país, al sector eléctrico le correspondiera una carga similar de esfuerzo, y planteándolo desde la óptica de las emisiones resultantes en los distintos escenarios que se han elaborado hasta el año 2030, puede realizarse un análisis de la tendencia. Es importante recalcar que todas las reducciones que podrían exigirse no se realizarán únicamente aplicando medidas domésticas, sino que los instrumentos de flexibilidad (mecanismo para un desarrollo limpio, aplicación conjunta y comercio de emisiones) van a jugar un importante papel y no se tienen en cuenta en estos análisis.

En el cuadro V.2 se pueden ver las emisiones de CO₂ en relación con lo emitido en el año 1990 que resultan en cada escenario estudiado (gas natural prioritario y carbón prioritario) hasta el año 2030.

En los gráficos V.10, V.11, V.12 y V.13 se representan en barras los porcentajes de emisiones con respecto a lo emitido el año 1990 para cada escenario (máximo aprovechamiento del equipo, expansión nuclear y máxima penetración de renovables en la situación gas natural prioritario) y en líneas el objetivo que resulta de aplicar cada método de reparto, lo que ofrece un análisis rápido y preliminar de cual sería la situación en el año 2020 (considerando, como ya se ha mencionado, que no todo el esfuerzo debería hacerse con reducciones directas, sino que los mecanismos de flexibilidad jugarán también su papel.

Cuadro V. 2.

	Gas natural prioritario			Carbón prioritario			
	Máx. Aprov. Equipo 2011	Expansión nuclear	Máximo RES	Máx. Aprov. Equipo 2011	Expansión nuclear	Máximo RES	Carbón limpio + CAC
2020							
Emisiones							
Mt CO ₂	49.096	49.096	40.762	80.270	80.270	69.180	80.270
%/1990	-16,6	-16,6	-30,8	36,4	36,4	17,5	36,4
2025							
Emisiones							
Mt CO ₂	57.178	43.294	39.558	63.990	50.434	46.499	54.219
%/1990	-2,9	-26,5	-32,8	8,7	-14,3	-21,0	-7,9
2030							
Emisiones							
Mt CO ₂	68.019	49.468	40.610	69.992	51.876	42.995	56.119
%/1990	15,6	-16	-31	18,9	-11,9	-27,0	-4,7

Gráfico V.10. 2020: Reducción global 20%, escenario gas natural prioritario

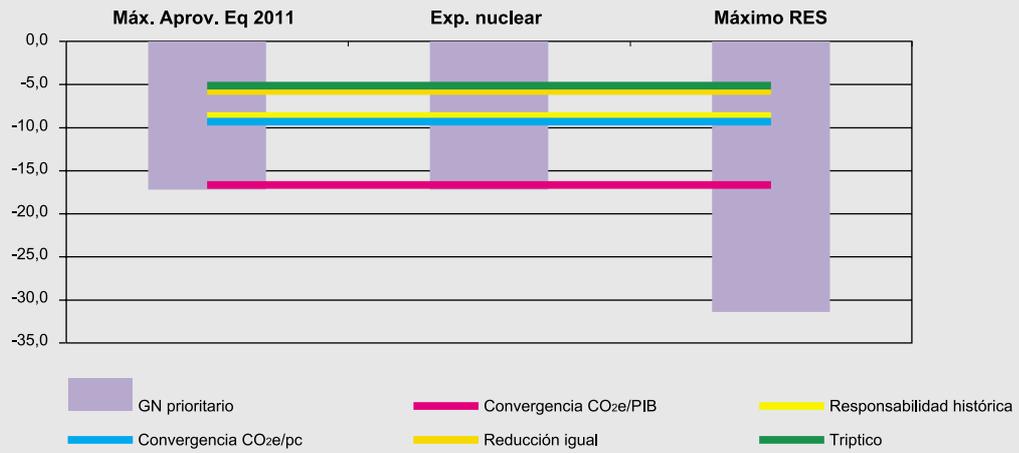


Gráfico V.11. 2020: Reducción global 30%, escenario gas natural prioritario

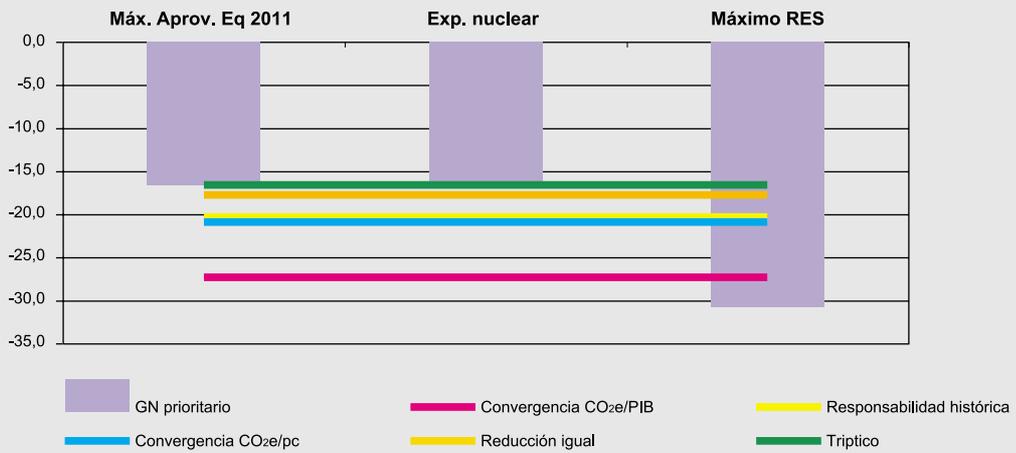


Gráfico V.12. 2020: Reducción global 20%, escenario carbón prioritario

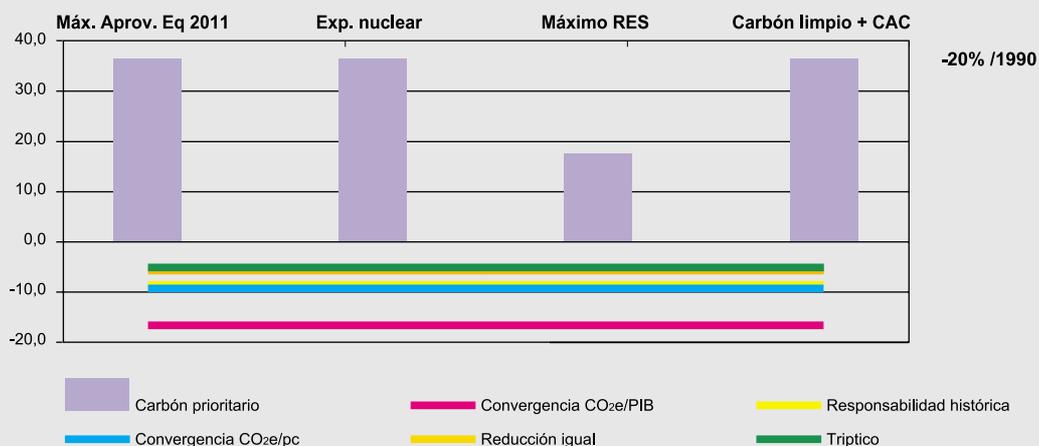
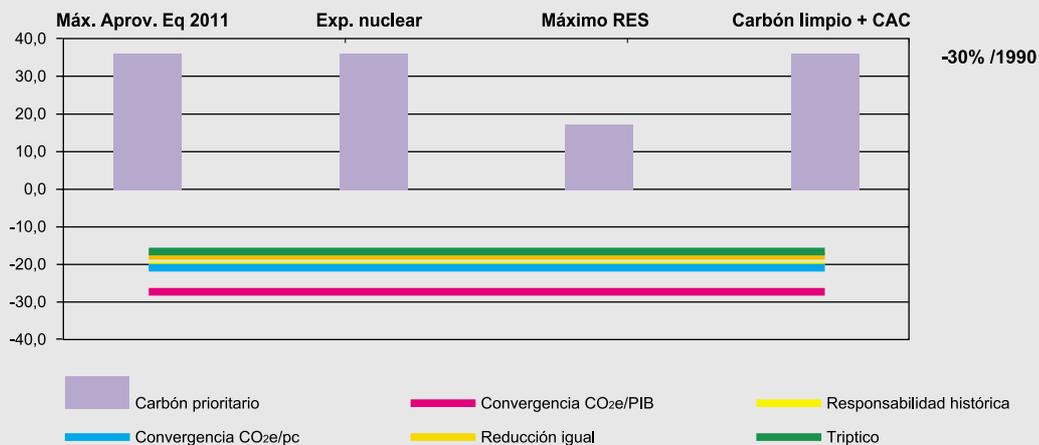
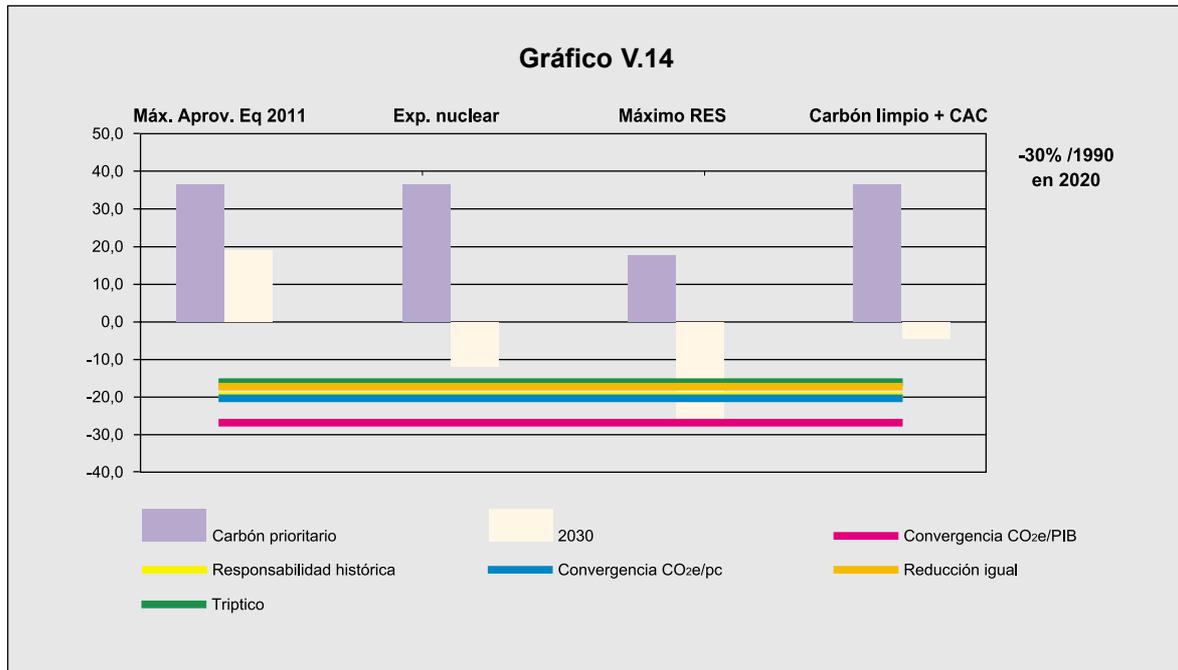


Gráfico V.13. 2020: Reducción global: 30%, escenario carbón prioritario



El gráfico V.14 se ve que entre el año 2020 y el año 2030 varía significativamente el escenario en cuanto a emisiones:

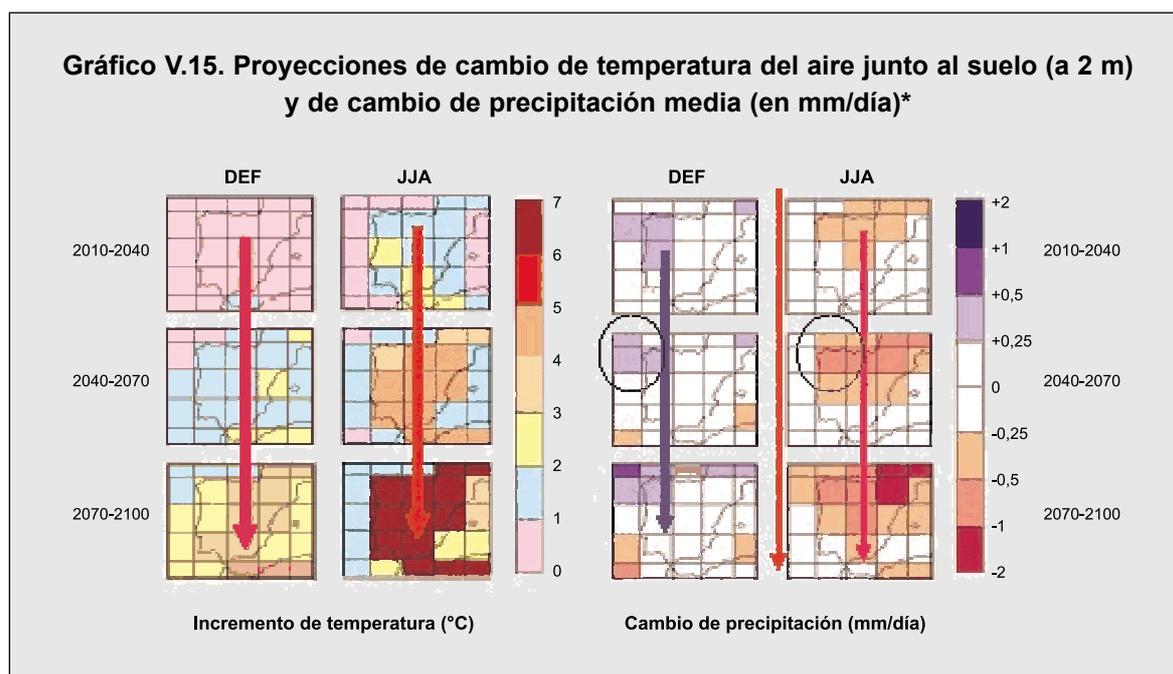


2. ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO

Aunque todavía será necesario realizar un considerable trabajo para determinar con mayor exactitud los impactos del cambio climático en el ámbito regional, ya se han realizado estudios que hacen unas primeras aproximaciones. Todos los informes coinciden en que España podría ser uno de los países de Europa más afectados. En el gráfico V.15 se muestran los resultados del estudio⁽⁵⁾ sobre impactos del cambio climático en España encargado por el Ministerio de Medio Ambiente en lo referente a cambios en la temperatura y precipitaciones.

Aunque los impactos notables se producen en un horizonte temporal superior al periodo de análisis (hasta 2030), algunos impactos comienzan a detectarse en el periodo 2010 y 2040. A medida que se vaya obteniendo información más detallada, y de confirmarse estas tendencias, no cabe duda de que el sistema eléctrico tendrá que establecer medidas de adaptación.

El estudio mencionado anteriormente concluye que la Península Ibérica se calentará a lo largo del siglo XXI aumentando 0,4 °C/década en invierno y entre 0,6 y 0,7 °C/década en verano según el escenario.



* Promediadas para dos estaciones del año (DEF invierno y JJA verano), correspondientes a tres periodos del siglo 21: 2010-2040 2040-2070 y 2070-2100, y al escenario SRES de emisiones A2.

5. Evaluación de los Impactos del Cambio Climático en España José M. Moreno Departamento de Ciencias Ambientales Universidad de Castilla-La Mancha Toledo.

Todos los modelos coinciden en una reducción significativa de las precipitaciones totales anuales con reducciones máximas en primavera y algo menores en el verano y más o menos acusado según el escenario. Los posibles cambios en temperatura y precipitaciones afectarán tanto a la demanda de electricidad como a las instalaciones del sistema eléctrico, por lo que será necesario avanzar en el conocimiento de los impactos y en las posibles medidas de adaptación. A este respecto, el Ministerio de Medio Ambiente ha puesto en marcha una serie de iniciativas enmarcadas en el Plan Nacional de Adaptación, y la Comisión Europea presentará próximamente una Comunicación sobre adaptación al cambio climático.

Uno de los efectos por tanto, será la variación de la demanda eléctrica en respuesta a las posibles modificaciones de temperatura. El incremento de la temperatura conduce a inviernos mucho más suaves y a veranos mucho más calurosos. El incremento de demanda unido a este efecto temperatura, provoca un aumento de la demanda estival de potencia. Este efecto se viene manifestando año a año en el acercamiento de la demanda de potencia punta en verano a los valores que se demandan en invierno.

Estos efectos se plantean en el estudio de impactos del cambio climático en España⁽⁶⁾ que recoge por ejemplo el siguiente cuadro en el que se presenta de forma aproximada la respuesta de la demanda eléctrica media diaria en verano y en invierno ante una variación de un grado en la temperatura en los años 1983, 1993 y 2003.

La generación de electricidad es asimismo sensible, en mayor o menor medida, a las oscilaciones climatológicas. Así, la hidráulidad, directamente relacionada con la pluviometría y con la capacidad de los embalses, influye en la producción de energía eléctrica y en el precio de la electricidad.

Cuadro V.3. Variación porcentual de la demanda eléctrica media diaria producido por una variación de la temperatura en $\pm 1^\circ \text{C}$ *

Año	Invierno	Verano
1983	1,85%	0,47%
1993	2,06%	1,07%
2003	1,80%	1,61%

* Evaluación de los Impactos del Cambio Climático en España (ECCE) Proyecto financiado por la Oficina Española de Cambio Climático (Ministerio de Medio Ambiente) 13 Sector Energético. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE e INM.

6. Evaluación de los Impactos del Cambio Climático en España (ECCE) Proyecto financiado por la Oficina Española de Cambio Climático (MIMAM)13. Sector Energético. Juan Manuel López Zafra (Universidad Complutense de Madrid), Luis Jesús Sánchez de Tembleque (Comisión Nacional de la Energía), Vicente Meneu Ferrer (Universidad de Valencia).

Igualmente, las variaciones de temperaturas podrían tener efecto en la diferencia de rendimiento en las centrales térmicas y nucleares, así como en las de cogeneración, solar térmica de alta temperatura y en la biomasa, y producir afecciones relacionadas con la refrigeración de las centrales.

El transporte y la distribución de energía eléctrica son también sensibles a la climatología. La temperatura del aire influye en la capacidad de transporte de las líneas de alta tensión; el viento, la lluvia torrencial y la nieve tienen también un claro efecto sobre la potencial destrucción de las estructuras de transporte.

El grupo de trabajo sobre adaptación en el marco del Programa Europeo de Cambio Climático concluyó que el cambio climático puede afectar, en términos de infraestructura energética a los siguientes aspectos:

- Diseño de construcción.
- Elementos y consideraciones de seguridad.
- Disponibilidad de las distintas fuentes de energía (agua, viento...).
- Posibilidad de operar determinadas plantas en condiciones de restricción de la refrigeración.
- Disponibilidad y seguridad de centrales hidroeléctricas y seguridad de las presas.
- Demanda de electricidad; se calcula que en España una disminución de 1 °C de temperatura en invierno implicaría una demanda adicional de unos 800 MW.

Igualmente, el grupo concluye la importancia de los siguientes aspectos de cara a la adaptación de los sistemas eléctricos:

- Hacer que las instalaciones sean menos sensibles a la temperatura del aire y del agua
- Hacer que las redes de transporte y distribución sean menos sensibles al viento.
- Permitir modalidades de contratación con grandes clientes industriales para animarles a disminuir su consumo energético durante los periodos de crisis pudiendo cubrir la demanda en otro punto (interrumpibilidad...).

Todo este campo de actuación va a incidir de lleno en el sector eléctrico en los próximos años en los que habrá que ir diseñando un abanico de medidas enfocadas a la adaptación.

Anexo VI

TECNOLOGÍAS DE CARBÓN LIMPIO Y CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

CONTENIDO

TECNOLOGÍAS DE CARBÓN LIMPIO

- 1. PROCESOS DE CAPTURA**
- 2. ALMACENAMIENTO DE CO₂**
- 3. INCERTIDUMBRE**
- 4. ESTIMACIÓN DE COSTES DE LA CAPTURA**
- 5. ASPECTOS RELACIONADOS CON LA ACEPTACIÓN PÚBLICA**
- 6. CONSIDERACIONES FINALES**

TECNOLOGÍAS DE CARBÓN LIMPIO Y CAPTURAY ALMACENAMIENTO DE CO₂

TECNOLOGÍAS DE CARBÓN LIMPIO

El carbón permanece como un vector energético importante en numerosos países, en particular para la producción de electricidad. Uno de sus mayores retos actuales para su permanencia a largo plazo en los países desarrollados es reducir su impacto ambiental. En la actualidad ya existen métodos muy efectivos para el control de algunos contaminantes como el SO₂, NO_x y el material particulado. De cara al futuro, el principal reto es reducir las emisiones a la atmósfera de CO₂.

Con ese fin la comunidad internacional y numerosas instituciones y empresas se han marcado como objetivo el desarrollo y despliegue de tecnologías de combustión que produzcan bajas o nulas emisiones.

Con el nombre de Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC) se engloban una serie de tecnologías dirigidas a capturar el CO₂ y evitar que vaya a la atmósfera, comprimirlo e inyectarlo en una estructura geológica profunda que asegure que va a permanecer allí indefinidamente.

Las estimaciones más conservadoras llevadas a cabo por IPCC y otros organismos e instituciones sugieren que la capacidad de almacenamiento geológico no va a ser un factor que limite el despliegue de CAC a gran escala, desde una perspectiva global, si bien si puede haber limitaciones en el ámbito local y regional.

El papel que pueda desempeñar CAC dentro de las opciones de mitigación del cambio climático, junto con las energías renovables, la eficiencia energética, la energía nuclear y otras, depende en gran medida de que se abaraten apreciablemente sus costes a medida que se gane en experiencia.

Es comúnmente aceptado que ninguna tecnología individualmente será capaz de mantener un suministro seguro y ambientalmente aceptable a coste razonable. Por ello, también es ampliamente aceptado que los sistemas energéticos del futuro reposarán sobre una amplia cartera de tecnologías avanzadas, eficientes y limpias, tanto en el lado de la oferta como en el lado de la demanda.

Estos retos medioambientales, junto con las preocupaciones sobre la futura seguridad, tanto del abastecimiento de energía como de la seguridad de suministro eléctrico, han estimulado en los últimos años un renovado interés en el desarrollo de las tecnologías limpias de carbón. Los grandes productores y consumidores de carbón vienen destinando y están dispuestos a destinar importantes recursos económicos y humanos en el desarrollo técnico y tecnológico que conduzca a centrales de carbón con emisiones de CO₂ muy reducidas, mediante la puesta a punto de la "captura y almacenamiento de CO₂".

El punto de arranque es el estado actual de las tecnologías de combustión de carbón. Las más relevantes en la actualidad son:

- Carbón pulverizado en ciclo supercrítico (CPSC).
- Combustión en lecho fluidos circulantes (CLFC).
- Gasificación integrada con ciclo combinado (GICC).

La tecnología más extendida en la actualidad es la CPSC, y aquella que desde la perspectiva de hoy en día ofrece las mejores expectativas como base para los desarrollos de la captura de CO₂ son: CPSC y su evolución a UltraSuperCrítica (CPUSC) y GICC; si bien esta última aún carece de la amplia experiencia en explotación comercial como la anterior.

Las centrales de carbón pulverizado (CP) acreditan una larga experiencia en explotación comercial y se han ido escalando hasta alcanzar potencias del orden 1300 MWe. A este respecto puede decirse que es la única tecnología probada de carbón para potencias unitarias superiores a 350 MWe. La diferencia esencial entre los ciclos subcríticos y supercríticos radica esencialmente en las condiciones de presión y temperatura del vapor de agua. Las unidades subcríticas, se mueven en valores entre 17 y 20 MPa y 540 °C. Las unidades supercríticas comercializadas en los últimos 10 años se mueven en valores de hasta 32 MPa y 600 °C. Asimismo, en estos momentos bajo financiación parcial de la Comisión Europea se está llevando a cabo el proyecto COMTES en la unidad f de la central de Scholven (Dinamarca), con el fin de ensayar nuevos materiales que permitan elevar las condiciones del vapor por encima de 35 MPa y más de 700 °C, con vistas a pasar acto seguido a la fase comercial.

El grueso de las instalaciones construidas a lo largo del último decenio y en construcción actualmente son de ciclo supercrítico con rendimientos que se sitúan en el intervalo del 43-45%, en términos de poder calorífico inferior.

El desarrollo de aceros de alta resistencia y los desarrollos mejorados de las turbinas de vapor están alentando el paso a condiciones de presión y temperatura de vapor más elevadas y que son comúnmente conocidos como ultrasupercríticos, con rendimientos esperados entre el 47-50% en los próximos años. Esto supondría un avance muy notable desde el punto de vista de emisiones de CO₂, por cuanto las instalaciones actuales de ciclo subcrítico registran rendimientos de hasta el 36-39%, lo que significaría disminuir las emisiones de CO₂ en casi un 30% para una misma producción eléctrica.

Pero para manejar vapor de esas características se requieren materiales más resistentes y, por tanto, más caros. En la actualidad el conjunto de caldera y turbina de vapor de condiciones supercríticas cuesta un 40-50% más que una de características subcríticas. El impacto de este mayor coste de inversión sobre los costes de explotación de la central pueden, en cierta medida, ser compensados por la mayor eficiencia, es decir, por los menores costes de combustible y menores emisiones por kWh producido.

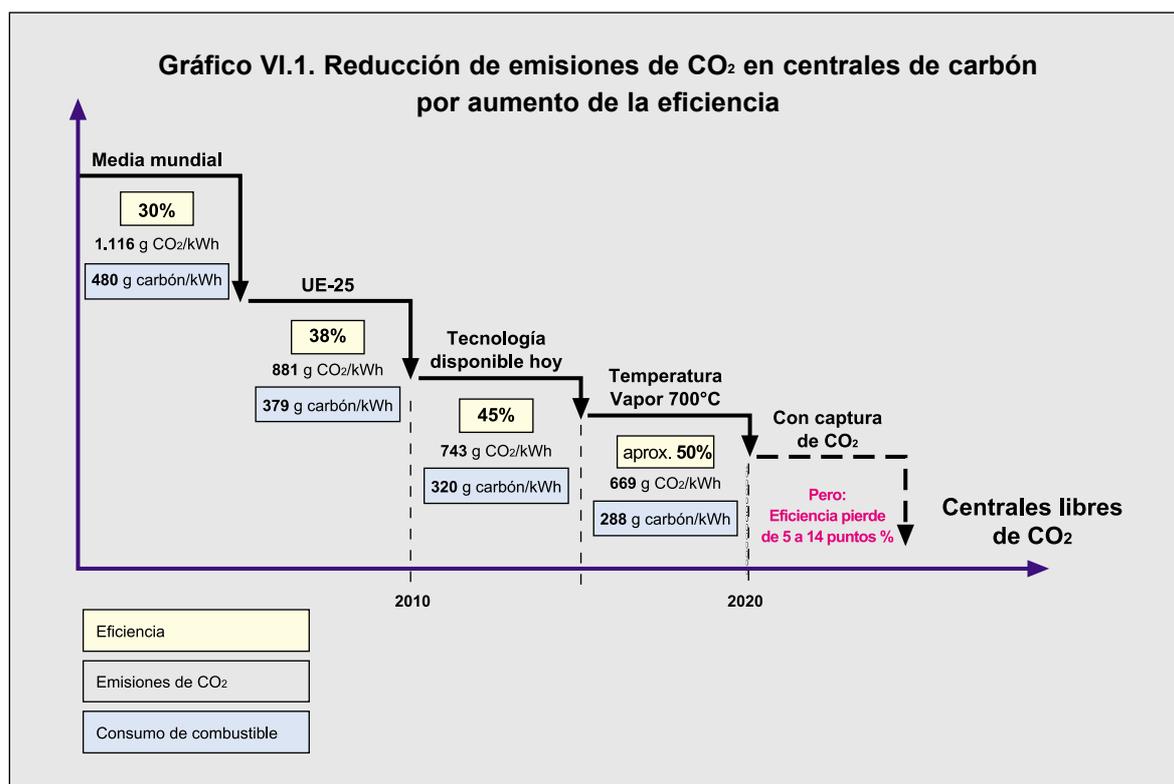
La Gasificación Integrada de carbón con Ciclo Combinado GICC es otra alternativa para aumentar los rendimientos. Temperaturas más elevadas de trabajo se consiguen a través de la gasificación del combustible que es entonces quemado directamente en la turbina de gas. La tecnología de gasificación puede procesar cualquier combustible orgánico, carbón, coque de petróleo, fuelóleos, biomasa e incluso residuos sólidos urbanos, sien-

do quizás ésta la ventaja que tiene sobre las tecnologías de carbón pulverizado. Incluso una GICC puede ser usada como una central de gas natural con ciclo combinado si se dispone de gas natural, lo cual puede dar más flexibilidad a la instalación.

Actualmente hay cuatro plantas GICC que operen con carbón en fase de demostración a escala comercial en el mundo y que utilizan los distintos tipos de gasificadores (3):

- Buggenum BV, de 284 MWe (bruta) perteneciente a Nuon Power, en Holanda, basado en tecnología de Shell y que comenzó su operación en 1994. Produce 153 MWe con las turbinas de gas y 128 MWe con el ciclo vapor, para totalizar una potencia neta de 253 MWe. El rendimiento neto se sitúa en 43.2%.
- Wabash River de 262 MWe en Indiana, EE.UU., que comenzó en 1995.
- Tampa Electric de 250 MWe en Florida, EE.UU., que comenzó su explotación en 1996.
- ELCOGAS de 335 MWe en Puertollano, España, que comenzó su explotación en 1998, habiendo alcanzado rendimientos netos superiores al 42%.

Aunque la inversión específica de este tipo de centrales ha disminuido considerablemente en los últimos años, debido a los avances tecnológicos, las economías de escala y la experiencia adquirida en la explotación de las instalaciones, en la actualidad siguen siendo sensiblemente más caras que las de carbón pulverizado, por lo que siguen requiriendo de apoyos públicos para alcanzar la viabilidad, ni alcanzan los mismos niveles de disponi-

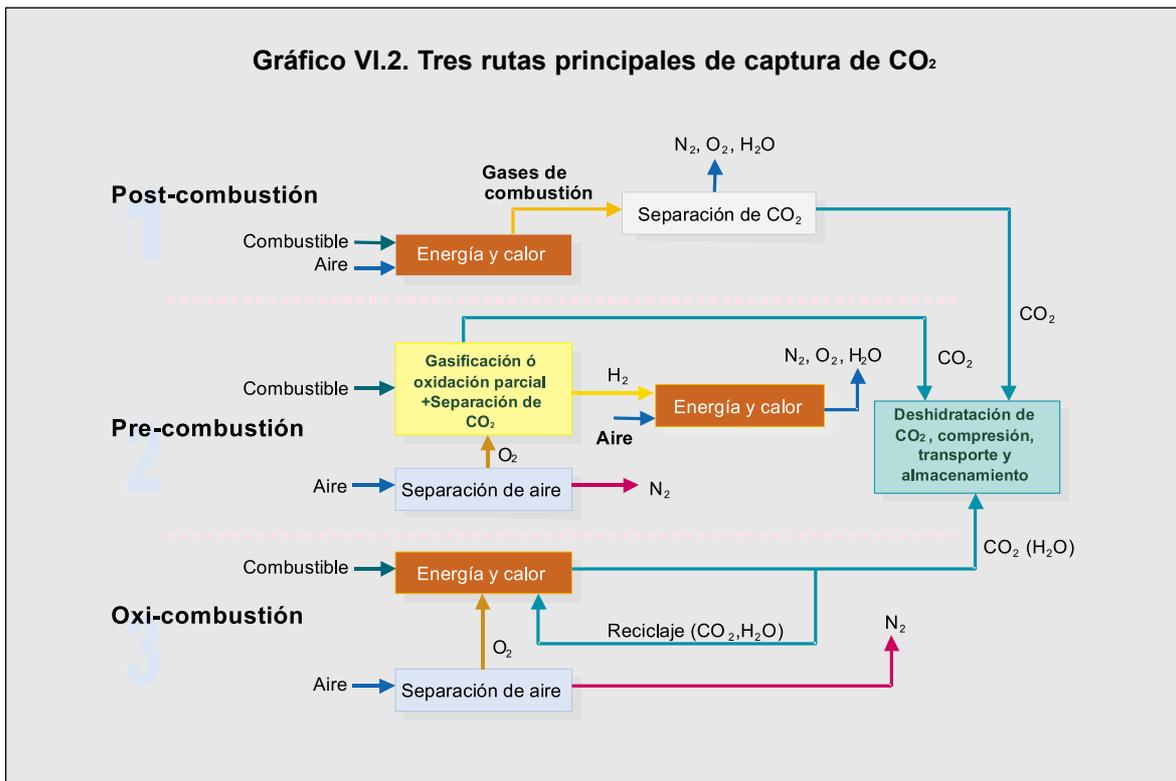


Fuente: VGB

bilidad. Este conjunto de factores: disponibilidad, coste, percepción de complejidad, han limitado hasta la fecha que se haya extendido la utilización de esta tecnología. En su haber cabe apuntar que la captura de CO₂ parece ser que se presenta más fácil técnicamente que en una central de carbón pulverizado.

En definitiva, la mejora esperada de los rendimientos de las centrales de carbón supondrá un gran salto en la reducción de emisiones por kWh producido, sin embargo esto aunque necesario no será suficiente y será preciso que den otro salto más para progresar hacia soluciones tecnológicas que incorporen los conceptos de captura y almacenamiento de CO₂ (en adelante CAC). Es decir, el carbón sólo podrá seguir aportando su valiosa contribución a la seguridad del suministro energético y a la economía mundial en su conjunto mediante el empleo de tecnologías que permitan una reducción drástica de las emisiones a la atmósfera de CO₂ como resultado de su combustión.

Conseguir la viabilidad comercial para la captura y almacenamiento del CO₂ en la producción de electricidad por medio de carbón facilitará el camino a la aplicación de esas técnicas en procesos de combustión que utilicen otros combustibles fósiles, en particular el gas. También permitirá una transición hacia «combustibles fósiles sostenibles» en la producción de electricidad.



1. PROCESOS DE CAPTURA

Ya existen procesos para la captura y almacenamiento del CO₂ como prácticas industriales establecidas en algunos sectores⁽⁷⁾ la tecnología está bien desarrollada y probada, pero necesita ser convenientemente adaptada para un uso a gran escala en la generación de electricidad de forma integrada.

La captura del CO₂ es precisa porque la fase posterior de almacenamiento sólo es posible si esta especie química está suficientemente concentrada. El CO₂ se obtiene como un componente de una mezcla de gases, tales como el nitrógeno, el vapor de agua, el dióxido de azufre, etc., de los que debe separarse.

En la actualidad fundamentalmente hay tres opciones tecnológicas en desarrollo para la captura de CO₂ en las grandes instalaciones de combustión, que de forma esquemática consisten en:

- **Post-combustión.** Los sistemas de post-combustión separan el CO₂ diluido del resto de los componentes presentes en los gases producidos por la combustión con aire del carbón. Estos sistemas podrían incorporarse tanto a las centrales existentes como a las de nueva construcción.
- **Oxi-combustión.** Los sistemas de oxi-combustión utilizan oxígeno en vez de aire para la combustión, con el fin de obtener un flujo de gases de la combustión compuesto fundamentalmente de agua y CO₂, con lo que la separación del CO₂ puede realizarse fácilmente una vez condensado el vapor de agua.
- **Pre-combustión.** Los sistemas de pre-combustión extraen el CO₂ antes de la combustión. El carbón es en primer lugar transformado en un gas de síntesis que se compone fundamentalmente de H₂ y CO₂, que pueden ser posteriormente separados. El H₂ concentrado puede ser utilizado en una turbina de gas con ciclo combinado para producir electricidad. Gráfico VI.2

Según la CE, con un esfuerzo continuado y con condiciones de mercado que reflejen unas restricciones claras y ambiciosas de las emisiones de carbono, Europa tiene grandes posibilidades de lograr la viabilidad comercial de las tecnologías del carbón sostenible en los próximos 10 o 15 años.

Para ello, deberá hacerse un gran esfuerzo en mejorar el rendimiento de las instalaciones, lo cual requiere operar en condiciones de mayor temperatura y presión y, por tanto, emplear nuevos materiales que encarecen substancialmente la instalación, de forma que se compensen los importantes consumos necesarios para el proceso de captura.

7. La captura de CO₂ se viene utilizando desde hace años en la industria del gas y del petróleo. En Estados Unidos existen gran cantidad de proyectos comerciales de transporte de CO₂ hacia yacimientos de pozos petrolíferos para incrementar la efectividad de la extracción del crudo (Enhanced Oil Recovery -EOR-).

Por otra parte, el CO₂ es separado con fines comerciales, tanto en la industria química como alimentaria (carbonatación de bebidas, producción de amoníaco, etc.).

2. ALMACENAMIENTO DE CO₂

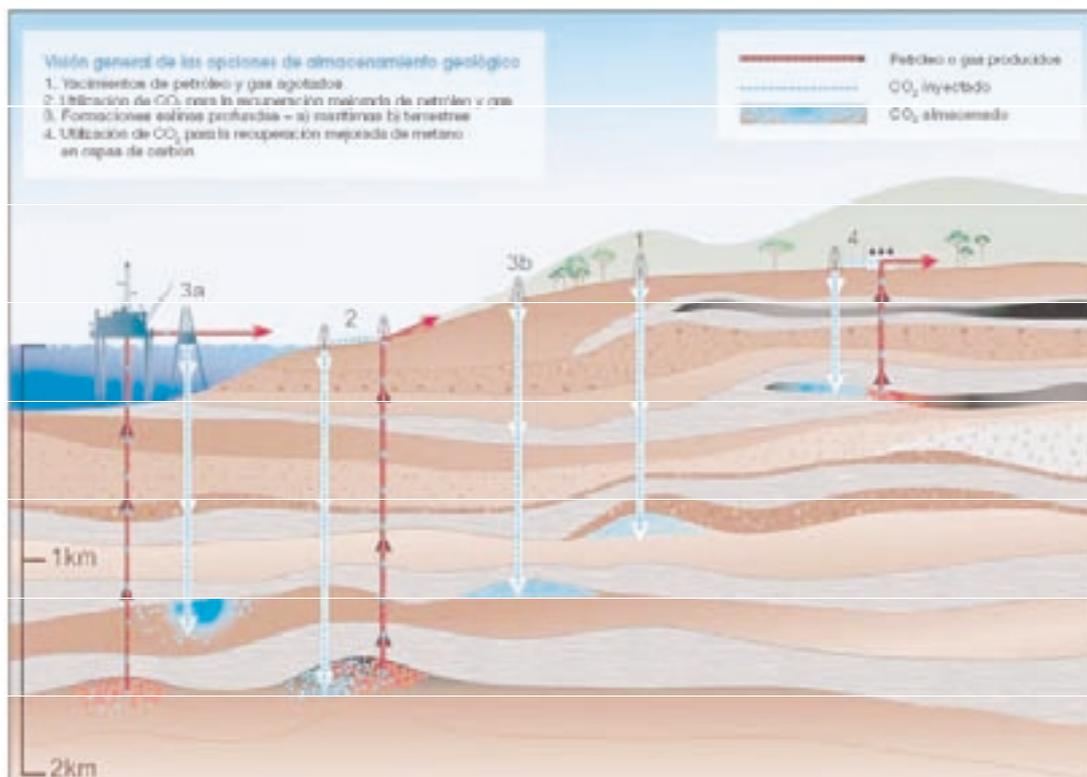
No es suficiente con capturar el CO₂ sino que es necesario confinarlo de forma que se impida que éste llegue a la atmósfera. Por ello, el almacenamiento permanente y seguro del CO₂ capturado es un requisito vital, sin el que la captura, con las consiguientes elevadas pérdidas energéticas y los elevados costes asociados, no estaría justificado.

El CO₂ puede ser almacenado en formaciones geológicas de distintas formas: como un fluido en el interior de rocas porosas, mediante absorción dentro de matriz fija, p.e.: como carbonatos, etc.

Muchas bolsas naturales de CO₂ subterráneas se han descubierto fortuitamente, a menudo durante las campañas de exploración de petróleo y gas. Ese CO₂ ha estado allí confinado durante millones de años. En otras ocasiones el CO₂ se fuga de manera natural. De hecho la mayoría de las aguas minerales carbonatadas, muy apreciadas, son de origen natural.

Hay tres tipos básicos de formaciones geológicas que están muy extendidas y que presentan un gran potencial de almacenamiento de CO₂: acuíferos profundos, yacimientos de gas y petróleo y capas profundas de carbón no explotables.

Gráfico VI.3



Fuente: "Carbon Dioxide Capture and Storage", special Report, IPCC.

Según IEA GHG, el potencial estimado de almacenamiento de CO₂ en Europa en estas formaciones geológicas ascendería a:

Tipo	En tierra firme (GtCO ₂)	En subsuelo marino (GtCO ₂)
Acuíferos salinos	57,0	716,0
Yacim. Petrolíferos	0,2	5,9
Yacim. Gas natural	12,5	14,4

Por otra parte, a la hora de tener que buscar estructuras de almacenamiento es preciso tener presente que el CO₂ alcanza el punto supercrítico a 31,1 °C y 7,38 MPa, es decir, un estado líquido con comportamiento de gas, y, por tanto, las necesidades de volumen de roca almacén muy inferior al que necesitaría en su estado gaseoso.

- 1 tonelada de CO₂ en condiciones normales (0° C y 1 bar) ocupa 509 m³.
- 1 tonelada de CO₂ en condiciones del subsuelo (35° C y 100 bares) ocupa 1,39 m³.
- 1 tonelada de CO₂ en estado supercrítico (700-1000 m de profundidad según gradiente geotérmico) ocuparía 6m³ de roca almacén (admitiendo una porosidad de 30% y desplazando un 80% del agua contenida en los poros).

Fuente: IGME.

En formaciones acuíferas salinas

Estos son estratos de roca porosa, habitualmente areniscas, que frecuentemente contienen agua salada, y que a través de la misma puede fluir un líquido o un gas, dependiendo de su permeabilidad. Para que potencialmente pueda ser utilizada como un almacenamiento es imprescindible que este estrato tenga otro superior impermeable.

El almacenamiento consiste en introducir el CO₂ a través de un sondeo, lo que da lugar a su disolución parcial en el agua salada y también al desplazamiento de ésta. Con el tiempo, además, el CO₂ puede reaccionar con la roca que le rodea. Si la roca es un silicato, la retención de CO₂ puede verse reforzada en la medida que el CO₂ puede dar lugar a carbonatos en forma sólida y éstos reaccionar con los silicatos, con lo que el CO₂ quedaría fijado y almacenado de forma permanente.

En yacimientos de petróleo y gas

El almacenamiento de CO₂ en yacimientos parcialmente agotados de petróleo y gas natural también puede ser una opción económicamente atractiva. El CO₂ inyectado en estos yacimientos a través de sondeos empuja al petróleo y gas residual permitiendo su extracción y, por tanto, la extensión de la vida económica de los mismos.

Ello es debido, tanto a la elevación de la presión como a la disminución de la viscosidad del petróleo causada por la absorción del CO₂. El almacenamiento en yacimientos de petróleo se presenta más atractivo que en los de gas, porque estos últimos a menudo tienen un grado de agotamiento superior al 80%, mientras que el agotamiento de los yacimientos de gas suele ser menor.

Estas técnicas se vienen utilizando en más de 70 yacimientos desde hace muchos años –el primer ensayo fue en Texas en 1958-, y en ellos se utiliza el 80% del CO₂ disponible comercialmente, que se obtiene de fuentes naturales. En la actualidad se está llevando a cabo un ensayo a gran escala en Weyburn (Canadá), donde desde 2000 se inyectan 2500t/día de CO₂ obtenido de la planta de gasificación de carbón en Beluah (EE.UU.) y transportando 300 km por tubería. Con la inyección de CO₂ se espera poder recuperar otro 15% de las reservas de petróleo, lo cual permite compensar los costes de inyección de CO₂.

Con relación a los yacimientos de gas natural, en términos generales, estos se cierran cuando la presión del gas cae por debajo del nivel de viabilidad económico (en torno a los 30 bar) y normalmente eso sucede cuando han alcanzado un grado de agotamiento del 80%. Por otra parte, no se han realizado grandes experiencias de inyección, por cuanto hay temores fundados de que la calidad del gas se deteriore al mezclarse con el CO₂.

En capas de carbón

Otro método prometedor para almacenar CO₂ son las capas profundas de carbón que no pueden ser explotadas. En este caso el CO₂ es inyectado a través de varios sondeos y éste es absorbido dentro del carbón y desplaza metano, que puede ser recuperado.

Los ensayos muestran que por cada molécula de CO₂, varias moléculas más de las inicialmente esperadas de metano se desprenden a razón de 4:1 a 10:1, dependiendo de la composición del carbón, la presión, la temperatura, entre otros factores. La capacidad del carbón de almacenar CO₂ depende de su permeabilidad, porosidad y fracturación.

Ensayos sobre estas técnicas se vienen desarrollando en la cuenca de San Juan (EE.UU). Asimismo, en España, Hunosa conjuntamente con el CSIC llevarán a cabo ensayos en la Cuenca central asturiana próximamente.

En el mar

Para retener el CO₂ durante siglos, el CO₂ tiene que ser introducido bajo la capa denominada termocline (límite entre las aguas bien mezcladas de la superficie y las capas más profundas y frías) donde se registra un descenso marcado de la temperatura con la profundidad (en torno a los 1000 m de profundidad, dependiendo de la región).

Estos procesos no están permitidos por las convenciones internacionales y el posible impacto sobre el ciclo de la vida marina no es bien conocido.

Como carbonatos

El CO₂ capturado puede ser permanentemente retenido como carbonato de magnesio o de calcio, que es muy abundante en la naturaleza en forma de silicatos. Las técnicas de carbonatación están en sus primeras etapas de desarrollo.

1.1. LAS POSIBILIDADES DE ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN ESPAÑA

Aunque los yacimientos agotados de petróleo y gas natural se consideran como las mejores posibilidades para empezar a almacenar CO₂, puesto que su geología se conoce bien y ya está demostrado que son estructuras herméticas, es bien sabido que España no se caracteriza por disponer de grandes yacimientos de petróleo y gas. Los pocos que han sido localizados son de tamaño pequeño y se han explotado hasta los límites de su viabilidad económica. Además, por su naturaleza se consideran como activos estratégicos y buena parte de ellos han pasado o están en curso de pasar a ser considerados almacenamientos básicos de gas natural. Este es el caso de los yacimientos de Gaviota, Serrablo, Marismas, Poseidón, etc.

En cuanto a las capas de carbón, no es una técnica madura y aunque se van a desarrollar ensayos en la Cuenca central asturiana, la estructura geológica de las cuencas carboníferas españolas es, por regla general, complicada y muy fracturada, y no destacan precisamente por tener una gran potencia de capa.

A este respecto, y según el IGME, el análisis de situación, las posibilidades y las tareas para avanzar en este campo son las siguientes:

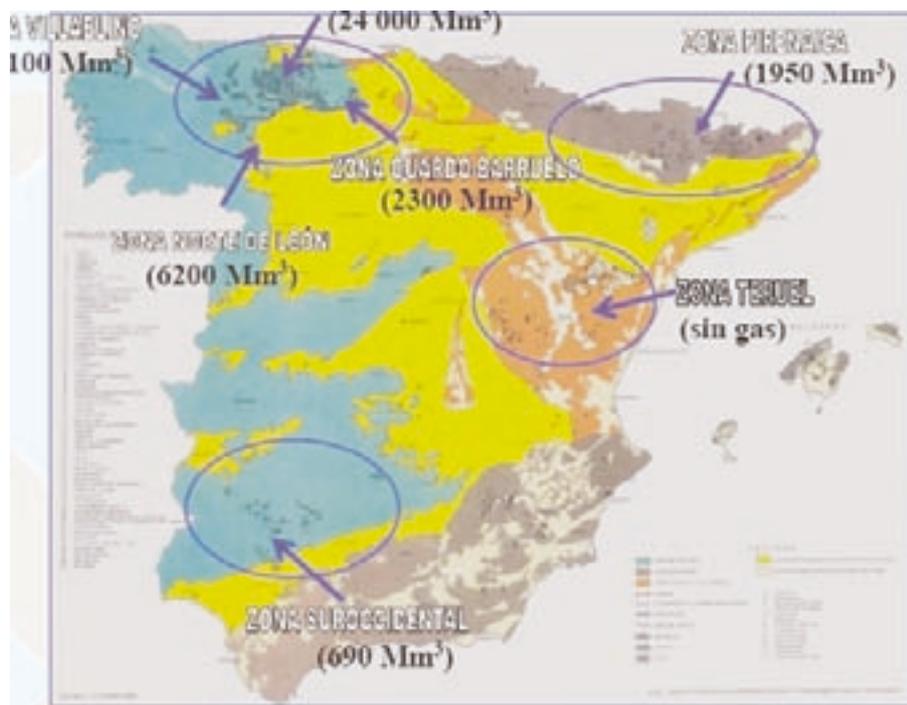
- Investigar el potencial productivo de recuperación de metano de las cuencas.
- Conocimiento parcial de las cuencas en profundidades superiores a 800m.
- Posibilidad de emplear el método de recuperación de metano en las capas de carbón a través de la inyección de CO₂ (ECBM).

Es posible que la capacidad de almacenamiento no sea muy elevada, en comparación con la de las formaciones con agua salada.

Las formaciones salinas profundas son rocas con sus espacios porosos rellenos de agua salada, que pueden presentar gran capacidad de almacenar CO₂. En la actualidad la geología de estas estructuras es menos conocida que los campos de petróleo y de gas, puesto que hasta ahora no han tenido ningún interés económico. No obstante, se presume que tienen una gran capacidad de almacenamiento.

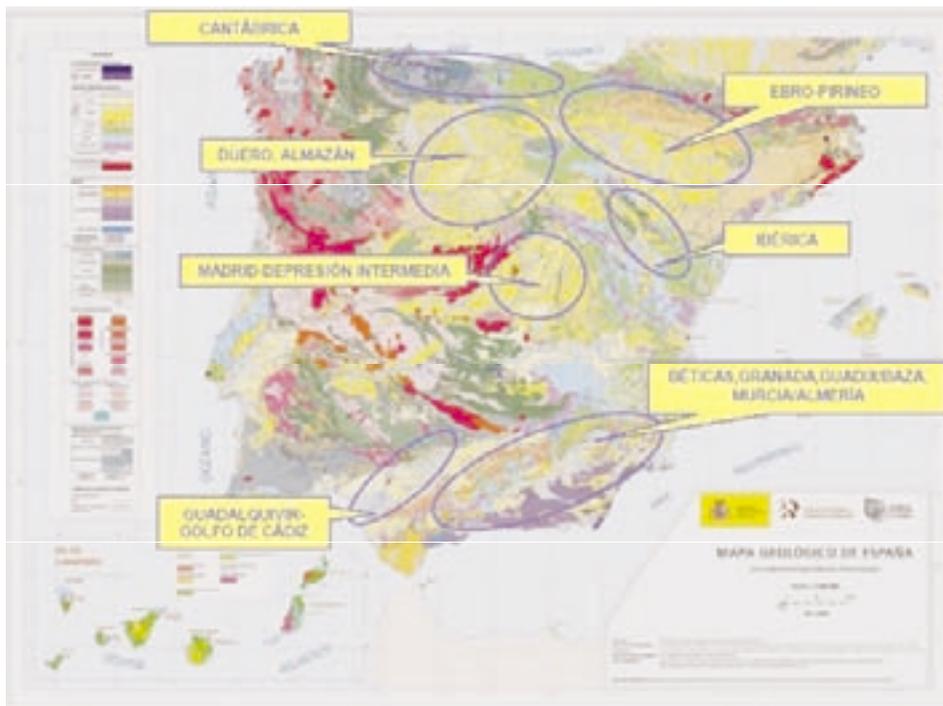
Para hacer viable el almacenamiento de CO₂, desde la perspectiva actual, es necesario avanzar en una serie de aspectos, tales como: desarrollar criterios para la selección de las formaciones de almacenamiento, estimar las tasas de fuga de CO₂, medición de la retención y migración de CO₂, asegurar la estabilidad a largo plazo del CO₂ almacenado, mejorar el conocimiento sobre la solubilidad del CO₂ en agua salada y de los procesos de adsorción en capas de carbón y en estructuras minerales, mejorar la aceptación pública, reducir los costes, etc.

GráficoVI.4. Volumen en los yacimiento de carbón



Fuente: IGM

GráficoVI.5. Cuencas sedimentarias con formaciones con agua salada



Fuente: IGME

En España se realizó en su tiempo una exploración sistemática de la Península Ibérica con objeto de identificar yacimientos petrolíferos; desafortunadamente no se buscaron en ese momento las posibles formaciones salinas profundas que hoy se necesita caracterizar. Además, dadas las escasas perspectivas de disponer de nuevos yacimientos de hidrocarburos, el problema general es la escasa investigación en este campo que se ha llevado a cabo hasta la fecha. A título de ejemplo, en España vienen a realizarse anualmente 3 sondeos profundos (de al menos 1000 m de profundidad), mientras que sólo en EE.UU. se realizan en torno a 3000.

Por ello se puede asegurar que el subsuelo español profundo es poco conocido, salvo en aquellas zonas que hayan tenido o tienen un interés petrolero o gasista. Aun así, unas primeras estimaciones muy preliminares permiten albergar confianza de disponer de formaciones geológicas que pudieren almacenar el equivalente a 80 años de la producción actual de CO₂ en el sector eléctrico.

Con el fin de avanzar en la identificación de estructuras geológicas de almacenamiento, el IGME ha iniciado un plan de trabajo cuyas grandes líneas de trabajo son:

- Inventario de las principales fuentes de emisión de CO₂ e infraestructuras de transporte en España e integración en un GIS.
- Desarrollo de los criterios, guías y procedimientos de selección de emplazamientos.
- Preselección de formaciones favorables a escala regional para el almacenamiento y valoración del potencial regional de almacenamiento geológico.
- Estudios de detalle de algunas zonas seleccionadas, integración en el GIS y estimación de volúmenes almacenables de CO₂.
- Elaboración de modelos de comportamiento del CO₂ en el almacén, así como modelos para determinar la superficie adecuada a la tasa de inyección anual.
- Análisis de los posibles escenarios de almacenamiento así como una valoración económica de los mismos.

Fuente: IGME, Grupo de almacenamiento de CO₂.

Asimismo, también es preciso señalar que la identificación de estructuras potenciales de almacenamiento es una actividad de elevado coste y alto riesgo, por lo que sin el apoyo de la Administración será difícil que se avance con rapidez en este campo. A título de ejemplo sobre la cuantía de los costes, sirva señalar que un sondeo de 1.000 m tiene un coste unitario del orden 1 M€ y que el coste de exploración de una línea sísmica de 1 km de longitud tiene un coste del orden de 30.000 €. Por ello, tanto el desarrollo de las tecnologías en el área de la captura y almacenamiento de CO₂ sólo será posible abordarla a través de una Política de Estado que implique a los diferentes departamentos de la Administración, así como al conjunto de los actores de la sociedad española

3. INCERTIDUMBRES

Son muchas las actividades a realizar para la puesta a punto de la captura y almacenamiento de CO₂. Como explica la Comisión Europea en su Comunicación COM(2007) 1 final sobre generación de electricidad sostenible, la Comisión empezará a trabajar en 2007 para idear un mecanismo destinado a fomentar la construcción y el funcionamiento para 2015 de hasta 12 demostraciones a gran escala de tecnologías de combustibles fósiles sostenibles para la generación comercial de electricidad en la UE-25 y ofrecer una perspectiva clara de cuándo las centrales que funcionen mediante combustión de carbón y de gas tendrán que instalar sistemas de captura y almacenamiento de CO₂.

De acuerdo con la información existente, la Comisión cree que, para 2020, todas las nuevas centrales de carbón deberían estar equipadas con sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ y las centrales ya existentes deberían adaptarse progresivamente al mismo planteamiento; aunque es demasiado pronto para tener una idea definitiva sobre este tema, la Comisión espera estar pronto en condiciones de hacer recomendaciones firmes al respecto.

Lo anterior es la consecuencia de las señales emitidas por el sector en este ámbito, ya que en 2006 dio el paso para crear plataforma tecnológica para centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles con emisiones cero («Zero Emission Fossil Fuel Power Plant Technology Platform» -ZEP-). Grandes empresas del sector de la energía que producen electricidad en centrales alimentadas con carbón anunciaron sus intenciones de construir 12 instalaciones de demostración a gran escala para probar varias formas de integrar la captura y almacenamiento del CO₂ en centrales eléctricas alimentadas por carbón. Una vez en funcionamiento, dichas instalaciones deberán funcionar durante cinco años como mínimo antes de que las soluciones sometidas a prueba se consideren plenamente demostradas y listas para las inversiones estándar en centrales generadoras de electricidad con emisiones reducidas, en 2020 y después de dicha fecha.

De forma similar, en España en 2006 se constituyó la Plataforma Tecnológica Española de CO₂ con la finalidad de ahondar en esta materia desde la realidad y especificidad nacional.

En España, el 7 de febrero de 2006, tuvo lugar la reunión de lanzamiento de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (PTEO₂) en el CSIC en Madrid, con el fin de transmitir la misión, objetivos y propuesta de Organización de la Plataforma. El objetivo general es dar los impulsos necesarios al desarrollo de las tecnologías, a la identificación de almacenamientos, al desarrollo del marco legislativo, regulatorio y normativo necesario para que en 2020 la captura y almacenamiento del CO₂ procedente de grandes focos sea una práctica habitual y socialmente aceptada, así como procurar obtener el máximo provecho de las iniciativas que se desarrollen en el ámbito europeo en esta materia en el contexto del 7º programa marco de investigación de la Unión europea.

Como ejemplo de las actividades a realizar se detalla a continuación el itinerario de actividades a desarrollar en el ámbito nacional identificadas por la Plataforma española de CO₂ para llegar en 2015 a la fase de demostración de al menos una instalación con captura y

realizar ensayos de almacenamiento con vistas a que este sistema pueda estar comercialmente operativo hacia 2020.

Para ello, PTEO₂ propone las líneas estratégico-prioritarias tecnológicas y de investigación siguientes:

Tecnologías de captura de CO₂:

- Identificar mapa de “opciones tempranas” de captura de CO₂, donde se realiza o “puede ser mas fácil” hacerlo en España (plantas de hidrógeno, amoniaco, GICC de Puertollano, etc.). Potencial.
- Nuevos diseños de plantas y adaptación de instalaciones existentes basados en el estado actual de la tecnología y con posibilidad de servir de banco de ensayo de nuevos equipos, procesos o materiales.
- Simulación y modelización de tecnologías aplicables a captura de CO₂ (post-, pre-, y oxidación) en procesos industriales incluidos en el plan nacional de emisiones. Evaluación de la repercusión en la eficiencia de grandes procesos industriales de procesos de captura de CO₂.
- Validación en plantas piloto de las tecnologías de captura de CO₂. Optimización de equipos y componentes basándose en los procesos comerciales existentes adaptados al concepto “listo para almacenamiento”. Exploración en las plantas piloto, de procesos y materiales no comerciales en la actualidad.
- Procesos emergentes para captura de CO₂, con nuevas configuraciones de reactores (ciclos de carbonatación-calcinación, combustión con transportadores de O₂) o con nuevos materiales funcionales (membranas de H₂, O₂, CO₂, nuevos sorbentes de CO₂). Simulación, modelos y validación en plantas piloto.

Transporte de CO₂:

- Identificar mediante diferentes escenarios realistas el volumen estimado de CO₂ a transportar, en relación a las zonas y a la capacidad existente de almacenamiento.
- Identificar y evaluar las mejores conexiones entre fuentes y sumideros dentro del territorio nacional.
- Desarrollar y optimizar el uso de almacenamientos intermedios.

Almacenamiento de CO₂:

- Estudio de procesos de almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas profundas: entrapamiento estructural, estratigráfico, hidrodinámico, por disolución del CO₂ en el agua salada de formaciones permeables profundas y confinamiento mineral.
- Almacenamiento en cuencas de carbón y en yacimientos depletados de hidrocarburos.
- Obtención de mapas geológicos de España para la localización de posibles emplazamientos de almacenamiento de CO₂ y cubicación del potencial de almacenamiento de los mismos. Caracterización de almacenamientos.
- Tecnologías de inyección y confinamiento de CO₂.
- Tecnologías de predicción de resultados. Modelización.
- Tecnologías de monitorización, evaluación, reporting y verificación (MERV) de almacenamiento de CO₂. Especificación de exigencias de seguridad, control y seguimiento.
- Tecnologías de Aseguramiento y mitigación de riesgos. Tecnologías de remediación.

Fuente: PTCO₂

Cuadro VI.6. Expectativas de evolución de las distintas tecnologías



Fuente: PTCO.

4. ESTIMACIÓN DE COSTES DE LA CAPTURA

La captura de CO₂ requiere mucha energía, lo que da lugar a un consumo mas elevado de combustible y a una importante reducción de la eficiencia global de las centrales, sobre la que tendrían sin el uso de la captura. Esto junto con el equipamiento adicional necesario da lugar a un mayor inversión específica y en consecuencia un mayor coste de producción.

Las estimaciones de costes para la captura de CO₂ producido por la generación de electricidad y su posterior almacenamiento en el nivel actual de desarrollo tecnológico se elevan hasta 70 euros por tonelada de CO₂, lo que hace que el uso de estas tecnologías a gran escala resulte prohibitivamente caro por el momento. Sin embargo, se prevén importantes mejoras tecnológicas para los próximos años. En un futuro inmediato se esperan incrementos en la eficiencia de las centrales y reducciones de los costes de la captura de CO₂, mientras que los beneficios colaterales obtenidos de la captura y almacenamiento del CO₂ (tales como el uso de flujos de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo) reducirán en algunos casos aún más los costes netos de operaciones de captura y almacenamiento del CO₂ específicas en la producción de electricidad.

En el cuadro VI.1 se refleja la estimación de las mejoras tecnológicas y costes que se presume tendrán lugar en los próximos años y que son el resultado de una amplia encuesta llevada a cabo por VGB entre compañías eléctricas y fabricantes de bienes de equipo.

Otras fuentes como el Clean Coal Centre de la Agencia Internacional de la Energía en su estudio sobre las tecnologías de carbón realizado en 2005, recogiendo información de múltiples fuentes, llegaba a la estimación de costes y rendimientos expresada en el cuadro VI.2

Los modelos y estudios disponibles con perspectivas a medio y largo plazo permiten de esta forma estimar los costes de captura y almacenamiento del CO₂ en 2020 en cerca de 20 ó 30 €/tCO₂. En los modelos esto se traduce en que, en 2020 o poco después, los costes de producción de electricidad en las centrales alimentadas con carbón con captura y almacenamiento del CO₂ superarán sólo en un 10 % o incluso permanecerán equivalentes al nivel actual.

Cuadro VI.1. Expectativas de evolución de las distintas tecnologías

		2005	2030	2030 CAC	2050 CAC
Central de carbón pulverizado					
Horas de operación anual		7.500	7.500	7.500	7.500
Potencia eléctrica	MW	1.100	1.100	1.012	1.012
Rendimiento bruto	%	49,9	55,8	56,3	58
Potencia consumos aux.	MW	85	75	319	265
Rendimiento neto	%	46	52	40	44
Potencia neta	MW	1.015	1.025	721	769
Inversión total	MW	1.084	1.125	1.468	1.476
Inversión específica	€/kWn	1.068	1.097	2.036	1.919
Central de gasificación integrada con ciclo combinado					
Horas de operación anual		7.000	7.000	7.000	7.000
Potencia eléctrica	MW	968	1.100	1.088	1.181
Rendimiento bruto	%	52,1	57,9	53,2	57,7
Potencia consumos aux.	MW	112	112	208	198
Rendimiento neto	%	46,1	52	43	48
Potencia neta	MW	856	988	880	983
Inversión total	MW	1.176	1.230	1.388	1.442
Inversión específica	€/kWn	1.373	1.245	1.578	1.467
Central de carbón con oxidación					
Horas de operación anual				7.000	7.000
Potencia eléctrica	MW			1.100	1.100
Rendimiento bruto	%			52,1	55,5
Potencia consumos aux.	MW			214	188
Rendimiento neto	%			42	46
Potencia neta	MW			886	912
Inversión total	MW			1.469	1.463
Inversión específica	€/kWn			1.658	1.604
Central de ciclo combinado de gas natural					
Horas de operación anual		6.000	6.000	6.000	6.000
Potencia eléctrica	MW	800	800	800	800
Rendimiento bruto	%	59	63	63	66
Potencia consumos aux.	MW	16	16	81	81
Rendimiento neto	%	57,8	61,7	56,6	59,3
Potencia neta	MW	784	784	719	719
Inversión total	MW	347	382	525	525
Inversión específica	€/kWn	443	487	731	731

Fuente: VGB

Cuadro VI.2. Inversión específica y rendimientos esperados con las tecnológicas de carbón

		Inversión específica €/kWe	Rendimiento neto
			%
C. Supercrítico	s/. Captura	1.000	43
2005	c/. Captura	1.583	35
C. Ultrasupercr.	s/. Captura	1.000	50
2030	c/. Captura	1.333	42
GICC2005	s/. Captura	1.167	45
	c/. Captura	1.583	37
GICC 2030	s/. Captura	1.083	50
	c/. Captura	1.417	43

Fuente: Colin Henderson, septiembre 2005. Towards zero emission coal-fired power plants. AIE-CCC.

5. ASPECTOS RELACIONADOS CON LA ACEPTACIÓN PÚBLICA

Con relación a la Sociedad y la opinión pública en general, la madurez, entendimiento y percepción de las posibilidades y riesgos varía ampliamente entre regiones y distintos grupos de interés dentro de la sociedad. La percepción de los temas que afectan al despliegue de CAC, según un estudio llevado a cabo por el DTI británico, por orden de prioridad es el siguiente:

- **Coste de despliegue.** Los proyectos CAC son de gran escala comparados con otras opciones de baja o nula emisión (solar, eólica) y, por lo tanto, requieren inversiones muy elevadas, aunque el coste por tonelada de CO₂ evitada puede ser substancialmente inferior.
A este respecto, la industria tiende a ser optimista en general y cree que hay un gran potencial para reducir los costes en los próximos años. No obstante, en la actualidad es ampliamente aceptado, que los costes actuales exceden de los potenciales beneficios, y por el momento no es una opción atractiva.
- **Escala y tamaño de los proyectos.** El gran potencial de CAC sólo aflora con una puesta en marcha a gran escala, por el importante impacto que puede tener sobre el sistema energético y el volumen de emisiones a la atmósfera evitadas.
- **Percepción de riesgos para la salud y la seguridad.** Fundamentalmente afecta al almacenamiento. Hasta la fecha hay muy pocos proyectos en operación en el mundo y el grueso de los mismos tienen por finalidad mejorar la recuperación de petróleo en los yacimientos en explotación. Aunque los riesgos sean evaluados como bajos por la comunidad técnica, los grupos ecologistas y el público en general tienden a mostrar un mayor grado de preocupación y alarma.
En general se considera que las probabilidades de que se produzca una fuga catastrófica son ínfimas, pero, por el contrario, cualquier evidencia de fuga tendría un impacto muy negativo sobre la percepción de esta tecnología en la opinión pública. Asimismo, es previsible que llegado el momento aflore el efecto "NIMBY" en las comunidades locales.
- **Políticas de apoyo.** La comunidad energética por lo general apoya CAC, en la medida en que hace posible extender el uso de los combustibles fósiles en un contexto en que es necesario evitar sus emisiones. No obstante, otros sectores lo consideran negativo por estas mismas razones y muestran su escepticismo en la medida en que pueden desviar y reducir la atención prestada al fomento de las energías renovables y a las medidas de ahorro y eficiencia energética.
- **Disponibilidad de un marco regulatorio que permita desplegar CAC y gestionar los riesgos.** Hasta la fecha ningún país dispone de un marco regulatorio que permita llevar a cabo CAC con seguridad jurídica, ni gestionar los riesgos (fugas) en el largo plazo. No obstante, en el ámbito comunitario, la Comisión Europea ya ha iniciado la elaboración de un marco regulatorio que propondrá formalmente en 2008, para iniciar su tramitación.

6. CONSIDERACIONES FINALES

El cambio climático, de acuerdo con el actual conocimiento científico, representa un serio reto global de carácter medioambiental, económico y social y en ese sentido el sector eléctrico, como uno de los principales sectores emisores, deberá caminar hacia tecnologías de generación de baja emisión con vistas a disponer en torno al 2050 de un parque de generación cuyo balance de emisiones de CO₂ a la atmósfera sea prácticamente neutro, lo que recientemente se ha venido a acuñar bajo el nombre de "Generación Eléctrica Sostenible".

En lo que a los combustibles sólidos se refiere, desde la perspectiva de hoy, ello sólo será posible mediante la utilización de las técnicas de captura y almacenamiento geológico del CO₂ (CAC). A este respecto, la Comisión Europea considera que en el 2020 todas las centrales nuevas de carbón deberían estar equipadas con CAC, y que las centrales construidas hasta entonces deberían estar preparadas para equiparse de la misma forma a partir de esa fecha.

Aunque las distintas fases de CAC ya han sido usadas por otras industrias, si bien a mucha menor escala, el reto actual es su escalación a tamaño de las centrales térmicas.

Un requisito previo para el desarrollo exitoso de la captura de CO₂ es reducir los consumos energéticos necesarios durante este proceso, y para ello también es vital que los rendimientos de las tecnologías de combustión mejoren, de forma que se puedan compensar las pérdidas energéticas debidas a los procesos de captura.

Para reducir costes y mejorar rendimientos de las centrales con captura es necesario el desarrollo y ensayo de nuevos materiales, componentes y procesos. Para hacer frente a este reto, la CE está impulsando un amplio programa que consiste tener en operación en 2015 12 proyectos de demostración de las distintas técnicas de captura de CO₂, de forma que tras una experiencia 5 años, sea posible disponer comercialmente de estas tecnologías en 2020.

Aun así, el potencial real de CAC sólo afloraría si se implantara a gran escala, tanto por razones de infraestructura de transporte, como por los previsibles costes de identificación y puesta a punto de las estructuras geológicas de almacenamiento. En los próximos años deberá hacerse un esfuerzo importante para identificar las estructuras geológicas idóneas.

Anexo VII
GENERACIÓN ELÉCTRICA NUCLEAR

GENERACIÓN ELÉCTRICA NUCLEAR

1. EL PARQUE NUCLEAR ACTUAL

La participación de centrales nucleares en la cobertura futura de la demanda eléctrica podría basarse en los siguientes principios:

Mantener las actuales centrales nucleares operando hasta los 60 años de vida desde su entrada en operación comercial.

La cantidad adicional de energía eléctrica que se generaría por las actuales centrales españolas cada 10 años de funcionamiento adicional a los 40 previstos inicialmente es de 600.000 GWh, que equivalen a la energía generada por dos centrales nucleares nuevas de 1.000 MWe durante 40 años. Esta cifra, nada despreciable, equivale a la cantidad aproximada de energía eléctrica que se consume en España durante 2 años y medio.

Esta energía adicional generada por las centrales nucleares españolas evitaría la emisión anual de unos 40 millones de toneladas de CO₂.

La operación a largo plazo de una central nuclear no requiere inversiones tan fuertes como en el caso de la construcción de una nueva y, además, se beneficia de los bajos costes de operación y mantenimiento, así como del combustible.

En la explotación de las centrales nucleares se utilizan las mejores herramientas de seguimiento y control de los componentes principales para que las instalaciones se encuentren en óptimas condiciones cuando alcancen su plazo de diseño original.

Los resultados de numerosos proyectos de investigación internacionales sobre el envejecimiento de los materiales y la experiencia de operación, en muchos de los cuales participan las centrales nucleares españolas, han demostrado que es técnicamente viable operar las centrales nucleares más allá de su plazo de diseño inicial.

La operación de las centrales nucleares españolas no tiene un periodo fijo establecido. sus autorizaciones de explotación se renuevan periódicamente como resultado de la vigilancia y control continuo que realiza el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) del funcionamiento de las mismas y de la evaluación de la documentación y revisión de la seguridad, presentando un informe al Ministerio de Industria para que éste conceda la renovación de licencia solicitada. La periodicidad de estas renovaciones es actualmente de 10 años.

El coste de generación correspondiente a los años de extensión de la operación de la planta es de 48% menor que el estimado para una central de nueva construcción y menos de la mitad de los estimados para otras fuentes energéticas (carbón, gas., etc.).

Sustituir por energías renovables los ocho reactores nucleares (7.728 MW de potencia) que están funcionando en España costaría entre 15.000 y 20.000 millones de euros, dependiendo de la alternativa elegida. A esta cantidad habría que sumar la correspondiente compensación económica a las empresas propietarias, tanto por el valor de las ins-

talaciones como por el lucro cesante, que supone la pérdida de producción por los años de funcionamiento posibles no utilizados. Igualmente, habría que añadir las consecuencias en el empleo, ya que el cierre forzaría el despido progresivo de 20.000 trabajadores; el impacto económico en las zonas donde están instaladas las nucleares, y la pérdida de ingresos fiscales por parte de los municipios. Por lo que respecta al sistema eléctrico afectaría a la estabilidad del mismo que se apoya fundamentalmente en la garantía de potencia y en la generación con energías de funcionamiento en base como es el caso de la nuclear.

Una central con dos reactores puede generar un número de empleos fijos de alrededor de 900. Mientras, una central eólica apenas requiere media docena de personas para su mantenimiento. El impacto económico de cada unidad nuclear en la zona donde está instalada es de 18 millones de euros anuales –162 millones de euros en total-. Además, los municipios de las zonas de influencia de las centrales reciben 27 millones de euros al año en concepto de impuesto y cánones.

El abandono de la energía nuclear produciría un deterioro considerable en la capacidad tecnológica adquirida, tanto en España como en Europa, y las oportunidades de un desarrollo y perfeccionamiento tecnológico futuro. El sector nuclear español ha demostrado una capacidad tecnológica importante, empezando con los reactores actuales, y continuando con el desarrollo de los reactores avanzados y en el futuro con las investigaciones en los reactores de fusión. Las empresas españolas del sector nuclear participan internacionalmente en un gran número de proyectos de construcción y mantenimiento y en otras áreas de la Industria donde los avances tecnológicos nucleares son de gran utilidad.

2. PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS

Un factor significativo en la futura expansión de la industria nuclear es el ciclo de combustible elegido, es decir: qué tipo de combustible y de reactores, térmicos o rápidos, se usarán así como cuál será el método de almacenamiento del combustible gastado.

A este respecto, conviene considerar la conveniencia del reprocesamiento del combustible irradiado lo que llevaría consigo un mejor aprovechamiento del mismo con la consiguiente reducción de residuos radiactivos de alta actividad y disminución del consumo de recursos energéticos.

Con los nuevos ciclos de combustible la disponibilidad del mismo se extiende a miles de años.

Las centrales nucleares a poner en marcha a principios de la década del 2020 deberían ser con reactores de diseños avanzados, mejorados o pasivos, como los que se indican a continuación: EPR, AP-1000, APWR, ESBWR, ABWR, Pebble Bed, Candu, AES-92.

Lo más probable es que sean reactores del tipo de agua ligera, como los actualmente en operación. Algunos podrían instalarse en los actuales emplazamientos de centrales nucleares con las consiguientes ventajas en aspectos técnicos, sociales y económicos.

Las principales características de los reactores nucleares que se están construyendo o se prevé instalar en breve, como el reactor de diseño franco-alemán (EPR) o los de diseño estadounidense (AP-1000, ESBWR, ABWR), tienen las siguientes características:

- Vida útil de 60 años.
- Períodos de construcción entre 36 y 60 meses.
- Potencia eléctrica entre 1.000 y 1.600 MW.
- Mayor seguridad que los actuales.
- Menor producción de residuos que los actuales.
- Mayor aprovechamiento del combustible con la posibilidad de usar como combustible óxidos mixtos de uranio y plutonio (MOX).

Estudios recientes de costes recientes €/MWh dan los siguientes datos: coste de generación unos 20 €/MWh estable a largo plazo con la siguiente distribución: costes de capital (57%), costes de operación y mantenimiento (31%), costes de combustible (12%). Aunque se consideraran los costes asociados a la gestión de los residuos y desmantelamiento, es decir se internalizaran, como ocurre en España, el coste unitario de la electricidad generada en centrales nucleares es más bajo que el de otro tipo de centrales sin tener en cuenta el coste asociado a las emisiones de CO₂.

Poner en marcha, antes del 2030, 10.000 MW de nueva potencia nuclear permitiría junto a otras medidas afrontar los problemas de suministro energético, la disminución de los recursos de petróleo y gas, el aumento de la población, así como los compromisos medioambientales.

A finales de los años 2020 o primeros de 2030 podrían entrar en funcionamiento algunos diseños de la Generación IV y posteriormente los productos del proyecto ITER. Para los primeros se ha establecido el Foro Internacional de la Generación IV (GIF) que es un grupo internacional de organismos gubernamentales, cuyo objetivo es facilitar la cooperación bilateral y multilateral para el desarrollo de nuevos reactores nucleares de futuro, que cumplan con los siguientes objetivos:

- Reducción de los costes de capital.
- Aumento de la seguridad nuclear.
- Generación mínima de residuos radiactivos.
- Mayor reducción del riesgo de proliferación.

Existe un acuerdo entre los 10 países miembros (Argentina, Brasil, Canadá, Francia, Japón, Sudáfrica, Corea, Suiza, Reino Unido y Estados Unidos) y Unión Europea, a través de Euratom, por el cual se han escogido seis tecnologías de nuevos reactores y sus ciclos de combustible, que representan el futuro de la energía nuclear, para que sean desarrollados conjuntamente antes del año 2030.

El ITER es un proyecto internacional para el desarrollo de un reactor de fusión cuya construcción se iniciará próximamente en Francia con el objetivo de probar la viabilidad de este tipo de reactores.

Anexo VIII
EQUIPO GENERADOR EN LOS DISTINTOS CASOS

EQUIPO GENERADOR EN LOS DISTINTOS CASOS

1. CARACTERIZACIÓN DEL EQUIPO EXISTENTE

Las características del equipo generador considerado firme, sus potencias, años de entrada en servicio y de baja, indisponibilidades a efectos de punta, consumos propios, etc son los que figuran en el cuadro VIII.1. Se ha preferido manejar parámetros medios por familias de centrales, dada la finalidad del trabajo, que es realizar un análisis global. Los criterios de baja de grupos son los expuestos en el informe.

Cuadro VIII.1. Caracterización del Equipo Generador

1/3

		Año E.S.	Año F.S.	Pot nomin (MW)	Cons propios (%)	Pot neta (MW)	Indisp no prog (%)	Pot dispon (MW)
			31-XII	ene-06				
NUCLEAR								
CABRERA	160	1969	2005	0	3,0%	0	8,0%	0
GAROÑA	460	1971	2031	466	3,0%	452	8,0%	416
ALMARAZ 1	930	1983	2043	977,00	3,0%	948	8,0%	872
ALMARAZ 2	930	1984	2044	980,00	3,0%	951	8,0%	875
ASCO 1	930	1984	2044	1.032,50	3,0%	1.002	8,0%	921
COFRENTES	990	1985	2045	1.092,02	3,0%	1.059	8,0%	975
ASCO 2	930	1986	2046	1.027,20	3,0%	996	8,0%	917
TRILLO 1	1.041	1988	2048	1.066,00	3,0%	1.034	8,0%	951
VANDELLOS 2	992	1988	2048	1.087,00	3,0%	1.055	8,0%	970
				7.727,86		7.496		6.896
L . PARDO								
PUENTES 1	350	1976	2020	369,00	5,0%	351	7,0%	326
PUENTES 2	350	1977	2020	366,00	5,0%	348	7,0%	323
PUENTES 3	350	1978	2021	366,00	5,0%	348	7,0%	323
PUENTES 4	350	1979	2021	367,00	5,0%	349	7,0%	324
MEIRAMA	550	1980	2022	563,00	4,2%	539	7,0%	502
				2.031,00		1.934		1.799
C. IMPORTACIÓN								
PASAJES	214	1967	2012	217,00	4,0%	208	6,0%	196
LITORAL 1	550	1984	2024	577,00	3,5%	557	6,0%	523
BARRIOS	550	1985	2025	568,00	3,0%	551	6,0%	518
LITORAL 2		1997	2037	582,00	3,5%	562	6,0%	528
				1.944,00		1.878		1.765

...

Cuadro VIII.1. Caracterización del Equipo Generador

2/3

		Año E.S.	Año F.S.	Pot nomin (MW)	Cons propios (%)	Pot neta (MW)	Indisp no prog (%)	Pot dispon (MW)
			31-XII	ene-06				
L. NEGRO								
ESCUCHA	160	1970	2010	160	10,0%	144	7,0%	134
SERCHS	160	1971	2006	160	10,0%	144	7,0%	134
TERUEL 1	350	1979	2019	368	4,5%	351	7,0%	327
TERUEL 2	350	1979	2019	368	4,5%	351	7,0%	327
TERUEL 3	350	1980	2020	366	4,5%	350	7,0%	325
ESCATRON	80	1990	2010	80	5,5%	76	7,0%	70
				1.502		1.416		1.317
HULLA ANTRACITA								
SOTO 1	68	1962	2002	68	6,0%	64	9,0%	58
SOTO 2	254	1967	2007	254	6,0%	239	9,0%	217
SOTO 3	350	1984	2024	350	6,0%	329	9,0%	299
NARCEA 1	65	1965	2005	65	6,0%	61	9,0%	56
NARCEA 2	154	1969	2009	166	6,0%	156	9,0%	142
NARCEA 3	350	1984	2024	364	6,0%	342	9,0%	311
PUENTENUEVO 3	313	1980	2020	324	6,0%	305	9,0%	277
COMPOSTILLA 1	141	1961	2001	141	6,0%	133	9,0%	121
COMPOSTILLA 2	141	1965	2005	148	6,0%	139	9,0%	127
COMPOSTILLA 3	330	1972	2012	337	6,0%	317	9,0%	288
COMPOSTILLA 4	350	1981	2021	359	6,0%	337	9,0%	307
COMPOSTILLA 5	350	1984	2024	356	6,0%	335	9,0%	305
GUARDO 1	148	1964	2004	155	6,0%	146	9,0%	133
GUARDO 2	350	1984	2024	361	6,0%	339	9,0%	309
LADA 3	155	1967	2007	155	6,0%	146	9,0%	133
LADA 4	350	1981	2021	358	6,0%	337	9,0%	306
ROBLA 1	270	1971	2011	284	6,0%	267	9,0%	243
ROBLA 2	350	1984	2024	371	6,0%	349	9,0%	317
PUERTOLLANO CSE 1	220	1972	2012	221	6,0%	208	9,0%	189
ABOÑO 1	360	1974	2014	360	6,0%	338	9,0%	308
ABOÑO 2	543	1985	2025	556	6,0%	523	9,0%	476
ANLLARES	350	1982	2022	365	6,0%	343	9,0%	312
ELCOGAS		1996	2021	320	12,0%	282	5,0%	268
				6.438		6.033		5.501

...

Cuadro VIII.1. Caracterización del Equipo Generador

3/3

		Año E.S.	Año F.S.	Pot nomin (MW)	Cons propios (%)	Pot neta (MW)	Indisp no prog (%)	Pot dispon (MW)
			31-XII	ene-06				
FUEL/GAS								
ACECA 1	314	1969	2004	314,00	5,0%	298	8,0%	274
ALGECIRAS 1	220	1970	2005	220,00	5,0%	209	8,0%	192
ALGECIRAS 2	533	1975	2010	533,00	5,0%	506	8,0%	466
BESOS 1	150	1967	2002	150,00	5,0%	143	8,0%	131
BESOS 2	300	1972	2007	300,00	5,0%	285	8,0%	262
FOIX	520	1979	2014	520,00	5,0%	494	8,0%	454
SAN ADRIAN 1	350	1973	2008	350,00	5,0%	333	8,0%	306
SAN ADRIAN 3	350	1976	2011	350,00	5,0%	333	8,0%	306
SANTURCE 1	377	1969	2004	377,00	5,0%	358	8,0%	329
				3.114,00		2.958		2.722
FUEL								
ACECA 2	314	1970	2005	314,00	5,0%	298	8,0%	274
BADALONA II 1	172	1967	2001	172,00	5,0%	163	8,0%	150
BADALONA II 2	172	1967	2001	172,00	5,0%	163	8,0%	150
CASTELLON 1	542	1972	2007	542,00	5,0%	515	8,0%	474
CASTELLON 2	542	1973	2008	542,00	5,0%	515	8,0%	474
ESCOMBRERAS 4	289	1966	2001	289,00	5,0%	275	8,0%	253
ESCOMBRERAS 5	289	1968	2003	289,00	5,0%	275	8,0%	253
SABON 1	120	1972	2007	120,00	5,0%	114	8,0%	105
SABON 2	350	1975	2010	350,00	5,0%	333	8,0%	306
SAN ADRIAN 2	350	1974	2009	350,00	5,0%	333	8,0%	306
SANTURCE 2	542	1972	2007	542,00	5,0%	515	8,0%	474
				3.682,00		3.498		3.218
CCGT								
CCGT es 2002		2002	2032	2.741,97	2,75%	2.667	6,0%	2.507
CCGT es 2003		2003	2033	1.550,00	2,75%	1.507	6,0%	1.417
CCGT es 2004		2004	2034	3.861,00	2,75%	3.755	6,0%	3.530
CCGT es 2005		2005	2035	4.340,00	2,75%	4.221	6,0%	3.968
CCGT es 2006		2006	2036	2.694,00	2,75%	2.620	6,0%	2.462
CCGT es 2007		2007	2037	3.200,00	2,75%	3.112	6,0%	2.925
CCGT es 2008		2008	2038	2.400,00	2,75%	2.334	6,0%	2.194
CCGT es 2009		2009	2039	2.400,00	2,75%	2.334	6,0%	2.194
CCGT es 2010		2010	2040	2.800,00	2,75%	2.723	6,0%	2.560
CCGT es 2011		2011	2041	3.200,00	2,75%	3.112	6,0%	2.925
HIDRAULICA								
HIDRAULICA								
CONV Y MIXT	14106			14.252,05	1,5%	14.038	56,8%	6.065
BOMBEO PURO	2500			2.418,00	1,5%	2.382	15,0%	2.024
				16.670,00				

2. EQUIPO CONSIDERADO EN CADA CASO

En el cuadro VIII.2 se recoge la potencia considerada en los distintos casos objeto de análisis.

El equipo total que en definitiva se contempla en cada uno de los cuatro casos figura en el cuerpo principal del presente informe y se recoge en los gráficos VIII.1, VIII.2, VIII.3 y VIII.4.

**Cuadro VIII. 2. Equipo Firme y adicional considerado en los distintos casos.
En MW**

a) Equipo Firme (común a todos los casos)				
	2005	2020	2025	2030
Nuclear	7.728	7.728	7.728	7.728
Carbón	11.914	8.207	1.710	581
CCGT	12.493	29.187	29.187	29.187
Hidroeléctrica	16.670	18.385	18.385	18.385
Fuel-Gas	5.033	0	0	0
Total RO	53.838	63.506	57.009	55.881
Cogeneracion+TR	6.311	9.100	9.100	9.100
Solar Fotov	42	1.300	1.800	2.300
Solar Termoeléctrica	0	500	500	500
Eólica Terrestre	9.939	29.000	30.000	30.000
Eólica Marina	0	0	2.500	5.000
Minihidráulica	1.716	2.199	2.199	2.199
Biomasa	488	2.274	2.274	2.274
Residuos	506	591	591	591
Total RE	19.003	44.964	48.964	51.964
Total Equipo Firme	72.841	108.470	105.973	107.845
b) Equipos adicionales en cada caso				
Caso base				
	2005	2020	2025	2030
Equipos de punta		7.693	19.566	26.528
Expansión Nuclear				
	2005	2020	2025	2030
Nuclear			5.200	6.500
Equipos de punta		7.405	13.744	19.381
Total equipo adicional		7.405	18.944	25.881

Máxima Penetración de Renovables

	2005	2020	2025	2030
Hidráulica regulada+Bombeo		400	3.300	3.300
Eólica terrestre		2.250	7.500	13.750
Eólica marina		5.000	7.500	10.000
Equipos de punta		6.207	14.375	20.191
Total equipo adicional		13.857	32.675	47.241

Carbón con captura				
	2005	2020	2025	2030
Carbón		0	5.200	6.500
Equipos de punta		7.693	14.049	19.632
Total equipo adicional		7.693	19.249	26.132

Gráfico VIII.1. Equipo Generador: Caso Base
Evolución de la Potencia instalada y de la punta de demanda

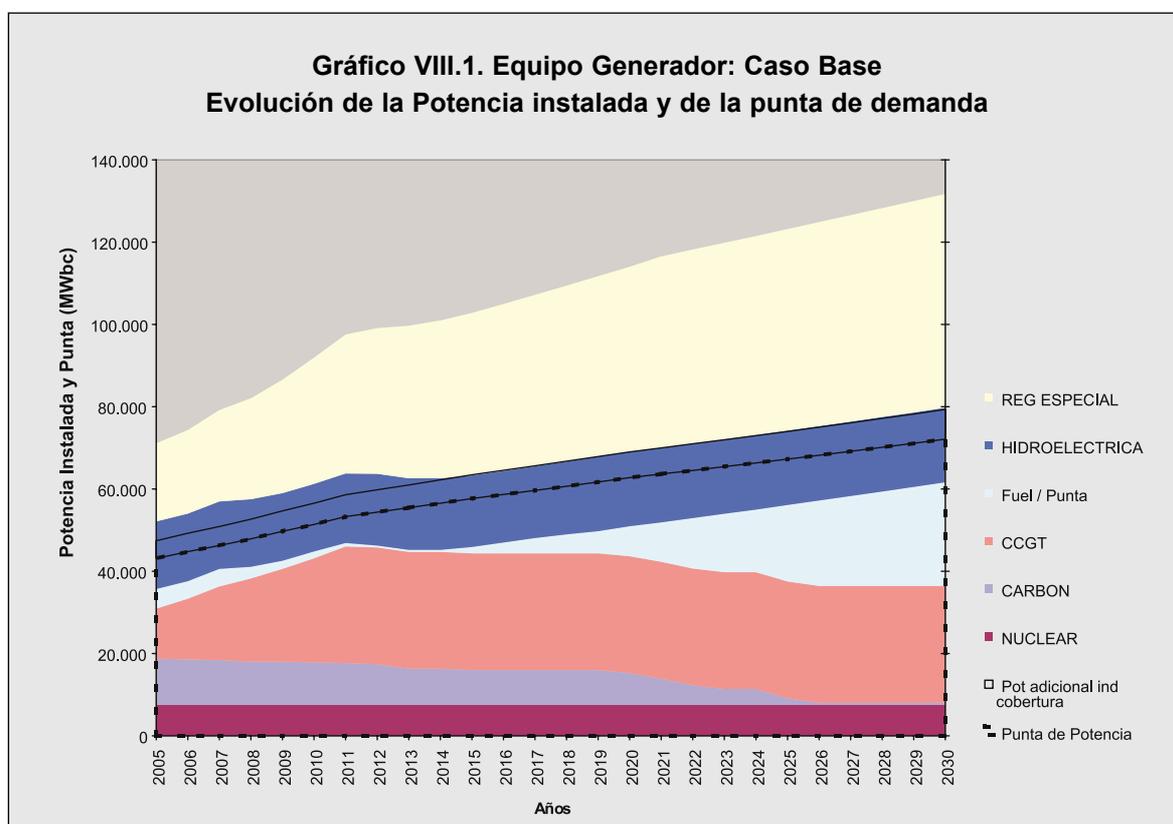


Gráfico VIII.2. Equipo Generador : Caso Nuclear
Evolución de la Potencia instalada y de la punta de demanda

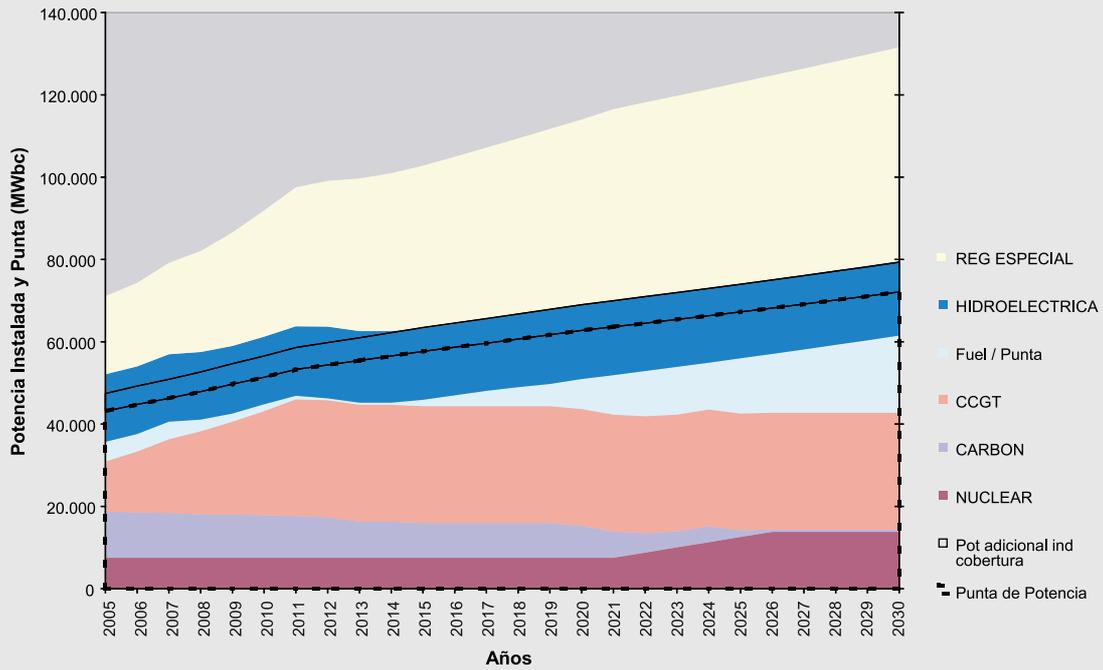


Gráfico VIII.3. Equipo Generador : Caso Carbón
Evolución de la Potencia instalada y de la punta de demanda

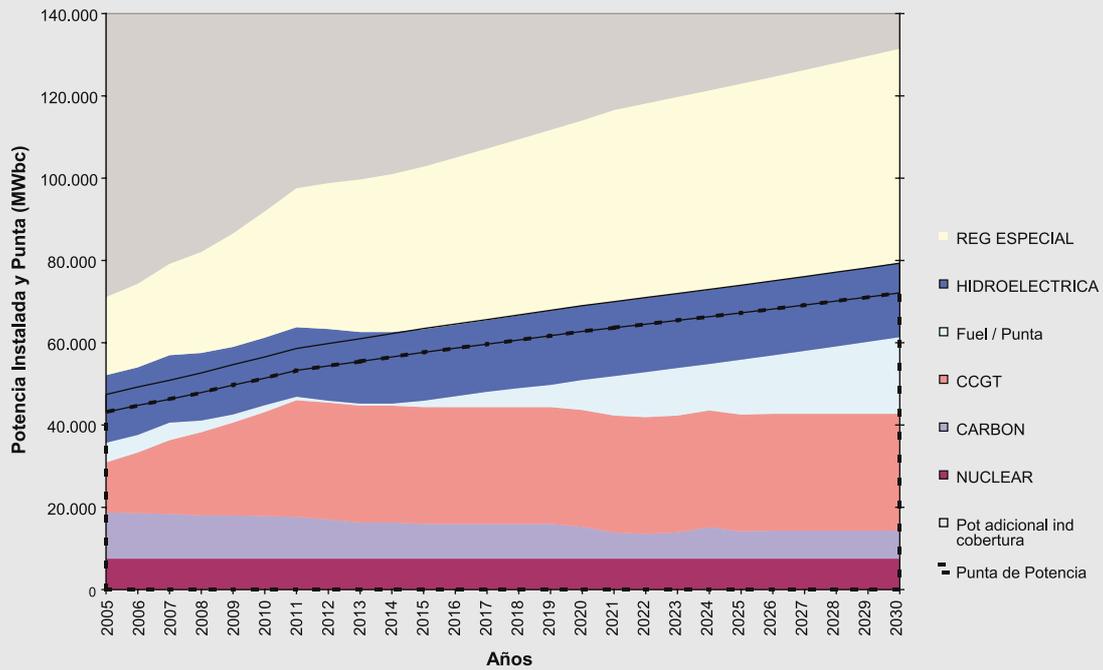


Gráfico VIII.4. Caso Mayor Penetración de Energías Renovables
Evolución de la Potencia instalada y de la punta de demanda

