

empresa  
**baja en carbono**

**Hacia una  
empresa  
baja en  
carbono**

**gasNatural**  
**fenosa**







# Sumario

● Prólogo	06		
● Resumen Ejecutivo	07		
● Capítulo I. Hitos, metas y regulación	12		
1.1. La ciencia del cambio climático	13		
1.1.1. ¿Qué causa el cambio climático?			
1.1.2. ¿Cómo han aumentado las concentraciones de GEI?			
1.1.3. ¿Cuál es el aumento esperado en las temperaturas?			
1.1.4. ¿Cuáles son los daños esperados del cambio climático?			
1.1.5. ¿Cuáles son las certidumbres e incertidumbres en el problema del cambio climático?			
1.1.6. ¿Cuál es el rumbo de acción más racional ante una situación de incertidumbre?			
1.2. La necesidad de una revolución tecnológica	22		
1.3. ¿Qué es un sistema energético sostenible?	26		
1.4. ¿Cómo han evolucionado las emisiones, en el mundo, en Europa y en España?	27		
1.4.1. Mundial			
1.4.2. UE-27			
1.4.3. España			
1.5. ¿Cuál el coste de reducir los riesgos del cambio climático?			34
1.6. ¿Cuál es el entorno regulatorio?			39
1.6.1. Mundial			
1.6.1.1. Kioto			
1.6.1.2. Post-Kioto			
1.6.2. Europa			
1.6.2.1. El paquete 20-20-20-10			
1.6.2.2. El sistema europeo de comercio de emisiones (SECE)			
1.6.2.3. Sectores difusos			
1.6.2.4. Estándares de emisión para nuevos coches de pasajeros			
1.6.2.5. Directiva de edificación			
1.6.2.6. Directiva CAC (captura y almacenamiento de carbono)			
1.6.2.7. Directiva de energías renovables			
1.6.2.8. Eficiencia energética			
1.6.3. Nacional			
1.6.3.1. Los Planes Nacionales de Asignación de derechos de emisión			
1.6.3.2. Energías renovables			
1.6.3.3. Eficiencia energética			
1.6.3.4. Edificación sostenible			
1.6.3.5. Vehículo eléctrico			

## ● Capítulo II. Gas Natural Fenosa frente al cambio climático

81

2.1. Posicionamiento y estrategia de Gas Natural Fenosa	83
2.2. La eficiencia energética	88
2.2.1. Eficiencia en la generación eléctrica y cambio de combustible	
2.2.2. Eficiencia energética en la distribución	
2.2.3. Eficiencia en el uso final de la electricidad y el combustible	
2.2.4. Cambio en el uso final del combustible	
2.3. Tecnologías limpias y combustibles fósiles	104
2.3.1. Los ciclos combinados	
2.3.2. Tecnologías de carbón limpio	
2.3.3. Captura y almacenamiento de carbono (CAC)	
2.3.4. Hidrógeno	
2.4. Energías renovables eléctricas	107
2.4.1. Hidráulica	
2.4.2. Eólica	
2.4.3. Solar	
2.4.4. Biomasa	
2.4.5. Geotérmica	

2.5. La energía nuclear 112

2.6. Mercados de CO<sub>2</sub> 112

2.7. Mecanismo de desarrollo limpio (MDL) 114

2.8. Sumideros de carbono 115

2.9. Movilidad sostenible 117

    2.9.1. El uso del gas en el transporte

    2.9.2. Biocombustibles

    2.9.3. El coche eléctrico

## ● Valoración y conclusiones

120

## ● Referencias

123

## ● Notas

127

# ○ Prólogo

La sostenibilidad y la eficiencia energética son dos de los principales atributos de Gas Natural Fenosa. No podemos hablar de energía sin pensar en el medio ambiente y en la necesidad ineludible de hacer un uso eficiente de los recursos, para garantizar un desarrollo equilibrado de nuestro planeta.

El esfuerzo de Gas Natural Fenosa en materia de sostenibilidad ha sido nuevamente reconocido por los mercados de capitales. La compañía forma parte los dos índices de sostenibilidad más prestigiosos: el Dow Jones Sustainability Index, donde somos líderes entre todas las empresas de agua, gas y electricidad de Europa, y el FTSE4Good, donde somos una de las dos empresas españolas presentes en él desde su creación.

Además, hemos obtenido la mayor puntuación entre las utilities españolas en el Carbon Disclosure Project, iniciativa impulsada por los principales inversores institucionales del mundo, para premiar a las compañías que destacan por su compromiso frente al cambio climático.

Consciente de la importancia de realizar una gestión sostenible, Gas Natural Fenosa quiere ser parte activa en el fomento de nuevas tecnologías más eficientes y en la transferencia de conocimiento. Ambos son imprescindibles para gestionar con eficacia el cambio de modelo energético bajo en carbono, hacia el que debe encaminarse la sociedad del siglo XXI.

Éste es el motivo que ha impulsado la elaboración del libro que tienen en sus manos. Con este ensayo, queremos ofrecer una panorámica objetiva de la situación, evolución, reflexiones y medidas para la lucha contra los efectos del cambio climático. En él se recogen, además, algunas actuaciones de nuestro grupo, y el conocimiento y experiencia de los profesionales de la compañía dedicados a la gestión de la energía y su relación en el medio ambiente.

La publicación, que ha contado con la inestimable participación y aval del Instituto de Empresa, queremos que sirva como una herramienta útil para incorporar los criterios de sostenibilidad medioambiental en los procesos de toma de decisiones de las empresas.

El compromiso de Gas Natural Fenosa con la sociedad va más allá del suministro seguro y eficiente de energía, para cubrir los crecientes requerimientos de progreso y bienestar de la sociedad. Por ello, iniciativas como la publicación de este libro refuerzan el diálogo continuado que mantenemos con todos los grupos de interés, en especial con los más de 20 millones de clientes que tenemos en todo el mundo, y muestran la sólida base de la responsabilidad corporativa de esta compañía.

**Salvador Gabarró**

Presidente de Gas Natural Fenosa





# Resumen Ejecutivo

Resumen Ejecutivo

Capítulo I.  
Hitos, metas  
y regulación

Capítulo II.  
Gas Natural Fenosa  
frente al cambio  
climático

Valoración  
y conclusiones

Referencias

Notas

# Resumen Ejecutivo

## El cambio climático derivado de la acción humana

Existe un amplio acuerdo en la comunidad científica, aunque no un consenso absoluto, sobre que el clima global está cambiando y en cuanto a que las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) derivadas de la acción humana han contribuido a ese cambio climático. Los niveles actuales de GEI no tienen precedentes en los últimos 650.000 años. Las concentraciones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) se han incrementado desde las 280 partes por millón (ppm) en 1750 a las 385 ppm hoy, como consecuencia de la quema de combustibles fósiles, la deforestación y otros cambios en el uso de la tierra. Las emisiones de GEI mundiales se han doblado desde principios de los años 1970 y es probable que vuelvan a doblarse en 2008-2050 si no se hace nada adicional para reducirlas.

El aumento total de la temperatura es de 0,76 °C entre los años 2001-2005 en relación con 1850-1899. Este calentamiento no tiene lugar homogéneamente en todo el planeta. Desde distintas instituciones (IPCC, Comisión Europea, Agencia Internacional de la Energía, Instituto de Clima de Potsdam, entre otros), se muestra la necesidad de recortes drásticos de las emisiones. Los aumentos de temperatura "seguros", es decir, que evitan los riesgos de un cambio climático futuro son aquellos inferiores a los 2 °C. Esto equivale, con una probabilidad del 50%, a unas concentraciones de 450 ppm.



## La necesidad de una revolución tecnológica

A pesar de que se afronta una importante incertidumbre sobre el coste de la inacción, existe también un amplio consenso internacional en cuanto a que no abordar el problema del cambio climático tendría implicaciones significativas para la economía mundial. La Agencia Internacional de la Energía identifica una serie de tecnologías clave para lograr los objetivos de emisiones al menor coste. El denominado “enfoque de cuñas tecnológicas” indica que para evitar el problema son necesarias sustanciales reducciones de emisiones, que exigen una auténtica revolución tecnológica en la forma en la que se suministra y consume la energía, en la que juegan un papel primordial la eficiencia energética, las renovables, la nuclear, la captura y almacenamiento de carbono y un transporte descarbonizado. No hay una única alternativa tecnológica para lograr los objetivos de concentración y además son necesarias una cesta de tecnologías. Eliminar una opción tecnológica de la cesta (una cuña) hace mucho más difícil (si no imposible) lograr los objetivos de concentración, o al menos evita que se alcancen al menor coste posible.

## Un sistema energético sostenible

La reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, independientemente de la importancia que cobra, no puede ni debe ser el único objetivo de la política energética. Bajo la perspectiva de la sostenibilidad, cualquier evaluación de las políticas e inversiones energéticas debe tener en cuenta como mínimo cuatro ejes fundamentales: respeto al medio ambiente, seguridad del abastecimiento, competitividad y acceso a la energía.

## Las incertidumbres regulatorias

Los cambios necesarios en el sistema energético requieren a su vez que se adopten medidas de política pública para incentivarlos; en otro caso, no se alcanzarán los objetivos o se alcanzarán a un coste excesivamente alto. Exigen un cambio dramático en las políticas públicas, certidumbre política a largo plazo sobre la demanda de tecnologías bajas en carbono, que favorezca la toma de decisiones empresariales y una cooperación sin precedentes entre las grandes economías. Sin embargo, existe un importante elemento de incertidumbre regulatoria que se deriva de la ausencia de un acuerdo de mitigación que dé continuidad al Protocolo de Kioto con posterioridad al 2012. No obstante, las previsiones no nos hacen ser optimistas. Acordar un régimen post-Kioto es un desafío enorme, con distintas cuestiones difíciles por resolver: ¿cuál es la escala apropiada de ambición?, ¿cuáles son los mecanismos más eficientes para lograr el objetivo acordado?, ¿qué compromisos y acciones por país representarían un resultado equitativo y justo? Sin embargo, la existencia de un mercado en Europa, previsiblemente en Japón y con cierta probabilidad en EEUU en el medio plazo, da lugar a pensar que el mecanismo de mercado de derechos de emisión no va a desaparecer. La dificultad de que se acuerde una continuación al Protocolo de Kioto con su mismo formato (es decir, establecimiento de un objetivo mundial de reducción y objetivos para los distintos países) se ha visto confirmada en las recientes Conferencias de las Partes, en Copenhague en 2009 y Cancún en 2010. El enfoque utilizado ha sido el de que cada país indique el objetivo de reducción de las emisiones para 2020 que está dispuesto a asumir<sup>(1)</sup>. Frente a la fijación de arriba-abajo (*top-down*) y “obligatoriedad” de los objetivos establecidos en Kioto, los acuerdos alcanzados en Copenhague y Cancún marcan una tendencia hacia un enfoque abajo-arriba (*bottom-up*) y voluntario en la fijación de objetivos.

## Una empresa energética responsable y baja en carbono

---

Como un importante actor del sector energético español y mundial, resulta especialmente relevante el estudio del posicionamiento, las estrategias y las iniciativas de Gas Natural Fenosa frente al cambio climático. El grupo comparte la preocupación social por el cambio climático, desarrolla una política activa en el uso racional de la energía y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), apuesta por el desarrollo sostenible. Gas Natural Fenosa genera, transporta, distribuye y comercializa electricidad y gas, minimizando el consumo de los recursos energéticos mediante la eficiencia de los procesos y la instalación de tecnologías de última generación. Para establecer los anteriores objetivos y controlar su cumplimiento, Gas Natural Fenosa ha desarrollado una herramienta propia de cuantificación de las emisiones de GEI asociadas a sus actividades, mediante la definición de su Huella de CO<sub>2</sub>.

En este informe se defiende que el enfoque de “cuñas” necesario a nivel global es compatible con la diversificación tecnológica de Gas Natural Fenosa y que las iniciativas de mitigación de las emisiones de CO<sub>2</sub> a través de distintas alternativas iniciadas por la Compañía contribuirán aún más a esa diversificación. Gas Natural Fenosa apuesta por un mix energético equilibrado y una gestión eficiente de los combustibles fósiles y de los recursos renovables, de forma que las tecnologías de generación sin emisiones (renovables, hidráulica y nuclear) y las tecnologías de bajas emisiones (ciclos combinados y cogeneración) representen un volumen significativo de la capacidad total instalada (actualmente más del 70%).

## La eficiencia energética y la transición del sistema energético

---

Aunque las actividades de transporte, generación, distribución y comercialización de electricidad y gas no pueden concebirse sin cierto impacto ambiental, sí es posible minimizarlo mediante la eficiencia en los procesos y la instalación de equipos de alto rendimiento. Los avances de Gas Natural Fenosa en el campo de eficiencia están documentados en numerosos casos de éxito. En el largo plazo los proyectos individuales contribuyen poco a poco a la transición hacia un sistema energético sostenible. Por ello, es recomendable prestar atención a la eficiencia tanto de cada componente como de todo el sistema en el que contribuyen de modo conjunto. En esta dirección parecen ir las diversas iniciativas de Gas Natural Fenosa en generación distribuida, redes inteligentes, hidrógeno y soluciones sostenibles para el transporte.

## Las energías renovables

---

La apuesta de Gas Natural Fenosa por estas energías es decidida, dentro de una cesta equilibrada con otras opciones de mitigación. Para el grupo, no todas las tecnologías renovables son iguales, ya que no presentan los mismos costes de inversión ni de producción, ni el mismo grado de madurez tecnológica. Gas Natural Fenosa opta por aquellas tecnologías más maduras y competitivas que minimizan el incremento de costes de generación del mix del grupo. Además realiza un seguimiento tecnológico y focaliza sus esfuerzos inversores en I+D+i en aquellas tecnologías que presentan un mayor potencial de reducción de costes y mayores sinergias con el resto de actividades desempeñadas por el grupo. Se trata de equilibrar la sostenibilidad económica, social y ambiental

en la elección de las tecnologías. Los objetivos estratégicos de Gas Natural Fenosa son desarrollar energías bajas en carbono y energías renovables para la producción de electricidad y realizar una gestión activa de la posición y la optimización de los márgenes y de la exposición al riesgo. La solución a largo plazo para reducir las emisiones de GEI implica aumentar la I+D+i y la difusión de nuevas tecnologías con una mayor financiación y coordinación internacional.

### **Mercado de carbono**

A pesar de las incertidumbres de las negociaciones de post-Kioto y del mercado de carbono, lo más probable es que el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> se incremente considerablemente a partir de 2012, lo que a su vez incrementa el coste para las empresas y los sectores comprometidos a reducir sus emisiones. En respuesta a este comportamiento impredecible del mercado de CO<sub>2</sub> en el futuro, Gas Natural Fenosa ha adoptado posiciones conservadoras en materia de comercio de emisiones. La Compañía participa en diversos fondos de carbono en los que tiene una inversión comprometida de aproximadamente 60 millones de euros.

Gas Natural Fenosa ha apostado por una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a través de los mecanismos de desarrollo limpio (MDL) y proyectos de Aplicación Conjunta (AC), instrumentos de flexibilidad establecidos por el Protocolo de Kioto, viabilizando proyectos con un claro componente social en países en vías de desarrollo.

### **Colaboración extensa con la sociedad**

Gas Natural Fenosa trabaja mano a mano con sus clientes y otros colaboradores en numerosas iniciativas para mejorar su eficiencia energética y desarrollar nuevas soluciones para reducir sus emisiones de GEI. La Compañía está involucrada en el desarrollo de diferentes acciones con el objetivo de promover soluciones en materia de ahorro y eficiencia energética enfocadas a grandes empresas, Pymes y clientes domésticos. Por ejemplo, Gas Natural Fenosa trabaja intensamente en aumentar la eficiencia en el uso del gas natural en aplicaciones finalistas, solo y en combinación con electricidad, implantando diversas tecnologías complementarias de base y sistemas de control y de comunicaciones más avanzados.

Por el inmenso reto de la lucha contra el cambio climático, en este informe se ha destacado la urgencia de buscar e implementar las más eficaces y eficientes formas de mitigar los GEI. Los numerosos casos de éxito de Gas Natural Fenosa muestran la evidencia de que la Compañía acomete un buen camino como empresa baja en carbono. Además, sus numerosas iniciativas con alcance hacia sus clientes, proveedores y otros colaboradores señalan su interés en ayudarles a medir y reducir sus respectivas huellas de carbono.

Sin duda, el impacto total de los esfuerzos de Gas Natural Fenosa depende en gran parte del compromiso de sus colaboradores y clientes en esta misión común por el bienestar de la sociedad y por un medio ambiente mejor.

A large white wind turbine stands in the foreground on a green field. In the background, several other wind turbines are visible against a blue sky with light clouds. A large, semi-transparent red teardrop shape is overlaid on the image, containing white text.

**Capítulo I.  
Hitos, metas  
y regulación**

# Capítulo I. Hitos, metas y regulación

Existe un amplio acuerdo en la comunidad científica, aunque no un consenso absoluto, sobre que el clima global está cambiando y en cuanto a que las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) derivadas de la acción humana han contribuido a ese cambio climático. A pesar de que se enfrenta una importante incertidumbre sobre el coste de la inacción, existe también un amplio acuerdo en cuanto a que no abordar el problema del cambio climático tendría implicaciones significativas para la economía mundial.

El objetivo principal de este primer capítulo es ilustrar sobre el grado de reducciones requeridas en las emisiones de GEI para evitar ese riesgo, así como sobre las variables fundamentales que deben ser tenidas en cuenta en el diseño de un sistema energético más sostenible, teniendo presentes tanto su dimensión ambiental como la económica. Este capítulo ofrece también datos sobre la evolución de las emisiones a nivel mundial, europeo y nacional, sobre el entorno regulatorio y, finalmente, sobre el coste de reducir los riesgos de un cambio climático futuro.

## 1.1. La ciencia del cambio climático

### 1.1.1. ¿Qué causa el cambio climático?

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que causan el efecto invernadero y, por tanto, el cambio

Resumen Ejecutivo

Capítulo I.  
Hitos, metas  
y regulación

Capítulo II.  
Gas Natural Fenosa  
frente al cambio  
climático

Valoración  
y conclusiones

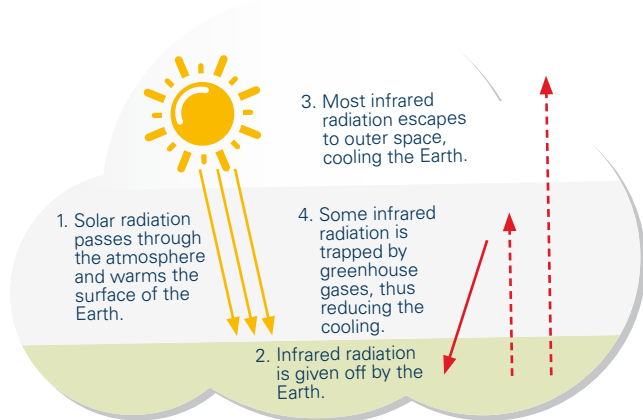
Referencias

Notas

climático son el resultado de la producción y el consumo de energía. Los gases de efecto invernadero son el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), el metano ( $\text{CH}_4$ ), los hidrofluorocarbonos (HFCs), los perfluorocarbonos (PFCs), y el hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ). Las cantidades emitidas de estos gases y sus potenciales de calentamiento son muy variables según las sustancias consideradas. En cuanto a las cantidades emitidas, el dominante es, en España y en la mayoría de los países, el  $\text{CO}_2$ , y con cifras significativas el  $\text{CH}_4$  y  $\text{N}_2\text{O}$ . Al mismo tiempo, el efecto de los gases fluorados, todavía limitado, es objeto de especial interés dados sus altos potenciales de calentamiento atmosférico y el hecho de que para determinadas especies las emisiones muestren actualmente una trayectoria expansiva<sup>(2)</sup>. Como el principal GEI es el  $\text{CO}_2$ , el resto se expresan en términos de  $\text{CO}_2$ .

El efecto que tienen los GEI sobre el calentamiento del clima se produce a través del incremento de la cantidad de radiación infrarroja (calor), reflejada por la Tierra que queda atrapada por la atmósfera<sup>(3)</sup>. Son los GEI los que atrapan esa radiación, provocando el efecto invernadero (ver Figura 1.1).

Figura 1.1. El efecto invernadero. Fuente: Stern (2007).



Una característica de esos GEI es su carácter acumulativo y global. A diferencia de otros contaminantes, que se disipan en la atmósfera con mayor o menor facilidad, los GEI se acumulan durante largos periodos de tiempo. Esto lleva a que el foco de atención no deba ser tanto sobre las emisiones como sobre su concentración (emisiones acumuladas), así como a tener presente la inercia climática: la reducción abrupta de las emisiones en un determinado año contribuye muy marginalmente a reducir las concentraciones totales. Por ello, para que realmente se produzca un efecto sobre las concentraciones, la reducción de las emisiones tiene que ser continuada en el tiempo.

### 1.1.2. ¿Cómo han aumentado las concentraciones de GEI?

Las concentraciones de GEI están situadas en un nivel históricamente muy elevado. La comunidad científica ha sido capaz de probar cómo evolucionan las concentraciones de las emisiones de GEI causadas por las actividades humanas. Los datos más destacables en este sentido son<sup>(4)</sup>:

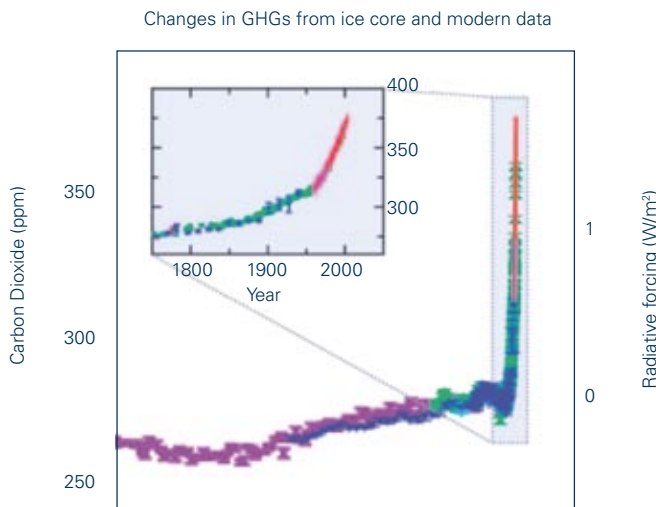
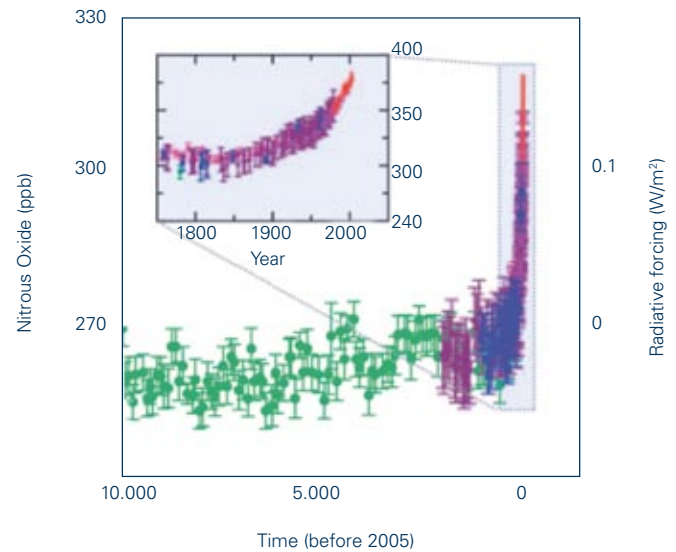
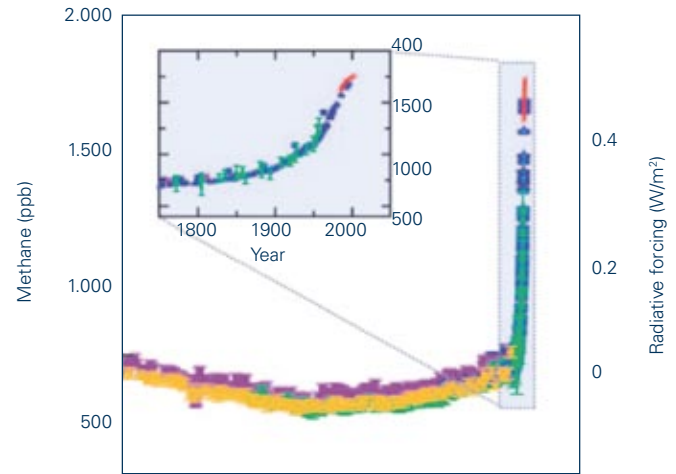
- Las concentraciones de  $\text{CO}_2$  se han incrementado desde las 280 partes por millón (ppm) estimadas en el año 1750 a las 385 ppm registradas hoy, como consecuencia de la quema de combustibles fósiles, la deforestación y otros cambios en el uso de la tierra. Esto se ha visto acompañado por crecientes concentraciones de otros GHG, particularmente metano y óxido nitroso.
- Las emisiones de GEI mundiales se han doblado desde principios de los años 1970 y es probable que vuelvan a doblarse en el período 2008-2050 si no se hace nada adicional para reducir las. En ese caso, las concentraciones de  $\text{CO}_2$  se incrementarían hasta las 525 ppm y las concentraciones de los GEI hasta las 650 ppm de  $\text{CO}_2\text{e}$  ( $\text{CO}_2$  equivalente) en 2050 y continuarían aumentando después<sup>(5)</sup>.

- La tasa anual de crecimiento de las concentraciones en 1995-2005 ha sido la mayor (media de 1,9 ppm/año) desde que existen mediciones directas (1960-2005: 1,4 ppm al año).
- Los niveles actuales de GEI no tienen precedentes en los últimos 650.000 años.
- Las emisiones de CO<sub>2</sub> se incrementaron desde los 23,5 GtCO<sub>2</sub> anuales en los 1990 hasta los 26,4 GtCO<sub>2</sub> anuales en 2000-2005.

Norte América y Europa representan el 70% de las emisiones de CO<sub>2</sub> energéticas desde 1850.

La Figura 1.2 ilustra claramente cuál ha sido el incremento histórico en las concentraciones hasta el año 2005.

Figura 1.2. Cambios en las concentraciones de GEI: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O). Fuente: IPCC (2007).





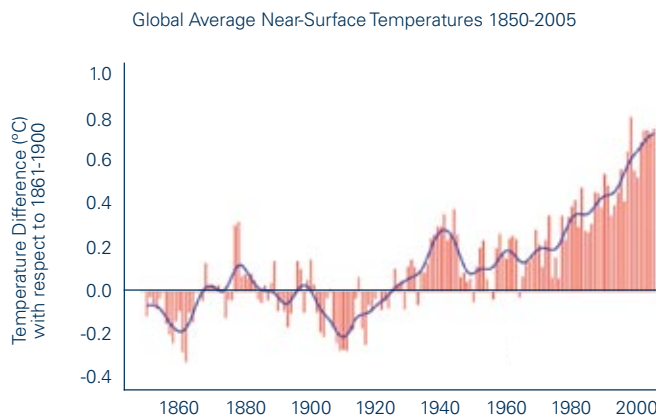
### 1.1.3. ¿Cuál es el aumento esperado en las temperaturas?

Los científicos también aportan una serie de datos sobre incrementos pasados de las temperaturas<sup>(6)</sup>:

- Once de los últimos doce años (1995–2006) se encuentran entre los doce más calurosos desde 1850.
- El aumento total de la temperatura es de 0,76 °C (grados centígrados) en el período 2001-2005 en relación con el período 1850-1899 (ver Figura 1.3). Este calentamiento no tiene lugar homogéneamente en el planeta.
- A lo largo de los últimos treinta años, las temperaturas globales se han elevado rápida y continuamente en torno a 0,2 °C por década, llevando la temperatura global media al que es probablemente su nivel más cálido en el actual periodo interglaciar, iniciado hace 12.000 años.
- Las primeras señales de cambio pueden apreciarse en abundantes sistemas físicos y biológicos; por ejemplo, numerosas especies han estado migrando hacia los polos en una media de 6 km cada década durante los últimos 30-40 años. Otro signo es el cambio en eventos estacionales, como la floración y la puesta de huevos, que han venido adelantándose dos o tres días cada década en numerosas regiones templadas del hemisferio Norte.

Figura 1.3. Evolución de las temperaturas entre los años 1850 y 2005.

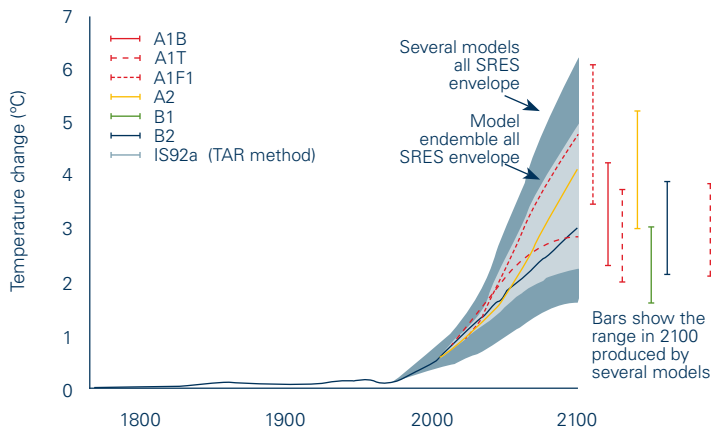
Fuente: Stern (2007).



Tan relevante como la identificación de los aumentos en las temperaturas pasadas es el incremento esperado en las mismas. Durante las próximas dos décadas, se espera un aumento de 0,2 °C por década. Incluso si las concentraciones de todos los GEI se mantuvieran constantes al nivel del año 2000, la temperatura se incrementaría en 0,1 °C por década. El IPCC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático de la ONU) predice incrementos de entre 1,1 y 6,4 °C para el año 2100, en función de los escenarios (ver Figura 1.4), aunque el rango más probable es entre 2,4 y 6,4 °C de aumento<sup>(7)</sup>. Investigaciones recientes sugieren que rangos incluso más altos podrían ser probables si no se toman medidas decisivas para restringir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Según el proyecto RECIPE, que utiliza tres modelos económico-climáticos, sin medidas para descarbonizar los sistemas energéticos mundiales, las emisiones de CO<sub>2</sub> no compensadas resultarán en concentraciones atmosféricas

entre las 730 ppm y las 840 ppm de CO<sub>2</sub>. Esto produciría un incremento en la temperatura global media de 3-7 °C sobre los valores pre-industriales<sup>(6)</sup>. Obviamente, La probabilidad de un determinado aumento en la temperatura depende de las concentraciones de GEI.

Figura 1.4. Evolución esperada de las emisiones hasta el año 2100.  
Fuente: IPCC (2007).



### 1.1.4. ¿Cuáles son los daños esperados del cambio climático?

El cambio climático podría provocar graves daños a los ecosistemas terrestres y modificaría sustancialmente la forma en la que vivimos. El Cuadro 1.1 resume los impactos más probables del cambio climático:

Cuadro 1.1. Impactos del cambio climático. Fuente: Stern (2007).

- El deshielo de glaciares incrementará el riesgo de inundaciones durante las estaciones de lluvia y

durante las estaciones secas reducirá enormemente el aprovisionamiento de agua para una sexta parte de la población mundial, predominantemente en el sub-continente Indio, partes de China, y los Andes en Sur América.

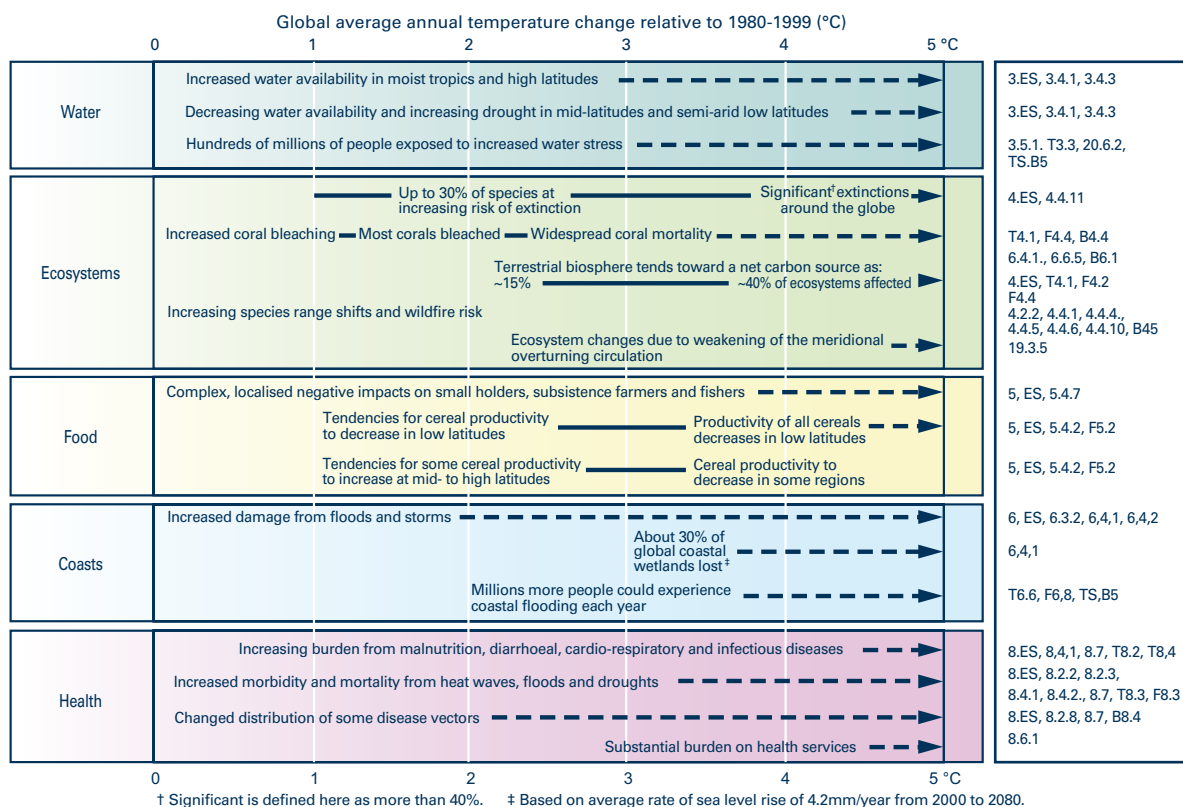
- La reducción en el rendimiento de las cosechas, especialmente en África, dejará probablemente a cientos de millones de personas hambrientas, sin posibilidad de comprar o producir suficiente comida. Para latitudes medias o altas, los rendimientos de las cosechas pueden incrementarse para aumentos moderados de las temperaturas (entre 2 y 3° centígrados), pero se reducirán con mayores incrementos.
- La acidificación de los océanos tendrá graves efectos sobre los ecosistemas marinos, e impactos posiblemente adversos sobre la pesca.
- El aumento en los niveles del mar provocará que cientos de personas sufran inundaciones cada año, con aumentos en las temperaturas de entre 3 y 4 °C.
- El cambio climático incrementará las muertes por malnutrición y por golpes de calor. Algunas enfermedades se difundirán con mayor rapidez. Sin embargo, en las latitudes más altas, podrían reducirse las muertes relacionadas con el frío.
- A mitad de este siglo, 200 millones de personas se encontrarán permanentemente desplazadas como consecuencia del incremento en los niveles del mar, inundaciones más fuertes o sequías más intensas.
- Los ecosistemas serán particularmente vulnerables al cambio climático.

Los impactos serán tanto mayores cuanto mayores sean los aumentos en las temperaturas y probablemente la relación no se produzca de forma lineal. El Cuarto Informe de Evaluación del IPCC, publicado en 2007, recoge datos que apuntan una tendencia creciente en los eventos extremos observados en los pasados cincuenta años. En este sentido, los expertos estiman probable que las olas de calor, altas temperaturas, lluvias torrenciales y fuertes precipitaciones continuarán siendo más frecuentes en el futuro, pudiendo ser desastrosas para la humanidad. El aumento de las muertes durante las olas de calor, la extensión de las

enfermedades tropicales, las amenazas para los hábitat indígenas así como la desaparición de muchos ecosistemas, son otros de los impactos que se apuntan<sup>(9)</sup>.

En España, los impactos serían particularmente graves, e incluirían subidas de temperaturas, disminución de precipitaciones, fenómenos climáticos extremos y disminución de recursos hídricos<sup>(10)</sup>.

Figura 1.5. Impactos del cambio climático en función de las temperaturas. Fuente: IPCC (2007).



El grado y escala de los impactos dependerá de la capacidad de adaptación de los países, economías e individuos.

La probabilidad de un efecto umbral o “puntos de vuelco” (*tipping points*) se incrementa con mayores temperaturas (convexidad). Los puntos de vuelco se refieren a umbrales críticos en los que una pequeña perturbación puede inducir un cambio cualitativo en el modo de operar del sistema climático, de manera que si se superan podrían provocar daños sin precedentes en los ecosistemas y en los sistemas humanos<sup>(11)</sup>.

Los impactos del cambio climático serán mucho más severos con mayores temperaturas, debido a un mayor riesgo de cambios abruptos y a gran escala, tales como el derretimiento de los hielos de Groenlandia o la pérdida de los bosques del Amazonas. Algunos estudios han analizado cuál sería la forma de la curva de daños con mayores temperaturas, aunque la ciencia sugiere que son posibles temperaturas de 5 o 6 °C, o incluso mayores pues los efectos de retroalimentación pueden amplificar el calentamiento. Para algunos sectores, los daños pueden incrementarse mucho más rápidamente de lo que aumentan las temperaturas, de forma que la curva de daños se convierte en convexa, lo que significa que las consecuencias negativas de pasar de 4 a 5 °C son mucho mayores que las de pasar de 2 a 3 °C.

Esta cuestión de los *puntos de vuelco* es muy problemática. Lenton et al (2008) identifican nueve de estos puntos: (1) derretimiento del hielo del Ártico; (2) derretimiento del hielo de Groenlandia; (3) derretimiento del hielo del Antártico Oeste; (4) ralentización de la circulación termoalina del Atlántico (5); cambios en la Oscilación Sur del Niño (ENSO); (6) desaparición del monzón indio de verano; (7) desaparición del monzón del Sáhara/Sahel y

África Oeste; (8) desaparición de los bosques amazónicos; (9) desaparición de los bosques boreales.

Cruzar cualquiera de estos umbrales puede dar lugar a daños serios e irreversibles para los ecosistemas y el bienestar humano. Las evaluaciones de los expertos sugieren que el umbral del hielo del Ártico puede haberse cruzado ya y que el de Groenlandia estaría a entre 1 y 2 °C de ser cruzado. El resto de puntos se cruzarían a temperaturas de entre 3 y 6 °C<sup>(12)</sup>.

En resumen, los cambios serían tanto más drásticos cuanto mayores sean los incrementos en las temperaturas. En el peor de los casos posibles, los aumentos en las temperaturas podrían provocar rupturas en los equilibrios básicos de los sistemas climáticos, dando lugar a daños ambientales sin precedentes. Existe una opinión generalizada, aunque no consenso, sobre que los aumentos de las temperaturas no deberían ser superiores a los 2 °C, equivalentes a entre 450 y 400 ppm de concentraciones de GEI en la atmósfera. Un aumento de 2 °C implicaría un 50% de probabilidades de afrontar daños irreversibles. Aumentos mayores en las temperaturas, incrementarían dicha probabilidad de forma exponencial.

### 1.1.5. ¿Cuáles son las certidumbres e incertidumbres en el problema del cambio climático?<sup>(13)</sup>

Existe una elevada probabilidad, pero en ningún caso una certeza absoluta, de que el cambio climático pueda dañar la biosfera y tener efectos desastrosos. La mayoría de las investigaciones realizadas apoyan la idea de que el cambio climático está provocado por el hombre. Sin embargo, las incertidumbres en el ámbito del cambio climático son considerables. El propio rango de incremento en las temperaturas (entre 1,1 y 6,4 °C en el año 2100) ilustran este aspecto.

Por supuesto, existen también certidumbres. Por ejemplo, está demostrado que el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es un GEI capaz de absorber la radiación infrarroja. Tampoco existe duda sobre que la actividad humana emite más GEI a la atmósfera de lo que ésta es capaz de asimilar, lo que provoca un incremento en las concentraciones de GEI.

Las incertidumbres se refieren a varios aspectos y apuntan en la dirección de que es posible tanto un mayor como un menor calentamiento del que predicen los científicos.

Algunas incertidumbres tienen que ver con la recogida de datos. Por ejemplo, las estaciones de recogida de datos pueden estar cerca de ciudades que son más cálidas que otros sitios (efecto isla de calor urbano). Otro método para medir el incremento de las temperaturas, como son los anillos de los árboles, se ha demostrado muy controvertido, pues no es capaz de capturar el calentamiento reciente. Su uso para reconstruir las temperaturas en el último milenio ha sido criticado por algunos, aunque defendido por una gran mayoría de científicos. Esa reconstrucción muestra temperaturas constantes hasta el siglo XX, cuando se disparan. Sin embargo, esto negaría la existencia de un periodo medieval en el que parece haber pruebas de que sí hubo un cierto calentamiento.

Otras incertidumbres tienen que ver con el grado de calentamiento asociado al incremento de las concentraciones de CO<sub>2</sub>. Como los océanos pueden absorber bastante CO<sub>2</sub>, es posible que la atmósfera se caliente más lentamente de lo que esperaríamos como consecuencia de un determinado nivel de GEI.

Otro grupo de incertidumbres está relacionado con la cuestión de la “sensibilidad climática”, término que se refiere al nivel de calentamiento que puede esperarse

cada vez que se multiplica por dos la concentración de GEI. Existen dos fuentes de incertidumbre relacionadas con las retroalimentaciones en el sistema climático que pueden amplificar dicha sensibilidad: el vapor de agua y las nubes. Con respecto al vapor de agua, parece que el calentamiento generaría vapor de agua y, por tanto, un incremento en la humedad del aire lo que, a su vez, incrementaría la sensibilidad climática (en lugar de 1 °C de incremento con el doble de concentración de GEI, se produciría un incremento de 1,7 °C con el doble de concentración de GEI). Por otro lado, las nubes que forma el vapor de agua podrían ocasionar tanto un incremento como un proceso de enfriamiento. Parecen no existir datos fiables sobre cómo las nubes están afectando al calentamiento. Tampoco los hay sobre el efecto de los denominados aerosoles, que podrían dar lugar a un menor o mayor calentamiento, aunque su efecto neto parece ser el de un enfriamiento.

Las incertidumbres en este sentido no se acaban aquí. Algunos defienden que el calentamiento puede deberse a un sol más brillante o que existen fluctuaciones naturales en el clima, ambos poco relacionados con la acción del hombre<sup>(14)</sup>.

Las incertidumbres son también de índole socioeconómica, y no están únicamente asociadas al coste de la inacción: ¿cuántos GEI emitirá la actividad humana? Esto depende de variables muy difíciles de prever, que incluyen las tasas de crecimiento económico y demográfico, mejoras tecnológicas y cambios en la estructura económica hacia especializaciones en sectores más o menos contaminantes.

La más reciente evidencia científica sugiere que el calentamiento global se está produciendo a una velocidad más rápida de la esperada: las emisiones de CO<sub>2</sub> aumentan

más de lo esperado, la capacidad de los océanos para absorber el carbono se ha reducido y es probable que se produzca una reducción del efecto de enfriamiento de los aerosoles. La mayor probabilidad de que tengamos que afrontar un cambio climático de efectos catastróficos hace más necesaria la mitigación<sup>(15)</sup>.

### 1.1.6. ¿Cuál es el rumbo de acción más racional ante una situación de incertidumbre?

Si tenemos en cuenta todas las variables en juego y, en particular, a pesar de las elevadas incertidumbres, el riesgo importante de graves daños a la existencia humana, el problema del cambio climático puede considerarse una amenaza sobre la que se debe actuar. Sin embargo, la mitigación del problema no puede hacerse a cualquier coste, pues las sociedades humanas tienen muchos objetivos sociales a los que dedicar recursos para mejorar el bienestar de sus ciudadanos y, como los recursos (monetarios, humanos, físicos, etc.) son finitos, todo lo que se dedique a resolver un problema (con grandes incertidumbres y horizontes temporales muy dilatados como es el caso del cambio climático) se hará a costa de disponer de menos recursos para dedicarlos a otros problemas.

En realidad, la cuestión de fondo no es si hay o no incertidumbre, sino cómo gestionarla en caso de que exista. El problema es que existe una no despreciable probabilidad de que la evolución de las concentraciones como consecuencia de la acción humana dé lugar a aumentos en las temperaturas y, finalmente, provoque daños irreversibles al superarse aquellos “puntos de vuelco”. Desde el punto de vista de la supervivencia humana, este riesgo es inasumible. Desde el punto de vista económico, existe casi unanimidad sobre que el coste

de mitigar el problema es inferior en varios órdenes de magnitud al potencial daño. El problema es que existen grandes incertidumbres económicas y ambientales sobre el daño esperado en un escenario de no hacer nada, pero no pueden descartarse grandes pérdidas. Teniendo en cuenta estas incertidumbres, una respuesta económica racional sería reducir las emisiones globales de GEI hasta niveles que aseguren una baja probabilidad de daños extremos e irreversibles derivados del cambio climático<sup>(16)</sup>.

Ignorar el problema y actuar como si no existiera tampoco parece ser un modo de comportamiento muy racional. Jugamos aquí con un problema sobre el que, es cierto, no tenemos una seguridad absoluta de que vaya a ocurrir. Pero si ocurriera, el daño sería mayúsculo. En una situación de gestión de la incertidumbre como ésta, la racionalidad más elemental prescribe tomar medidas que minimicen el riesgo de daños irreversibles, fijado en los 2 °C de aumento de las temperaturas ya mencionados.

Éste parece ser el sentir de la comunidad internacional, que se ha puesto manos a la obra en la definición de marcos de actuación para mitigar un problema global. Precisamente la globalidad del problema, el diferente impacto que ocasiona en distintos lugares de la tierra, los distintos costes y recursos de los países para solucionarlo, la diferente responsabilidad histórica en el problema y la inexistencia de un “gobierno mundial” similar al que existe a nivel nacional provocan que las negociaciones para mitigar el problema den lugar a acuerdos incompletos (el Protocolo de Kioto) y/o que tardan en materializarse (el sucesor al Protocolo de Kioto).

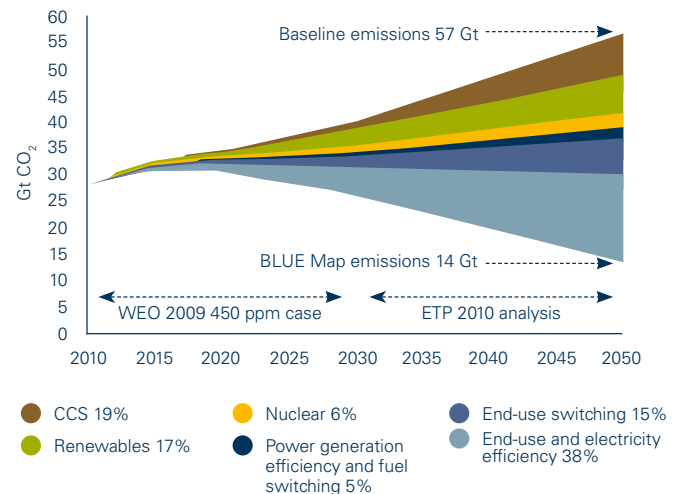
## 1.2. La necesidad de una revolución tecnológica

Prevenir tales daños implica reducir las emisiones de manera drástica. Como se ha argumentado, los aumentos de temperatura “seguros” son aquellos inferiores a los 2 °C. Esto equivale, con una probabilidad del 50%, a unas concentraciones de 450 ppm<sup>(17)</sup>. Teniendo en cuenta la inercia del clima por la característica de concentración de los GEI, eso exige cambios drásticos ya, que den lugar a reducciones de las emisiones significativas. Pero, ¿cuáles serían las reducciones de emisiones necesarias para lograr esas concentraciones y esas temperaturas?

Desde distintas instituciones (IPCC, Comisión Europea, Agencia Internacional de la Energía, Instituto de Clima de Potsdam, entre otros), se muestra la necesidad de recortes drásticos de las emisiones.

Con la ayuda de modelos económico-climáticos se han calculado las reducciones necesarias para lograr las concentraciones de emisiones compatibles con aumentos en las temperaturas de entre 2 y 3 °C. Por ejemplo, la Agencia Internacional de la Energía (AIE)<sup>(18)</sup> estima que, para lograr los 2 °C, las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen energético se deben reducir en un 50% en el año 2050 con respecto a los niveles actuales. Eso supone que las emisiones en 2050 deban ser la cuarta parte de las emisiones que se esperan en el escenario de referencia (ver Figura 1.6). La línea superior muestra cómo evolucionarían las emisiones de CO<sub>2</sub> energéticas a nivel mundial en un escenario de referencia. La línea inferior, cómo tendrían que evolucionar para lograr concentraciones de 450 ppm.

Figura 1.6. Trayectorias de emisiones de CO<sub>2</sub> compatibles con los 450ppm y tecnologías para lograrlo. Fuente: AIE (2010a).



La Comisión Europea<sup>(19)</sup> también defiende una reducción global de las emisiones de GEI de un 50% en 2050-1990 para lograr los 2 °C. Edenhofer et al (2009) muestran reducciones similares, que son consistentes con los tres modelos diferentes utilizados. El IPCC<sup>(20)</sup> planteaba reducciones de las emisiones mundiales de alrededor del 85% en 2050 con respecto al año 2000 para lograr las concentraciones mencionadas. Esto implicaría que los países más desarrollados redujesen entre un 80% y un 95 % sus emisiones en 2050 con respecto al año 2000 y entre 25% y 40% en 2020 con respecto a 1990.

El consumo de energía debería reducirse en 2030 en un 16% en un escenario compatible con los 2 °C en relación al consumo energético en un escenario de referencia. La reducción de algún combustible es aún más drástica (carbón), mientras que la del petróleo y el gas se sitúa en la media de las reducciones (ver Tabla 1.1).



Tabla 1.1. Demanda de energía primaria mundial en el escenario 450 (Mtep)

Fuente: AIE (2009).

	2006	2030	Tasa de crecimiento medio anual 2006-2030 (%)	Diferencia con respecto al escenario de referencia en 2030 (%)
Carbón	3.053	2.381	-1.0	-51
Petróleo	4.029	4.308	0.3	-16
Gas	2.407	2.950	0.9	-20
Nuclear	728	1.364	2.7	51
Hidráulica	261	555	3.2	34
Biomasa	1.186	2.119	2.4	28
Otras renovables	66	683	10.2	95
Total	11.730	14.361	0.8	-16

El 70% de las emisiones acumuladas han procedido de los combustibles fósiles. Por eso, resolver el problema del cambio climático es resolver un problema energético. Debe tenerse en cuenta que el desafío no es reducir las emisiones en 2030 o 2050 con respecto a hoy, sino hacerlo con respecto a las emisiones en el escenario de referencia.

La AIE identifica una serie de tecnologías clave para lograr los objetivos de emisiones mencionados al menor coste. Este es el llamado “enfoque de cuñas”, cuyo primer exponente más reconocido fue el trabajo de Pacala y Socolow (2004). Este enfoque ha sido adoptado por diversos estudios de prestigiosas instituciones internacionales. Se basa en la utilización de modelos en los que se simula la evolución de las tecnologías a lo largo del tiempo en función de supuestos sobre variables clave, incluidas los costes de las tecnologías, las tasas de crecimiento económico y demográfico, la evolución del precio de los combustibles fósiles, etc<sup>(21)</sup>. Su conclusión principal es que no hay una única alternativa

tecnológica para lograr los objetivos de concentración si no que es necesaria una cesta de tecnologías. Eliminar una opción tecnológica (una cuña) de la cesta tiene efectos tanto en la eficacia como en la eficiencia: hace mucho más difícil (si no imposible) lograr los objetivos de concentración o evita que se alcancen al menor coste posible.

La mayoría de los estudios coinciden en las cuñas tecnológicas que son necesarias para lograr el objetivo de estabilización de concentraciones al menor coste<sup>(22)</sup>:

- **La eficiencia energética.** Numerosos estudios subrayan el papel clave que juega la eficiencia energética en la mitigación. Su potencial de reducción en las emisiones de GEI es elevado, a un coste modesto; recientemente la Agencia Internacional de la Energía ha elevado este porcentaje desde el 54% hasta el 58%<sup>(23)</sup>. La eficiencia energética incluye varias alternativas: eficiencia en la generación eléctrica (7% de las reducciones de las emisiones), cambio en el uso final del combustible (11%), eficiencia en el uso final de la energía (24%) y eficiencia en el uso final de la electricidad (12%). Dentro de esta última categoría destaca la eficiencia en el uso de la electricidad en los edificios (9%), seguida por la eficiencia en el consumo eléctrico (3%). Algunas de las alternativas de eficiencia energética mencionadas están directamente relacionadas con la eficiencia energética en el uso de los combustibles fósiles. En este sentido las tecnologías del carbón más limpias (ciclo combinado con gasificación integrada y carbón ultra/supercrítico) y las mejoras en la eficiencia en la combustión del gas para generar electricidad tienen un papel nada desdeñable, contribuyendo conjuntamente con un 3,7% al total de la reducción. Además, el cambio en el combustible fósil (de carbón a gas) para generar electricidad contribuiría con un adicional 3,7% a la reducción.

- **La captura y almacenamiento de carbono (CAC).**

Las plantas de CAC se añaden a las centrales de generación eléctrica a través de carbón y gas y a ciertas instalaciones industriales para capturar el carbono que se deriva de los respectivos procesos de producción y lo almacena bajo el suelo. Según la AIE<sup>(24)</sup>, esta tecnología supondría el 19% de la mitigación de las emisiones de CO<sub>2</sub> hasta 2050 (10% en la generación eléctrica).

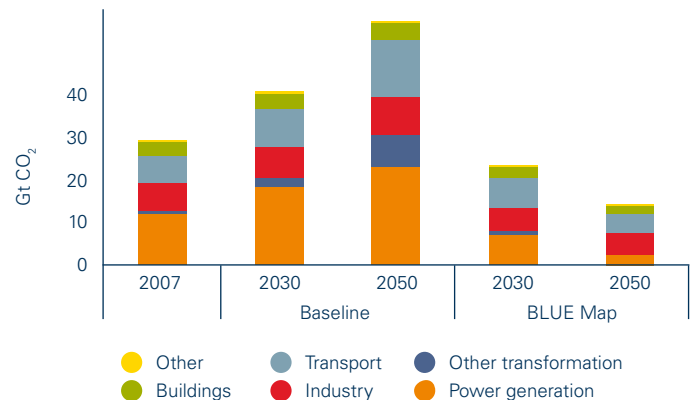
- **Renovables.** Las energías renovables pueden utilizarse en la generación eléctrica, para el transporte y en la generación de calor/frío. Las tecnologías renovables forman a su vez una cesta de tecnologías con distintos grados de madurez y costes. Conjuntamente se esperaba que pudieran contribuir con el 21% de la reducción de las emisiones<sup>(25)</sup>, aunque más recientemente la AIE<sup>(26)</sup> ha rebajado ese porcentaje hasta el 17%. Dentro de las renovables eléctricas, la contribución más importante es la de la eólica (4,4% de la reducción total), seguida de la biomasa (3,1%) y las solares (2,7% para la solar fotovoltaica y 2,5% para la solar de concentración). A esto habría que añadir la contribución de las renovables en el sector transporte (biocombustibles de segunda generación, 4,6%) y calor (solar, 1%).

- **Nuclear.** La sustitución de tecnologías que emiten más GEI por centrales de generación nuclear implicaría una reducción de las emisiones de GEI. No obstante, no es una tecnología que tenga un gran peso en la mitigación. Según la AIE<sup>(27)</sup> implicaría un 6% del total de la reducción de emisiones necesarias.

Por otro lado, la reducción de las emisiones no sólo implica utilizar diferentes tecnologías, sino también reducir en todos los sectores. Puede observarse como el mayor esfuerzo absoluto medido en MtCO<sub>2</sub> (toneladas métricas

de dióxido de carbono) para lograr las reducciones de las emisiones necesarias al menor coste posible debería tener lugar en el sector de generación eléctrica, seguido del transporte. En términos relativos, es decir, con respecto a las emisiones del año 2007 o del año 2050 en un escenario de referencia (*baseline*), el sector de edificación tendría también que hacer un gran esfuerzo. En industria, el esfuerzo relativo es algo menor, y concentrado fundamentalmente en los países menos desarrollados, toda vez que la industria en general es relativamente eficiente en el uso de la energía en los países más desarrollados.

Figura 1.7. Emisiones globales de CO<sub>2</sub> en el escenario de referencia (*baseline*) y en el escenario BLUE Map. Fuente: AIE (2010a).



Por tanto, evitar el problema exige sustanciales reducciones de las emisiones, que suponen a su vez una auténtica revolución tecnológica en la forma en la que se suministra y consume la energía, en la que juegan un papel primordial la eficiencia energética, las renovables, la nuclear, la captura y almacenamiento de carbono y un transporte descarbonizado.

El desafío en el sector eléctrico es enorme, dadas las lentas tasas de renovación del stock de capital: al menos que haya un enorme gasto, las plantas que ya se han construido (y sus emisiones) están “bloqueadas” (*locked-in*)<sup>(28)</sup>. Los costes iniciales son altos y los periodos de vida útil muy largos. Las plantas de generación existentes (o en construcción) suponen un 75% de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el escenario de referencia en 2020. Esto limita la capacidad de reducir las emisiones del sector a corto plazo sin retirar de forma prematura (y muy costosa) el stock de capital existente. Incluso si todas las plantas de generación que se construyesen a partir de ahora fueran bajas en emisiones, las emisiones del sector de generación serían sólo un 25% inferiores en 2020 con respecto al escenario de referencia.

Los cambios necesarios en el sistema energético requieren a su vez que se adopten medidas de política pública para incentivarlos; en otro caso, no se alcanzarán los objetivos o se alcanzarán a un coste excesivamente alto. Exigen un cambio dramático en las políticas públicas, certidumbre política a largo plazo sobre la demanda de tecnologías bajas en carbono, que favorezca la toma de decisiones empresariales y una cooperación sin precedentes entre las grandes economías.

En todo caso, la “acción temprana” está económicamente justificada, en la medida en que cualquier retraso provocará un mayor riesgo de mayores incrementos de temperaturas, lo que podría dar lugar a un cambio irreversible o exigir tasas de reducción de emisiones más rápidas o más caras posteriormente. Retrasar la reducción de emisiones da lugar a inversiones que bloquean a la economía en infraestructuras y en una senda de desarrollo más intensiva en emisiones, lo cual reduce la posibilidad de lograr menores emisiones a largo plazo e incrementa el riesgo de impactos climáticos más severos. Tomar medidas ahora es más barato que postergarlas (infraestructuras y tecnologías con largos periodos de amortización). Existe una ventana de oportunidad.

Parecen darse signos de que tal revolución tecnológica en la energía se está produciendo. La inversión en energía renovable, liderada por eólica y solar, está creciendo sustancialmente. Numerosos países están considerando la construcción de nuevas centrales nucleares. La tasa de mejora en la eficiencia energética en los países pertenecientes a la OCDE está comenzando a acelerarse de nuevo, después de muchos años de modestas ganancias. La inversión pública en I+D+i para las tecnologías bajas en carbono se está incrementando. En el transporte, las mayores compañías del automóvil están añadiendo vehículos híbridos y eléctricos a sus líneas de productos y numerosos gobiernos han lanzado planes para animar a los consumidores a adquirir estos vehículos. Sin embargo, estos alentadores desarrollos tan sólo representan los primeros pasos, fragmentados, en un largo viaje hacia la transformación del modo que en que nos proveemos y usamos la energía<sup>(29)</sup>. De hecho, las actuales tendencias en el consumo de energía y en las emisiones de CO<sub>2</sub> van directamente en contra de las repetidas advertencias lanzadas por las instituciones arriba mencionadas.

### 1.3. ¿qué es un sistema energético sostenible?

Como se ha argumentado en páginas anteriores, la reducción en las emisiones es importante, pero éste no puede ni debe ser el único objetivo de la política energética. Bajo la perspectiva de la sostenibilidad, cualquier evaluación de las políticas energéticas debe tener en cuenta cuatro ejes fundamentales<sup>(30)</sup>:

- **Respeto al medio ambiente.** Las opciones energéticas implantadas deben, en lo posible, ser respetuosas con la protección ambiental. En particular, se trataría de fomentar fuentes energéticas que minimicen las emisiones de contaminantes de efecto global (gases de efecto invernadero) y local, y que minimicen también el volumen de residuos (en especial los peligrosos y radiactivos) generados. La eficiencia energética y las energías renovables cumplirían claramente estos requisitos.
  - **Seguridad del abastecimiento.** Se trataría de contar con fuentes fiables de energía que garantizaran un suministro estable y seguro. En realidad, esta cuestión tiene dos aspectos diferenciados. Por un lado, se trataría de promover la diversificación de las fuentes de energía, promoviendo las más seguras y reduciendo la dependencia energética del exterior, particularmente del petróleo y del gas, cuyo suministro se encuentra asociado a las tensiones en los mercados respectivos y a decisiones políticas estratégicas por parte de los países que cuentan con esas fuentes, así como, a largo plazo, a la disponibilidad natural de las mismas (agotamiento del recurso)<sup>(31)</sup>. En este sentido, las renovables y la eficiencia energética serían, de nuevo, fuentes energéticas que cumplirían esta condición. El uranio y el carbón, dadas las características de sus mercados internacionales,
- también se consideran fuentes lo suficientemente seguras, independientemente de su origen autóctono o no. Sin embargo, existe otro aspecto de la seguridad del abastecimiento en el que algunas energías renovables no estarían particularmente bien situadas: la continuidad del suministro. Algunas renovables llamadas “no gestionables” (eólica y solar), que por otra parte son las que más han crecido en nuestro país en la última década y especialmente en los últimos años, son intermitentes, pues dependen de la disponibilidad del recurso en el que se basan. En este caso, las fuentes más seguras serían aquellas cuyo combustible se puede almacenar y gestionar (generalmente, todos los combustibles fósiles y también la energía nuclear, además de la biomasa).
- **Competitividad.** Finalmente, es necesario contar con un sistema energético a costes razonables. El ámbito energético es sólo un ámbito de actuación más de los poderes públicos, aunque evidentemente de considerable importancia. Apostar únicamente por fuentes más caras implica un sobrecoste que se traslada por vinculaciones hacia delante a toda la economía, influyendo en procesos de inversión y producción de otros bienes y, por tanto, en el empleo. Ese sobrecoste tiene influencias negativas sobre la competitividad de la economía española y, por tanto, en el empleo. En este sentido, de nuevo, las fuentes convencionales tienen ventaja<sup>(32)</sup>.
  - **Acceso a la energía:** un modelo energético sólo es sostenible si permite el acceso a los recursos energéticos a toda la población – y en especial a los países en desarrollo.

Concretamente, en el ámbito energético se han planteado dos retos fundamentales, tanto en el contexto español como europeo: la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) y la seguridad del abastecimiento energético en el sentido de diversificación de fuentes externas de energía.

### 1.4. ¿cómo han evolucionado las emisiones, en el mundo, en Europa y en España?

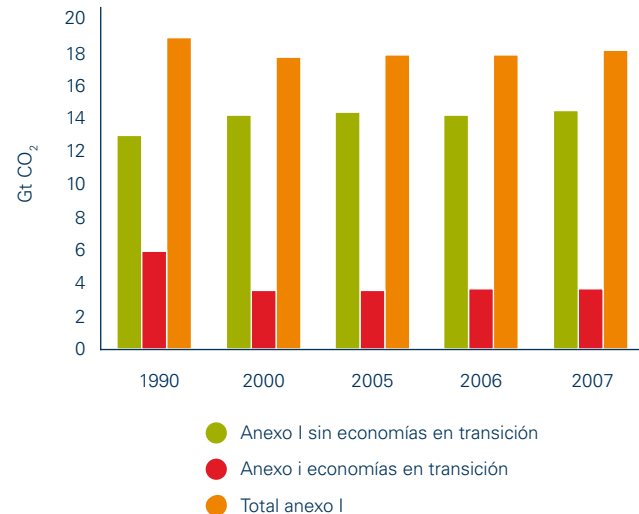
#### 1.4.1. Mundial

Lo primero que debe decirse sobre el inventario mundial es que no existen datos recientes sobre el total de emisiones de GEI a nivel global. La Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés) distingue entre países Anexo I (los más desarrollados) y no-Anexo I (el resto). Los datos sobre las emisiones de los primeros sí están actualizados, pero no ocurre lo mismo con los segundos.

Según la UNFCCC<sup>(33)</sup>, entre 1990 y 2007 las emisiones agregadas de GEI, excluidas las emisiones o absorciones derivadas del uso de la tierra, el cambio del uso del suelo y actividades forestales (LULUCF) se redujeron en los países Anexo I en un 3,9%, desde los 18.848,0 a los 18.112,1 MtCO<sub>2</sub>e.

La reducción de las emisiones en los países del Anexo I se debe, fundamentalmente, a la reducción de las emisiones en los países del antiguo bloque soviético (las denominadas economías en transición), como muestra la Figura 1.8.

Figura 1.8. Emisiones de GEI (netas de LULUCF). Fuente: UNFCCC (2009).



Aunque no existen datos mundiales del total de GEI, la AIE sí recoge las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen energético. Las emisiones mundiales totales del principal GEI, el CO<sub>2</sub>, relacionadas con la combustión energética en el año 2007 (último año para los que hay datos en este sentido) alcanzaron los 28,8 MtCO<sub>2</sub>e, un 37% superiores a las del año 1990<sup>(34)</sup>.

Tabla 1.2. Emisiones de CO<sub>2</sub> energéticas a nivel mundial. Fuente: AIE (2010b).

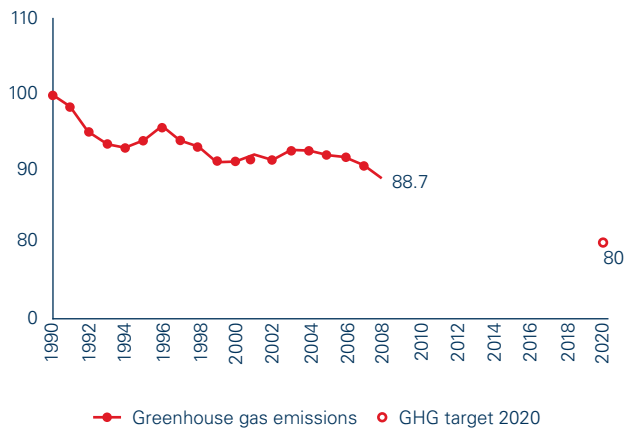
	1990	2008	2030	Participación (%)	
				2008	2030
Carbón	8308	12604	18641	42,9	46
Petróleo	8823	10812	13618	36,8	34
Gas	3810	5846	7966	19,9	20
Emisiones de CO <sub>2</sub> totales	20941	29381	40226	100	100

### 1.4.2. UE-27

Los datos del inventario europeo de GEI muestra que las emisiones brutas totales de GEI (excepción hecha de las que correspondan al sector “Uso de la Tierra, Cambios del Uso de la Tierra y Silvicultura”, que se computan separadamente) se redujeron en un 11,3% entre 1990 y 2008 (627 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, MtCO<sub>2</sub>e). Las emisiones se redujeron en un 2% (99 MTCO<sub>2</sub>e) entre 2007 y 2008 (Figura 1.9)<sup>(35)</sup>.

Figura 1.9. Emisiones de GEI de la UE-27 entre 1990 y 2008.

Fuente: CE/EEA (2010).



No todas las fuentes de emisión han contribuido igualmente a esta reducción durante el periodo. Las categorías que más contribuyeron a la reducción fueron las industrias manufactureras y la generación eléctrica<sup>(36)</sup>. Por el contrario, el consumo de halocarbonos y, sobre todo, el transporte por carretera, fueron las que compensaron más la reducción de las emisiones provocadas por aquellas actividades. Si consideramos la evolución de las emisiones entre 2007 y 2008, las que más contribuyeron a la reducción fueron la generación eléctrica (73 MtCO<sub>2</sub>e) y, a gran distancia, las industrias manufactureras (17 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente) y el transporte por carretera (16 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente), mientras que las que más emisiones aportaron en términos absolutos fueron los hogares y servicios (46 MTCO<sub>2</sub>e).

Con respecto a las emisiones por tipo de gas, el gas más importante es el CO<sub>2</sub>, que representa el 83% de las emisiones de GEI de la UE en 2008. Las emisiones de CO<sub>2</sub> europeas se redujeron un 7% en el periodo 1990-2008 y un 2,1% entre 2007 y 2008 (Tabla 1.3).

Tabla 1.3. Emisiones de GEI entre 1990 y 2008 en MtCO<sub>2</sub>e.

Fuente: CE/EEA (2010).

<b>GREENHOUSE GAS EMISSIONS</b>	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Net CO <sub>2</sub> emissions/removals	4,048	3,760	3,838	3,752	3,734	3,662	3,704	3,762	3,765	3,865	3,852	3,829	3,823	3,812	3,671
CO <sub>2</sub> emissions (without LULUCF)	4,401	4,154	4,255	4,166	4,156	4,090	4,112	4,189	4,161	4,251	4,259	4,239	4,236	4,178	4,089
CH <sub>4</sub>	598	542	537	520	506	495	481	467	458	448	434	428	423	418	413
N <sub>2</sub> O	518	458	464	461	438	415	412	405	394	390	393	384	373	372	364
HFCs	28	41	47	53	54	47	46	45	48	53	55	60	62	66	70
PFC <sub>s</sub>	20	13	13	12	11	11	9	8	10	8	6	5	5	4	4
SF <sub>6</sub>	11	16	15	14	13	11	11	10	9	9	9	9	10	9	9
<b>Total (with net CO<sub>2</sub> emissions/removals)</b>	<b>5,223</b>	<b>4,830</b>	<b>4,914</b>	<b>4,812</b>	<b>4,756</b>	<b>4,641</b>	<b>4,663</b>	<b>4,699</b>	<b>4,684</b>	<b>4,772</b>	<b>4,750</b>	<b>4,716</b>	<b>4,696</b>	<b>4,681</b>	<b>4,530</b>
<b>Total (without CO<sub>2</sub> from LULUCF)</b>	<b>5,576</b>	<b>5,224</b>	<b>5,331</b>	<b>5,226</b>	<b>5,178</b>	<b>5,068</b>	<b>5,071</b>	<b>5,126</b>	<b>5,081</b>	<b>5,158</b>	<b>5,157</b>	<b>5,126</b>	<b>5,108</b>	<b>5,047</b>	<b>4,948</b>
<b>Total (without LULUCF)</b>	<b>5,567</b>	<b>5,215</b>	<b>5,321</b>	<b>5,217</b>	<b>5,169</b>	<b>5,060</b>	<b>5,062</b>	<b>5,117</b>	<b>5,072</b>	<b>5,149</b>	<b>5,148</b>	<b>5,117</b>	<b>5,100</b>	<b>5,039</b>	<b>4,940</b>

El sector de la energía fue el principal responsable de las emisiones de GEI en la UE en 2008, con un 79% de participación en las mismas, seguido por la agricultura (9,6%) y los procesos industriales (8,3%)(Tabla 1.4).

 Tabla 1.4. Contribución de las principales fuentes a las emisiones (MtCO<sub>2</sub>).

Fuente: CE/EEA (2010).

<b>GHG SOURCE AND SINK</b>	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1. Energy	4,267	4,024	4,136	4,030	4,018	3,957	3,962	4,046	4,013	4,096	4,088	4,062	4,050	3,978	3,907
2. Industrial Processes	484	463	458	467	439	401	413	400	397	405	416	420	421	434	410
3. Solvent and Other Product Use	17	14	14	14	14	14	14	13	13	13	13	12,910	13	13	12
4. Agriculture	592	513	515	515	513	509	501	492	487	481	481	475	472	472	472
5. Land-Use, Land-Use Change and Fore	-344	-385	-407	-405	-413	-419	-399	-418	-388	-377	-399	-401	-404	-357	-410
6. Waste	207	201	198	190	185	179	173	165	161	155	150	146	145	142	139
7. Other	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total (with net CO<sub>2</sub> emissions/removals)</b>	<b>5,223</b>	<b>4,830</b>	<b>4,914</b>	<b>4,812</b>	<b>4,756</b>	<b>4,641</b>	<b>4,663</b>	<b>4,699</b>	<b>4,684</b>	<b>4,772</b>	<b>4,750</b>	<b>4,716</b>	<b>4,696</b>	<b>4,681</b>	<b>4,530</b>
<b>Total (without LULUCF)</b>	<b>5,567</b>	<b>5,215</b>	<b>5,321</b>	<b>5,217</b>	<b>5,169</b>	<b>5,060</b>	<b>5,062</b>	<b>5,117</b>	<b>5,072</b>	<b>5,149</b>	<b>5,148</b>	<b>5,117</b>	<b>5,100</b>	<b>5,039</b>	<b>4,940</b>



Con respecto a las emisiones por Estados Miembros, muestran grandes divergencias en la evolución de sus emisiones (Tabla 1.5).

Tabla 1.5. Contribución de los Estados Miembros a las emisiones de GEI entre 1990 y 2008 (MtCO<sub>2</sub>e). Fuente: CE/EEA (2010).

Member State	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Austria	78	80	83	82	82	80	80	85	86	92	91	93	90	87	87
Belgium	143	150	154	145	151	144	145	144	143	145	145	141	136	130	133
Denmark	69	76	90	80	76	73	68	70	69	74	68	64	72	67	64
Finland	70	71	77	75	72	71	69	74	76	84	80	68	80	78	70
France	563	557	572	565	578	562	557	559	550	554	553	556	540	530	527
Germany	1,232	1,101	1,122	1,084	1,060	1,027	1,025	1,041	1,020	1,014	1,000	978	983	957	958
Greece	103	108	111	116	121	121	125	126	126	130	130	133	129	132	127
Ireland	55	58	60	62	65	66	68	70	68	68	67	69	68	68	67
Italy	517	529	522	528	539	546	550	555	556	571	574	573	562	553	541
Luxembourg	13	10	10	10	9	9	10	10	11	12	13	13	13	13	12
Netherlands	212	225	233	226	227	215	215	216	216	217	218	212	209	207	207
Portugal	59	70	68	71	76	83	81	83	87	82	85	87	82	80	78
Spain	285	315	308	328	339	367	381	381	397	405	420	435	427	439	406
Sweden	72	74	78	73	74	70	69	69	70	71	70	68	67	66	64
United Kingdom	772	712	733	708	703	671	673	676	655	661	659	655	650	640	628
EU-15	4,245	4,137	4,220	4,154	4,171	4,106	4,114	4,159	4,131	4,178	4,174	4,145	4,108	4,046	3,970

Member State	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
EU-15	4,245	4,137	4,220	4,154	4,171	4,106	4,114	4,159	4,131	4,178	4,174	4,145	4,108	4,046	3,970
Bulgaria	117	89	87	84	75	70	69	70	67	72	71	71	72	76	73
Cyprus	5	7	7	7	8	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10
Czech Republic	195	154	160	153	145	141	148	150	145	145	146	145	147	147	141
Estonia	41	21	22	21	20	18	18	19	18	20	20	19	19	22	20
Hungary	97	79	81	79	79	79	77	79	77	80	79	80	78	76	73
Latvia	27	13	13	12	12	11	10	11	11	11	11	11	12	12	12
Lithuania	50	22	23	23	24	21	19	21	21	21	22	23	24	25	24
Malta	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Poland	453	440	449	444	414	402	390	387	374	386	387	390	403	400	396
Romania	242	180	187	168	150	133	136	141	147	154	155	150	154	153	146
Slovakia	74	53	52	51	51	50	49	51	50	51	51	50	50	48	49
Slovenia	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	20	21	21
EU-27	5,567	5,215	5,321	5,217	5,169	5,060	5,062	5,117	5,072	5,149	5,148	5,117	5,100	5,039	4,940

El mayor contribuyente en términos absolutos es Alemania, seguida de Reino Unido, Italia, Francia, España y Polonia. Las emisiones conjuntas de todos estos países representaron el 70% de las emisiones de GEI de la UE-27 en 2008.

### 1.4.3. España

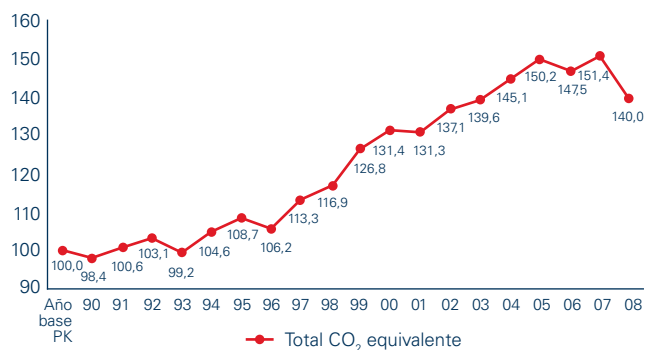
España es el quinto mayor emisor en la UE-27, contribuyendo con un 8% al total de las emisiones de GEI. Las emisiones de GEI se incrementaron en un 40% entre 1990 y 2008<sup>(37)</sup>. Esto se debió fundamentalmente al incremento de emisiones del transporte rodado, producción de electricidad e industrias manufactureras<sup>(38)</sup>.

Tabla 6. Evolución del agregado de emisiones. Fuente: MMAMRM (2010).

Año base PK	Valores absolutos (Gg CO <sub>2</sub> -eq)							
	1990	1995	2000	2004	2005	2006	2007	2008
289.773,21	285.123,29	314.966,77	380.797,48	420.447,48	435.112,27	427.281,39	438.676,78	405.740,29

Figura 1.10. Índice de evolución del agregado de emisiones.

Fuente: MMAMRM (2010).



Puede observarse, sin embargo, que a pesar del importante crecimiento de las emisiones en el periodo considerado, éstas se redujeron significativamente entre 2007 y 2008, como consecuencia fundamental de la menor actividad económica derivada de la crisis económica, así como de una menor utilización del carbón en la generación eléctrica.

Por otro lado, las siguientes tablas muestra la participación de cada GEI en el total de emisiones, así como la evolución de las emisiones por tipo de gas. Puede observarse el peso fundamental que tienen las emisiones de CO<sub>2</sub>, que representan el 83% de todas las emisiones de GEI, ganando peso con respecto a su participación en 1990 (cuando representaban un 80%), como consecuencia de un crecimiento sustancial en el periodo considerado (48%), superior a todos los otros GEI.

Tabla 1.7. Evolución de las emisiones por tipo de gas.

Fuente: MMAMRM (2010).

Cifras en Gg CO<sub>2</sub>-eq

GAS	1990	1995	2000	2004	2005	2006	2007	2008
CO <sub>2</sub>	228.228,16	254.832,23	307.021,42	351.218,52	367.181,99	358.023,08	367.812,23	337.516,18
CH <sub>4</sub>	26.291,29	29.127,69	33.658,53	35.266,08	35.393,90	35.865,20	36.568,06	36.042,79
N <sub>2</sub> O	27.250,82	25.420,57	31.380,99	28.788,63	27.034,63	27.286,88	27.880,23	25.316,20
HFC	2.403,18	4.645,44	8.120,23	4.648,22	4.985,71	5.534,97	5.827,18	6.255,00
PFC	882,92	832,51	411,71	272,04	244,41	247,63	249,11	256,05
SF <sub>6</sub>	66,92	108,34	204,60	254,00	271,63	323,62	339,97	354,07
<b>TOTAL GASES</b>	<b>285.123,29</b>	<b>314.966,77</b>	<b>380.797,48</b>	<b>420.447,48</b>	<b>435.112,27</b>	<b>427.281,39</b>	<b>438.676,78</b>	<b>405.740,29</b>

Porcentaje sobre el total de CO<sub>2</sub>-eq del inventario

GAS	1990	1995	2000	2004	2005	2006	2007	2008
CO <sub>2</sub>	80,05	80,91	80,63	83,53	84,39	83,79	83,85	83,19
CH <sub>4</sub>	9,22	9,25	8,84	8,39	8,13	8,39	8,34	8,88
N <sub>2</sub> O	9,56	8,07	8,24	6,85	6,21	6,39	6,36	6,24
HFC	0,84	1,47	2,13	1,11	1,15	1,30	1,33	1,54
PFC	0,31	0,26	0,11	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
SF <sub>6</sub>	0,02	0,03	0,05	0,06	0,06	0,08	0,08	0,09
<b>TOTAL GASES</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

Índice de evolución anual (año 1990 = 100; 1995 = 100 para los gases fluorados)

GAS	1990	1995	2000	2004	2005	2006	2007	2008
CO <sub>2</sub>	100,0	111,7	134,5	153,9	160,9	156,9	161,2	147,9
CH <sub>4</sub>	100,0	110,8	128,0	134,1	134,6	136,4	139,1	137,1
N <sub>2</sub> O	100,0	93,3	115,2	105,6	99,2	100,1	102,3	92,9
HFC	51,7	100,0	174,8	100,1	107,3	119,1	125,4	134,6
PFC	106,1	100,0	49,5	32,7	29,4	29,7	29,9	30,8
SF <sub>6</sub>	61,8	100,0	188,8	234,4	250,7	298,7	313,8	326,8

Finalmente, la tendencia de las emisiones por sector queda reflejada en las siguientes tablas.

Tabla 1.8. Evolución de las emisiones por sector de actividad.

Fuente: MMAMRM (2010).

Valores absolutos (Gg CO<sub>2</sub>-equivalente)

SECTOR	1990	1995	2000	2004	2005	2006	2007	2008
1. Procesado de la energía	212.225,93	240.176,86	288.651,72	330.312,72	345.399,42	335.539,55	345.409,83	318.349,99
2. Procesos industriales	26.114,63	27.047,34	34.234,94	32.272,33	33.702,45	34.422,98	34.375,96	31.342,06
3. Uso de disolventes y otros productos	1.387,85	1.343,58	1.667,08	1.612,99	1.619,52	1.604,11	1.580,05	1.527,15
4. Agricultura	37.743,39	36.565,28	43.999,45	42.863,70	40.568,91	41.298,10	42.347,41	38.955,64
6. Tratamientos y eliminación de residuos	7.651,49	9.833,72	12.244,29	13.385,73	13.821,96	14.416,65	14.963,53	15.565,45
<b>TOTAL SECTORES</b>	<b>285.123,29</b>	<b>314.966,77</b>	<b>380.797,48</b>	<b>420.447,48</b>	<b>435.112,27</b>	<b>427.281,39</b>	<b>438.676,78</b>	<b>405.740,29</b>
5. Cambio uso suelo y silvicultura	-38.823,92	-41.250,09	-46.165,75	-48.248,52	-48.653,72	-48.982,86	-49.940,39	-51.771,49

Contribución al total de CO<sub>2</sub>-eq del inventario

SECTOR	1990	1995	2000	2004	2005	2006	2007	2008
1. Procesado de la energía	74,4	76,3	75,8	78,6	79,4	78,5	78,7	78,5
2. Procesos industriales	9,2	8,6	9,0	7,7	7,7	8,1	7,8	7,7
3. Uso de disolventes y otros productos	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
4. Agricultura	13,2	11,6	11,6	10,2	9,3	9,7	9,7	9,6
6. Tratamientos y eliminación de residuos	2,7	3,1	3,2	3,2	3,2	3,4	3,4	3,8
<b>TOTAL SECTORES</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Índice de evolución anual (año 1990 = 100)

SECTOR	1990	1995	2000	2004	2005	2006	2007	2008
1. Procesado de la energía	100,0	113,2	136,0	155,6	162,8	158,1	162,8	150,0
2. Procesos industriales	100,0	103,6	131,1	123,6	129,1	131,8	131,6	120,0
3. Uso de disolventes y otros productos	100,0	96,8	120,1	116,2	116,7	115,6	113,8	110,0
4. Agricultura	100,0	96,9	116,6	113,6	107,5	109,4	112,2	103,2
6. Tratamientos y eliminación de residuos	100,0	128,5	160,0	174,9	180,6	188,4	195,6	203,4
<b>TOTAL SECTORES</b>	<b>100,0</b>	<b>110,5</b>	<b>133,6</b>	<b>147,5</b>	<b>152,6</b>	<b>149,9</b>	<b>153,9</b>	<b>142,3</b>

Destaca en este sentido el peso de procesado de energía, que representa el 78% de todas las emisiones. Las emisiones de este sector han crecido sustancialmente en el periodo considerado (50%). Sin embargo, el sector de mayor crecimiento ha sido el de tratamiento y eliminación de residuos (un 103% en el periodo).

### 1.5. ¿cuál es el coste de reducir los riesgos del cambio climático?

Los estudios realizados sobre el coste de evitar que las temperaturas superen los dos grados son coincidentes en sus conclusiones<sup>(39)</sup>: **evitar** los riesgos del cambio climático tendrá un coste, pero éste será inferior en varios órdenes de magnitud al coste derivado de los daños de **afrontar** tales riesgos. Además, las acciones de mitigación conllevan una serie de beneficios secundarios en términos de una menor factura energética y unas menores emisiones de contaminantes locales, lo que implica beneficios para la salud humana<sup>(40)</sup>.

Diversos estudios muestran que mitigar las emisiones para evitar que las temperaturas superen los dos grados puede suponer un coste de alrededor del 1% del PIB mundial<sup>(41)</sup>, pero como se ha argumentado anteriormente tiene sentido incurrir en este coste para evitar un problema mayor, además de que conlleva otros beneficios asociados.

Los costes económicos provocados por el cambio climático son en efecto inciertos. Según las estimaciones más conservadoras, los costes anuales podrían estar entre el 0 y el 3% del PIB global en el momento que las temperaturas hayan aumentado en 2-3 °C. Pero si las concentraciones de GEI sobrepasaran los 550 ppm, la temperatura se incrementase en más de 3 °C y el impacto ecológico fuera más abrupto, el coste económico podría ser mucho mayor (“efecto umbral”). Además, este coste está desigualmente distribuido, siendo los países menos desarrollados los más perjudicados. Los países desarrollados situados en latitudes menores serán más vulnerables.

Según el informe Stern (2007), los costes totales en los próximos dos siglos del cambio climático equivalen a una reducción media en el consumo per cápita de al menos el 5% desde ahora y para siempre, pudiendo incrementarse hasta el 20% de reducción. En contraste, los costes de mitigación hasta 550 ppm: 1% PIB anual en 2050, con un rango de entre -2% y 5% del PIB. Sin embargo, la estabilización a 450 ppm CO<sub>2</sub>e es difícil de lograr y mucho más costosa.

En el informe Stern (2007), se mencionan 21 estudios que han estimado la pérdida de PIB en escenarios de estabilización de las concentraciones en 450 ppm. Estos estudios muestran que el rango de cambios en el PIB mundial en 2030 varía entre una pérdida del 3,4% y un incremento del 3,9% con respecto al Escenario Base.

En el Escenario Base se supone que no se adoptan políticas adicionales durante el periodo 2010-2050 a las ya existentes en 2010. La AIE estima un rango más estrecho de pérdidas de PIB de entre 0,9% y 1,6% también para 2030<sup>(42)</sup>.

Sin embargo, es probable que las pérdidas de PIB sean mayores a más largo plazo (2050). Por ejemplo, la OCDE calcula que en 2050 la pérdida de PIB en un escenario de concentración de 550 ppm será del 4%. En un escenario de 450 ppm la pérdida es del 7%<sup>(43)</sup>. Edenhofer et al (2009) muestran que estabilizar las concentraciones de CO<sub>2</sub> al nivel de 450 ppm es técnicamente viable y económicamente asumible. Para lograr ese objetivo, las pérdidas descontadas de bienestar están entre el 0,1% y el 1,4% del PIB global con respecto a los niveles del escenario de referencia. Los autores proyectan inversiones en tecnologías bajas en carbono de entre 0,2 % y 1 % del PIB global durante el siglo XXI, lo que corresponde a unos US\$ 1.200 billones de inversiones adicionales (es decir, sobre la línea base) en tecnologías de mitigación a mitad de siglo.

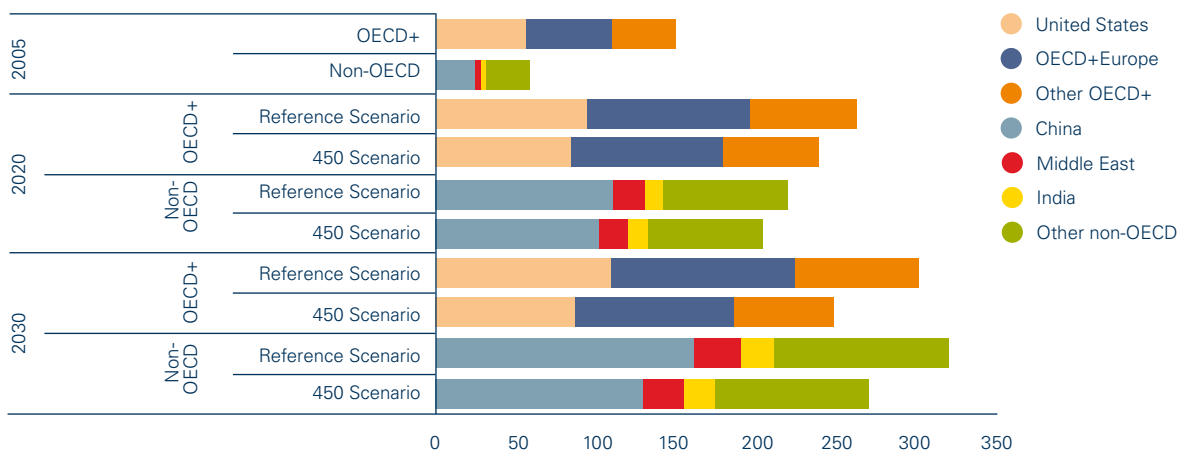
Según la AIE<sup>(44)</sup>, se necesitarían 46 billones de dólares en inversiones adicionales a las que se producirían en el periodo 2010-2050 para lograr situar a la economía mundial en una senda compatible con los 2 °C de aumento en las temperaturas<sup>(45)</sup>. Casi la mitad de esta cantidad sería necesaria para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen energético en el sector transporte, 27% en la edificación, 20% en el eléctrico y el 4% en la industria. Algunas de estas inversiones son rentables incluso si no existiese un instrumento de política pública para incentivarlas. La razón es que provocan ahorros de combustible durante el periodo considerado de 180 mil millones de toneladas equivalentes de petróleo que, valorados monetariamente en 112 billones de dólares, son superiores a las inversiones adicionales.

De forma similar, AIE<sup>(46)</sup> ya calculaba que las inversiones necesarias para situar a la economía mundial en una senda de 450 ppm (es decir, las inversiones adicionales necesarias en el escenario de 450 ppm con respecto al de referencia) implicaban inversiones en el periodo 2010-2030 de 8 billones de dólares. Los ahorros de combustible provocados por esas inversiones en ese periodo superaban ligeramente esa cantidad. Si se tiene en cuenta que esas inversiones son duraderas (por ejemplo, los edificios más eficientes energéticamente construidos en 2010-2030 seguirán estando después de 2030), entonces los ahorros de combustible alcanzarían los 17 billones de dólares. En particular, la factura por importación de gas y petróleo en la Unión Europea se reduce en 2030 desde los casi 700 mil millones de dólares en el escenario de referencia hasta los 400 mil millones en el escenario de 450 ppm (en 2008 esos gastos alcanzaron los 450 mil millones en 2008).

Además, se producen en el escenario de 450 ppm co-beneficios en términos de reducciones de contaminantes atmosféricos, lo que produciría mejoras en la salud de las personas, especialmente en países como China y la India. Las emisiones de SO<sub>2</sub>, NOx y partículas se reducirían, respectivamente, en un 29%, 19% y 9% en 2030 en el escenario de 450 ppm con respecto al escenario de referencia.

Según la AIE<sup>(47)</sup>, los costes anuales de control de la contaminación atmosférica se reducirían significativamente en 2030 en el escenario de 450 ppm con respecto al escenario de referencia.

Figura 1.11. Costes anuales de control de la contaminación atmosférica.  
Fuente: AIE (2009).





Un estudio de la Agencia Europea del Medio Ambiente<sup>(48)</sup> mostró también que las políticas de cambio climático pueden contribuir a reducir la contaminación atmosférica local, con importantes beneficios para la salud. Los beneficios adicionales de un escenario que limitase las emisiones para que las temperaturas medias no superasen los 2° C daría lugar a ahorros en el control de la contaminación atmosférica que ascenderían a los 10 billones de €/año en Europa, y a unos costes evitados para la salud de entre €16-46 billones al año. Anun et al (2006) mostró que para lograr reducciones en las emisiones de CO<sub>2</sub> de entre 10 y 20%, los beneficios de la menor contaminación atmosférica compensarían los costes de las medidas.

Otro aspecto a tener en cuenta es no sólo una menor utilización de los combustibles fósiles, sino un menor nivel y, probablemente, volatilidad de los precios de estos combustibles. Si en el escenario de referencia se esperan crecientes precios de los combustibles, en el escenario de 450 ppm los precios son más bajos. Los precios podrían incluso aumentar mucho más en un escenario de altos precios (compárense las siguientes tres tablas).

Tabla 1.9. Supuestos de evolución del precio de los combustibles fósiles en el escenario de referencia (\$2008/unidad). Fuente: AIE (2009).

	Unidad	2000	2008	2030
Petróleo	Barril	34.3	97.1	115
Gas natural-EEUU	MBtu*	4.7	8.2	11.3
Gas natural-Europa	MBtu*	3.4	10.3	14.0
Carbón	Tonelada	41.2	120.6	109.4

MBtu = millones de unidades térmicas británicas

Tabla 1.10. Supuestos sobre el precio de los combustibles fósiles (Caso de "altos precios")(\$2008/unidad). Fuente: AIE (2009).

	Unidad	2000	2008	2030
Petróleo	Barril	34.3	97.2	150
Gas natural-EEUU	MBtu*	4.7	8.2	13.6
Gas natural-Europa	MBtu*	3.4	10.3	18.2
Carbón	Tonelada	41.22	120.6	142.7

MBtu = millones de unidades térmicas británicas

Tabla 1.11. Supuestos sobre el precio de los combustibles fósiles (escenario de "450ppm")(\$2008/unidad). Fuente: AIE (2009).

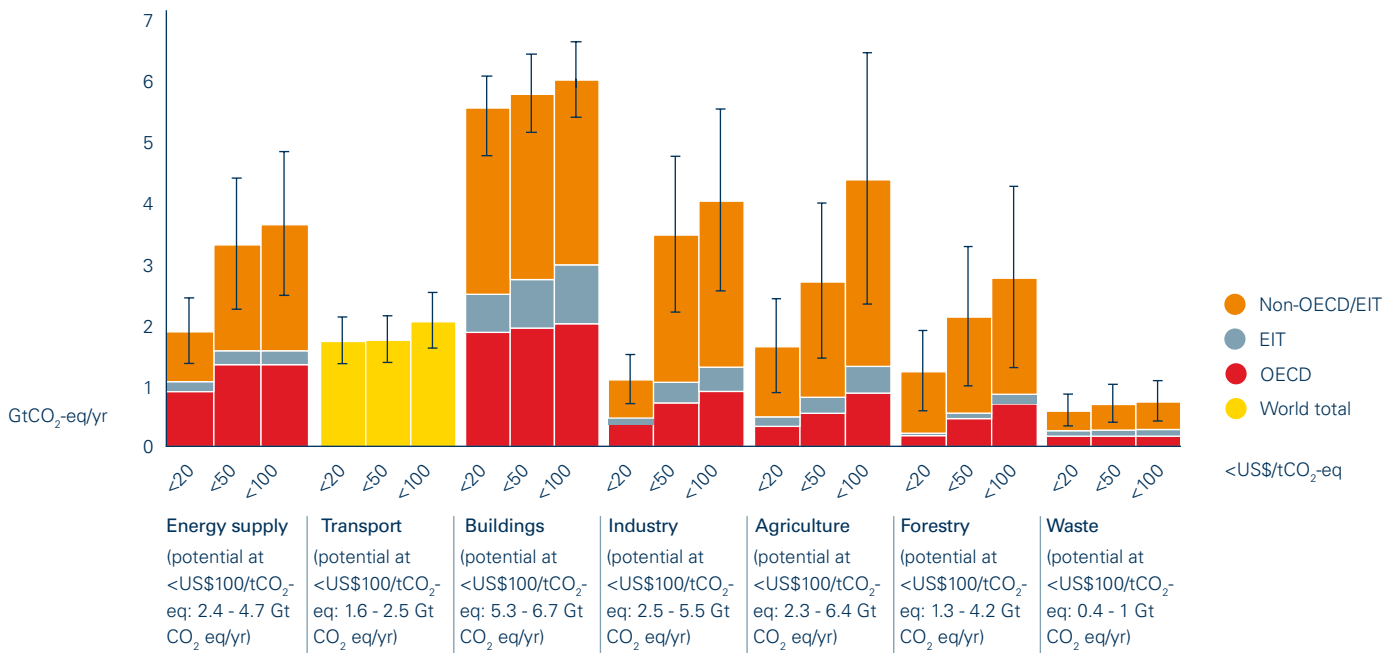
	Unidad	2008	2030	% diferencia con respecto al escenario de referencia en 2030
Petróleo	Barril	97.2	90	-22
Gas natural-EEUU	MBtu*	8.2	10.1	-10
Gas natural-Europa	MBtu*	10.3	11.0	-21
Carbón	Tonelada	120.6	64.8	-41

MBtu = millones de unidades térmicas británicas

Un mix de generación eléctrico menos dependiente de los combustibles fósiles tiene además la ventaja de no afrontar el coste del CO<sub>2</sub>, que se prevé en aumento según los modelos y expertos. En este sentido, la consultora Point Carbon (2010) ha realizado recientemente una encuesta entre varios miles de expertos europeos en cuestiones de energía y cambio climático sobre las expectativas de precios CO<sub>2</sub> en 2020. Una mayoría espera precios relativamente elevados de entre 20 y 30 €/tonelada de CO<sub>2</sub>. Uno de cada cuatro espera precios aún más altos (de entre 30 y 50 €).

Figura 1.12. Potencial y coste de mitigación de las emisiones globales.

Fuente: IPCC (2007).



Los costes y los potenciales de mitigación de las emisiones varían entre sectores. A nivel global, son relativamente elevados en el sector de la edificación, seguido del suministro de energía, agricultura, industria y transporte (Figura 1.12).

Los modelos también sugieren que distintas políticas pueden dar lugar a distintos costes de mitigación. Los modelos y escenarios utilizados muestran que si se quiere reducir las emisiones de GEI de manera coste-eficiente aplicar un precio del CO<sub>2</sub> daría lugar a un coste económico (medido en términos de pérdida del PIB) relativamente modesto. La razón es que un precio del CO<sub>2</sub>

global permitiría reducir las emisiones primordialmente allí donde es menos caro hacerlo. Las políticas de cambio climático creíbles a largo plazo reducen la incertidumbre para los inversores privados y aportan incentivos para que los pioneros establezcan un liderazgo tecnológico en este mercado<sup>(49)</sup>.

Los modelos climático-económicos no sólo justifican la intervención para afrontar el problema en base a unos costes de evitar el problema que probablemente serán inferiores a afrontarlo, sino que, además, muestran que cualquier retraso en la toma de acciones provocaría un coste de actuación mayor cuando nos decidiésemos a tomar

medidas, además de hacer mucho más difícil la consecución de los objetivos de 450 ppm. Por ejemplo, Edenhofer et al (2009) muestran que si el mundo continúa en una senda de emisiones como en el escenario de referencia hasta 2030, estabilizar las concentraciones de CO<sub>2</sub> en el nivel de 450 ppm ya no será posible. Lograr el nivel de concentraciones de 450 ppm en 2100 es posible si se retrasan las acciones de mitigación hasta 2020, pero este retraso incrementaría sobremanera los costes de mitigación (en al menos un 46%). Además, ese retraso reduce la posibilidad de lograr los 2 °C de aumento en las temperaturas.

Esto tiene que ver con el bloqueo tecnológico (*lock-in*) antes mencionado. Retrasar la reducción de emisiones da lugar a inversiones que bloquean a la economía en infraestructuras y en una senda de desarrollo más intensiva en emisiones, lo cual reduce la posibilidad de lograr menores emisiones a largo plazo e incrementa el riesgo de impactos climáticos más severos. Como las infraestructuras y las tecnologías en los sectores eléctrico, industrial, residencial y transporte tienen largos periodos de amortización, tomar medidas ahora es más barato que postergarlas.

En resumen, limitar las concentraciones en ese rango (450-550 ppm) es posible. Los costes son modestos en comparación con los costes (daños) de no actuar. Es urgente una actuación internacional decidida. El retraso significa unos mayores riesgos y elevados costes.

## 1.6. ¿cuál es el entorno regulatorio?

Como consecuencia de los consensos científicos y políticos descritos, en los últimos años se ha desarrollado un creciente y complejo marco regulatorio, que pasamos a describir de modo resumido en las siguientes páginas.

### 1.6.1. Mundial

#### 1.6.1.1. Kioto<sup>(50)</sup>

El Protocolo de Kioto, aprobado en 1997, establece por primera vez un objetivo obligatorio de reducción de todos los GEI para los países del denominado “Anexo I” a la Convención (los más desarrollados). Estos se comprometieron a una reducción conjunta de las emisiones de gases de efecto invernadero del 5,2% en el periodo 2008-2012 en relación a un año base, 1990 para el CO<sub>2</sub>, el metano y el N<sub>2</sub>O y 1995 para el resto de gases<sup>(51)</sup>. Los países tienen distintos compromisos de reducción (Cuadro 1.2), con base en la idea de “responsabilidades comunes pero diferenciadas”. Los países no Anexo I no tienen obligaciones de reducción de sus emisiones.

Cuadro 1.2. Compromisos de reducción de emisiones para 2008-2012 (base = 1990).

Australia	+8%	Nueva Zelanda	0%
Unión Europea	-8%	Rusia	0%
Japón	-6%	EEUU	-7%
Canadá	-5%	España	+15%

El Protocolo tiene una clara doble dimensión, ambiental y económica: la dimensión ambiental es la relativa a los compromisos de control de las emisiones ya mencionados; la dimensión económica se refiere al logro de esos objetivos al menor coste posible. Para ello, se incluyeron en el articulado del Protocolo los denominados Mecanismos Flexibles de Kioto, que incluyen el Comercio Internacional de Emisiones (CIE) (art. 17), la Aplicación Conjunta (AC) (art. 6) y el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) (art. 12).

Los compromisos de reducción pueden expresarse como cantidades de emisiones permitidas o cantidades atribuidas (CAs)<sup>(52)</sup>. La CA es el techo a las emisiones de cada país Anexo B establecido según su compromiso en el Protocolo de Kioto para el primer periodo de cumplimiento (2008-2012).

Según el artículo 3.7 del Protocolo, para calcular la CA cada país debe tener en cuenta su objetivo en el Protocolo de Kioto<sup>(53)</sup> y debe entonces considerar las emisiones de GEI en el año base (1990, excepto para los HFC, PFC y SF<sub>6</sub>, que puede elegirse 1990 o 1995) menos la absorción por sumideros en 1990 debida al cambio del uso de la tierra. Las emisiones netas así obtenidas se multiplican por cinco y se adapta según el objetivo de cada país en el Protocolo (o ARC) para calcular la CA. Una vez que un país ha calculado su CA, puede emitir un número de unidades de cantidad atribuida (UCAs) equivalentes a su CA<sup>(54)</sup>. Cada UCA

equivale a una tonelada de CO<sub>2</sub>e y puede ser intercambiada entre países y/o empresas. Este intercambio es la base del comercio de emisiones previsto en el Protocolo. Este intercambio de UCAs entre países del Anexo I está previsto en el artículo 17 del Protocolo, bajo el nombre de “Comercio internacional de Emisiones” (CIE). El mencionado artículo 17 establece que:

“La Partes incluidas en el Anexo B pueden participar en el comercio de emisiones con el objetivo de cumplir sus compromisos del artículo 3. Este comercio será suplementario a las acciones nacionales (...)”

La Figura 1.13 muestra esquemáticamente el funcionamiento del CIE.

Figura 1.13. Funcionamiento del CIE. Fuente: Elaboración propia.



Además del CIE, como ya se ha mencionado, el Protocolo establece otros dos mecanismos para lograr los objetivos al menor coste: el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL, art. 12) y la Aplicación Conjunta (AC, art. 6). Ambos están basados en la realización de proyectos de reducción de las emisiones en otros países (no perteneciente al Anexo I y pertenecientes al Anexo I, respectivamente). Los tres mecanismos (CIE, MDL y AC) suelen conocerse como Mecanismos Flexibles de Kioto (MFK).

Estos tres mecanismos, y los permisos y créditos de emisión que generan, conforman una suerte de comercio internacional de emisiones en sentido amplio. La utilización de estos mecanismos para cumplir con los objetivos depende de los costes marginales de reducción de las emisiones de cada uno de ellos, así como de otras ventajas y desventajas derivadas de su utilización. Conviene comenzar la discusión sobre el funcionamiento del comercio de emisiones teniendo en cuenta los tres MFK pues considerar el comercio de emisiones en sentido amplio aporta una perspectiva general crucial para entender las potencialidades de los mecanismos de Kioto y del comercio de emisiones en el contexto del Protocolo de Kioto.

Las unidades de reducción de Kioto procedentes de los MFK pueden ser intercambiadas y son cuatro: UCAs (Unidades de Cantidad Atribuida inicialmente asignadas a cada país Anexo B), UREs (Unidades de Reducción de Emisiones procedentes de proyectos de Aplicación Conjunta), UDAs (Unidades de Absorción procedentes de proyectos de uso y cambio de uso del suelo y silvicultura, tales como proyectos de forestación) y RCEs (Reducciones Certificadas de Emisiones procedentes de proyectos del MDL). Todas corresponden a 1 tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente. La Tabla 1.9 muestra las diferencias fundamentales entre dichas unidades.

Tabla 1.12. Unidades de reducción de Kioto. Fuente: Stowell (2005, p. 41).

Unidad	Fuente	Efecto en la cantidad asignada	Depósito (banking)
UCA	Cantidad Atribuida	Ninguno	Si
UDA	Actividades de uso de la tierra y forestales dentro de la cantidad asignada	Ninguno	No
URE	Conversión de UCAs o UDAs. Ligadas a proyectos que reducen o secuestran emisiones	Ninguno	Limitado a un máximo del 2,5% de la cantidad asignada
RCE	Créditos basados en la realización de proyectos	Adicionales a la cantidad asignada	Limitado a un máximo del 2,5% de la cantidad asignada

Puede observarse que, mientras las UCAs, los UDAs y las UREs se derivan de la cantidad asignada al país Anexo I, las RCEs pueden añadirse a la cantidad asignada<sup>(55)</sup>. Esto significa que, por ejemplo, las UREs se restan de las UCAs del país para evitar una doble contabilidad. En otras palabras, mientras que la transferencia o adquisición de las tres primeras es un juego de suma cero dentro de las obligaciones absolutas de los países del Anexo B, las RCEs se añaden a dichas obligaciones reduciéndolas *de facto*.

En principio, cabría esperar que los permisos/créditos de reducción de cada MFK fueran perfectamente sustituibles y comercializables entre sí. Esto facilita la fungibilidad ya que el uso respectivo de las de cada unidad de Kioto (UCAs, RCEs y UREs) está determinado por el coste por tonelada de CO<sub>2</sub>e. Por tanto, en principio no debería haber diferencia entre las unidades de Kioto, pues todas ellas se refieren a una tonelada de CO<sub>2</sub>e<sup>(56)</sup>.

### *Evolución del comercio de emisiones y del MDL*

Dos ausencias han golpeado al mercado de CO<sub>2</sub> en los últimos dos años<sup>(57)</sup>: el fracaso de la administración Obama para lanzar un programa de comercio de derechos de emisión, y la falta de un acuerdo final en la COP de Copenhague en Diciembre de 2009. Aún así, el mercado de CO<sub>2</sub> continuó su desarrollo, con el lanzamiento del RGGI el 1 de enero de 2009, las primeras emisiones verificadas en la fase 2 bajo el SECE y un enérgico crecimiento en el volumen del mercado en general. Es difícil evaluar en este momento el impacto de los acuerdos a los que se ha llegado en Cancún sobre el mercado del carbono.

En un entorno con cuestiones por resolver tanto en el marco del comercio internacional como del estadounidense, las expectativas del precio global han sufrido un moderado descenso. Específicamente, los encuestados este año esperan un precio global del CO<sub>2</sub> en 2020 de 35 US\$ (bajando desde los 39 US\$ del pasado año) o 31 € (frente a los 39 € del año pasado).

Comenzando con el SECE, nos deja la imagen de un mercado con participantes confiados, aunque el conocimiento acerca de la fase 3 del esquema no es particularmente preciso. Por primera vez, una mayoría indiscutible de encuestados dice que el SECE ha llevado a la reducción de las emisiones en las compañías a las que representan. Además, el 43% de todos los encuestados creen que el SECE es el instrumento más coste-eficiente para reducir las emisiones en la Unión Europea, frente al 20% en desacuerdo con esta valoración. Durante 2009, resultó que en la fase 2 del SECE –igual que sucedió en la fase 1– hubo una sobreoferta de EUAs. Así lo muestra la encuesta, ya que un 28% de los encuestados afirman que su compañía tuvo un superávit de EUAs en 2008-2012, frente

al 24% en 2009 y el 15% en 2008. Como era de esperar, los resultados de la encuesta indican que el sector energético es el que se quedó más corto, mientras que los sectores del cemento/cal/vidrio y la pulpa/papel tuvieron el mayor margen.

Aunque en la fase 3 los principales parámetros que limitan el comercio y el crédito han sido determinados por la Unión Europea, las compañías saben relativamente poco acerca de los niveles de asignación específicos de sus instalaciones para el período 2013-2020.

Con respecto al MDL, a 1 de septiembre de 2010, había más de 2350 proyectos registrados, que juntos supondrían 1820 millones de RCEs acumuladas hasta 2012<sup>(58)</sup>, unas cinco veces las emisiones anuales de España. El crecimiento en las RCEs ha sido imparable desde junio de 2005<sup>(59)</sup>. La mayoría de los proyectos son de renovables (60%), seguidos de los proyectos de reducción de metano (20%) y de otros proyectos (11%). Sin embargo, los proyectos de renovables supondrán sólo el 35% de las RCEs esperadas hasta 2012, seguidos con un 26% de los proyectos de HFC, PFC y reducción de N<sub>2</sub>O (que suponen sólo el 2% de los proyectos), de reducción de metano (20%) y de eficiencia energética (11%)<sup>(60)</sup>. Por países, China supone el 60% de las RCEs esperadas derivadas de los proyectos registrados, seguida muy de lejos de India (11%) y Brasil (5%). Por número de proyectos, China acoge el 40% de los proyectos, India el 22% y Brasil el 7%.

La mayoría de los varios miles de expertos recientemente consultados por la consultora Point Carbon<sup>(61)</sup> consideran que el MDL es tanto un mercado maduro como eficiente en costes. Esto contrasta con la Acción Conjunta, en la que sólo el 7% de los expertos consideran que el mercado está maduro. A pesar del fracaso de Copenhague,

posteriormente suavizado en la Conferencia de las Partes de Cancún, el 70% de los expertos consultados en el mencionado estudio esperan que la demanda de RCEs continuará después de 2012. ¿Cuál puede ser la razón? El informe menciona tres razones: 1) Casi todos los países Anexo I presentaron sus propuestas de objetivos de mitigación, lo que puede demostrar un deseo de pagar por las reducciones de emisiones llevadas a cabo en el futuro y, por tanto, por las RCEs procedentes de proyectos de MDL; 2) La demanda de RCEs para cumplir con los objetivos del SECE continuará en el futuro, con independencia de lo que ocurra a nivel internacional; 3) Finalmente, el MDL es parte del Protocolo de Kioto que, frente a lo que suele pensarse, no expira después de 2012, sino que tiene que ser abolido explícitamente si las partes no quieren que continúe. Y esto, presupone el estudio, puede no ser tan fácil como se piensa.

Sin embargo, dos aspectos fundamentales mantienen la incertidumbre sobre el MDL después de Copenhague:

- 1) No se aportan respuestas a cuestiones clave como la elegibilidad de los países huéspedes y tipos de proyectos;
- 2) Al no fijarse objetivos para los países del Anexo I, no existe una señal clara sobre la futura demanda de RCEs.

Con respecto a los cambios a futuro del MDL, más de la mitad de los encuestados por Point Carbon espera la introducción de líneas base estandarizadas para el cálculo de las RCEs, el 47% espera la introducción del MDL sectorial (fundamentalmente en los sectores eléctrico, cemento y acero) y un 46% espera la introducción de reducciones de emisiones procedentes de los proyectos de deforestación y degradación forestal (REDD) en el MDL. Sólo un 13% de los encuestados espera que la nuclear forme parte del MDL en el futuro.

### *El mercado voluntario*

Las reducciones de emisiones “voluntarias” son fomentadas por ciudadanos particulares, empresas y otras organizaciones públicas y privadas para compensar sus emisiones. Estas reducciones son verificadas por entidades independientes y han dado lugar a la creación de unidades de reducción o “reducciones de emisiones verificadas” (VERs, por sus siglas en inglés) que se intercambian en el denominado mercado voluntario. Los ingresos obtenidos por la venta de los VERs supone un incentivo a la realización del proyecto en cuestión. El mercado voluntario no ha dejado de crecer y se ha consolidado.

#### 1.6.1.2. Post-Kioto

Un importante elemento de incertidumbre regulatoria es la que se deriva de la ausencia de un acuerdo de mitigación que dé continuidad al Protocolo de Kioto con posterioridad a 2012. Los fracasos relativos de las cumbres de Copenhague y Cancún confirman la dificultad de llegar a un acuerdo de este tipo.

### *La cumbre de Bali*

Un hito fundamental que, en cierta forma dio el pistoletazo de salida para la consecución de un acuerdo post-Kioto fue la cumbre de Bali en 2007. De ella surgió el Plan de Acción de Bali y el Mapa de Ruta de Bali.

El Plan de Acción de Bali está en la línea del Protocolo de Kioto: límites de emisiones absolutos por país. Establece explícitamente que la negociación de un acuerdo internacional sobre cambio climático para el periodo posterior a 2012 debería considerar “limitaciones de emisiones cuantificadas y objetivos de reducción por parte de todos los países desarrollados”



El Mapa de Ruta de Bali, que reconoce que será necesaria una profunda reducción de las emisiones globales, preveía un proceso de dos años para mejorar la implementación de la Convención a través de una acción cooperativa a largo plazo, que incluyera compromisos para mitigar el cambio climático y acciones para después de 2012; es decir, debería completarse en Copenhague, en 2009.

En Bali, por primera vez, los países en vías de desarrollo acordaron considerar la adopción de acciones de mitigación “medibles y verificables”. Los PD debían considerar adoptar “compromisos o acciones” que podrían incluir objetivos de emisiones.

El Mapa de Ruta de Bali incluye:

- 1) Acciones nacionalmente apropiadas medibles, verificables y reportables, incluyendo objetivos cuantificados de limitación y reducción de emisiones para **todos los países desarrollados**, considerando diferencias en sus circunstancias nacionales y criterios de comparabilidad. **Aunque no establece un rango cuantificado de objetivos para 2020, se remite al IPCC.**
- 2) Acciones nacionalmente apropiadas por los **países en desarrollo** para el **control o reducción** de emisiones en el contexto del desarrollo sostenible, apoyadas por la transferencia de tecnología, la financiación y la capacitación, **de una manera medible, verificable y reportable.**

Pero el texto no obliga ni vincula a ningún país a un determinado resultado. Deja completamente abierta tanto la forma como el nivel de los futuros compromisos. Las discusiones sobre el futuro régimen climático tendrán lugar sobre cuatro tipos de elementos: mitigación, adaptación, tecnología y financiación.

### *La cumbre de Copenhague*

Como es bien sabido, la decimoquinta reunión de la conferencia de las partes de la CMNUCC (COP15) se celebró en Copenhague en Diciembre del año pasado, en donde se aprobó el denominado Acuerdo de Copenhague.

Centrándonos en los resultados relativos al futuro régimen de cambio climático, éste supone aspectos positivos en el logro de un sustituto al Protocolo de Kioto. Por ejemplo, la mención que se hace a que “el cambio climático es uno de los mayores desafíos de nuestro tiempo” o que los incrementos de temperaturas no deberían superar los 2 °C. También se menciona la necesidad de cooperar para que el pico de las emisiones sea lo antes posible, así como que la adaptación es necesaria y debe apoyarse.

Para los **países del anexo I** se asume un compromiso (no vinculante) de implantar objetivos de emisión para 2020 (el envío de los compromisos asumidos por cada país se debía producir antes del 31 de Enero de 2010). Los objetivos pueden lograrse “conjuntamente”, lo que apela a la relevancia del comercio de emisiones en este contexto. Además se adopta un compromiso de medición, información y verificación (MIV) rigurosa, robusta y transparente.

Por su parte, los **países no-Anexo I** asumen llevar a cabo “acciones de mitigación”, sobre las que se informará (así como sobre los inventarios de emisiones) cada dos años. También se asumen ciertos compromisos de MIV nacional con consulta internacional (acciones unilaterales) y de MIV internacional (acciones con apoyo internacional).

Además, se plantea la necesidad de incentivar las acciones REDD (deforestación y degradación de bosques),

movilizando fondos desde los países desarrollados. Se menciona la conveniencia de usar los mercados para lograr la eficiencia en costes de las acciones de mitigación (importancia de un precio del CO<sub>2</sub>).

Con respecto a la financiación, ésta debe ser nueva, adicional, predecible y adecuada y puede dirigirse a la mitigación (incluidas las acciones REDD), adaptación, desarrollo y transferencia tecnológica y creación de capacidades. A corto plazo el montante de fondos para estas acciones ascendería a los 30.000 millones de dólares para el periodo 2010-2012. Además, se reunirían 100.000 millones de dólares a partir de 2020, procedentes de diferentes fuentes: públicas, privadas, bilateral, multilateral.

Finalmente, se aprueba la creación del Copenhagen Green Climate Fund y del Mecanismo Tecnológico para el desarrollo y transferencia de tecnología.

Sin embargo, el Acuerdo de Copenhague fue muy criticado y generó una considerable insatisfacción por la ausencia de aprobación de un tratado que sustituyese al Protocolo de Kioto<sup>(62)</sup>.

#### *La cumbre de Cancún*

El siguiente paso en esa dirección ha sido la COP16 en Cancún, a finales de 2010. A priori, la idea sería establecer un nuevo régimen de política de cambio climático para después de 2012, en el que se establezcan objetivos claros y cuantificados para la estabilización de las emisiones de GEI a la atmósfera, con una participación lo más amplia posible e implantando mecanismos de política pública robustos que aseguren que se logra el objetivo.

No obstante, las previsiones no nos hacen ser optimistas<sup>(63)</sup>. Acordar un régimen post-Kioto es un desafío enorme, con distintas cuestiones difíciles por resolver: ¿cuál es la escala apropiada de ambición?, ¿cuáles son los mecanismos más eficientes para lograr el objetivo acordado?, ¿qué compromisos y acciones por país representarían un resultado equitativo y justo? Ya se calibró el grado de dificultad en conseguir un régimen post-Kioto con objetivos de reducción en la Conferencia de las Partes (COP) de Copenhague en 2009. Esta dificultad se ha confirmado en la reciente COP en Cancún de diciembre de 2010. El Cuadro 1.3 resume los acuerdos a los que se ha llegado en la Cumbre de Cancún.

Un acuerdo internacional sobre cambio climático debería tener como elemento central un objetivo claro y a largo plazo de estabilización de las concentraciones de GEI a un nivel apropiado y una trayectoria de emisiones para lograr ese objetivo de la forma más eficiente y realista. A su vez, esto debería implicar:

- (a) Compromisos de los países desarrollados (Anexo I) y posibilidad de intercambiar permisos de emisión.
- (b) Participación de los países en vías de desarrollo y menos desarrollados.

Es probable que la propia negociación de un sucesor a Kioto tenga lugar en otros foros, de forma paralela a la CMNUCC (G8 o G20, por ejemplo), en cuyo caso se perdería la condición de acuerdo global alcanzado con el Protocolo de Kioto. De hecho, ya existen otros esfuerzos internacionales al margen de la CMNUCC, como son el Major Economies Energy Security and Climate Change Initiative (liderado por EEUU) y el Asia-Pacific Partnership.

Cuadro 1.3. Principales acuerdos de la Cumbre de Cancún.

1. Adaptación. Se aprueba un Marco de Adaptación en el que se incentiva a los países a adoptar acciones de adaptación, por ejemplo, llevando a cabo evaluaciones de vulnerabilidad y adaptación o reforzando las capacidades institucionales para la adaptación. También se establece un Comité de Adaptación para suministrar apoyo técnico a los países que implementan actividades de adaptación.
2. Mitigación. Prácticamente ningún acuerdo se alcanzó en este ámbito. Sí se acuerda un compromiso internacional para reducir drásticamente las emisiones de GEI de forma que las temperaturas no superen los 2°C. Sin embargo, hubo ausencia de objetivos obligatorios por país. Algunos países rechazaron aceptar un segundo periodo de cumplimiento bajo Kioto.
3. Financiación y tecnología. Se reitera el compromiso de los países desarrollados en “movilizar” 100 billones de dólares al año (fondos públicos y privados) hacia los países en desarrollo como “asistencia climática” hasta 2020, es decir, para facilitar la mitigación y la adaptación por parte de estos países. También se adopta un acuerdo sobre la transferencia de tecnología a los países en desarrollo.
4. Fondo Climático Verde. Parte de ese dinero se gestionará a través de este fondo, cuyo consejo de dirección está formado por representantes de los países desarrollados y en desarrollo a partes iguales.
5. Reforestación y deforestación (REDD+). Acuerdo de principios, sujeto a un desarrollo posterior de sus detalles, sobre las condiciones bajo las que los países pueden recibir dinero para reducir las tasas de reforestación.

Por otro lado, la forma en la que los países se implican en los esfuerzos de mitigación puede ser diferente a la hasta ahora seguida. El enfoque de mitigación con objetivos de arriba a abajo (*top-down*) de todos los países podría ser sustituido por un enfoque *bottom-up* para los principales emisores, en el que cada país asumiera un compromiso de reducción y el objetivo final es la agregación de los compromisos individuales. Sin embargo, es dudoso que un enfoque así diera lugar a reducciones significativas de las emisiones globales, dado el carácter de bien público de la mitigación, en el que existe un incentivo innato a asumir compromisos menos exigentes (menos coste) y esperar que el resto de países sean más ambiciosos.

El propio enfoque de asumir objetivos de reducción podría verse sustituido, al menos para los países en vías de desarrollo, por un enfoque en el que los países se comprometieran a adoptar determinadas acciones nacionales de mitigación. Si así fuera, el enfoque de objetivos globales de emisiones sería sustituido por otro de acciones nacionales (coordinadas).

No está tampoco claro que el enfoque no sea finalmente uno de adopción de objetivos, pero a nivel sectorial en lugar de a nivel nacional. Es decir, los objetivos de reducción se situarían al nivel de sectores concretos. La ventaja de esto sería evitar una competencia desleal como consecuencia de que las empresas de un sector situadas en países que han sido poco generosos en su asignación de derechos de emisión se vieran perjudicados por la competencia con otras empresas situadas en países que sí han sido generosos.

Frente a la cuestión de los objetivos, se sitúa la importancia de financiar directamente tecnologías, especialmente de aquéllas que están en una fase de inmadurez (I+D) y que, por tanto, necesitan reducir sus

costes y mejorar su calidad para hacerlas competitivas. El fomento directo de la transferencia de tecnologías (más allá del MDL) será también una cuestión fundamental en el futuro régimen.

En Cancún no se ha aclarado cuál será el futuro del Protocolo de Kioto ni tampoco se ha adoptado un nuevo Tratado Internacional o Protocolo en el que se incorporen todos los países. También se ha criticado la poca ambición de los objetivos de reducción propuestos por cada país, que en conjunto están muy por debajo de lo que se necesita para lograr concentraciones que aseguren que no se van a superar los dos grados de temperatura. Según el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, los compromisos adoptados supondrían aumentos de las temperaturas de entre 4 y 5 grados centígrados.

No obstante, existe una lectura positiva general de este avance en tanto en cuanto se era muy pesimista sobre la consecución de cualquier acuerdo. Después del desastre de la COP de Copenhague, en la que el propio multilateralismo parecía quedar irreversiblemente dañado, Cancún representa al menos un deseo de negociar por parte de los países y, por tanto, una vuelta al mencionado multilateralismo, aunque seguirá siendo extraordinariamente complicado llegar a un acuerdo universal con objetivos de reducción para todos los países.

Finalmente, cabe preguntarse sobre el futuro del instrumento de comercio de emisiones en este contexto. Es poco probable que este mecanismo deje de funcionar. La existencia de un mercado en Europa (véase siguiente subsección), previsiblemente en Japón y con cierta probabilidad en EEUU en el medio plazo, da lugar a pensar que el mercado de derechos de emisión no va

a desaparecer. Sin embargo, serían necesarias algunas adaptaciones en el mismo para hacerlo compatible con determinadas opciones de régimen regulatorio.

En resumen, queda todavía por establecer un nuevo régimen de política de cambio climático para después de 2012, en el que se establezcan objetivos claros y cuantificados para la estabilización de las emisiones de GEI a la atmósfera, con una participación lo más amplia posible e implantando mecanismos de política pública robustos que aseguren que se logra el objetivo.

## 1.6.2. Europa

### 1.6.2.1. El paquete 20-20-20-10

El paquete de Acción en Cambio Climático y Energía Renovable fue adoptado por la Comisión Europea el 28 de enero de 2008 y por el Consejo Europeo el 6 de abril de 2009. El paquete establece el objetivo de lograr reducciones de las emisiones unilaterales del 20% en 2020 en la UE en relación a los niveles de 1990. Se supone que esta reducción es compatible con el logro de aumentos de la temperatura de 2 °C. Se acordó también que la reducción fuera del 30% en el caso de que otros grandes emisores acordaran llevar a cabo esfuerzos similares de reducción de las emisiones. Es decir, se deja abierta la posibilidad a un objetivo del 30% si se consigue un acuerdo internacional sobre cambio climático.

Los sectores que contribuirán a la reducción del 20% en las emisiones son tanto los cubiertos por el sistema europeo de comercio de emisiones (SECE), parte de la industria y el sector de generación eléctrica, como los no cubiertos, fundamentalmente sectores transporte, residencial y agricultura.

El logro de ese objetivo al menor coste implica que los sectores del SECE reduzcan sus emisiones en un 21% en 2020 con respecto a 2005 y que los no incluidos en el SECE reduzcan sus emisiones en un 10% con respecto a 2005. Los sectores no cubiertos suponen actualmente alrededor del 60% de las emisiones totales de GEI.

Además, se establecen otros tres objetivos para los países de la UE en 2020:

- 20% de participación de las fuentes de energía renovable en el consumo de energía final.
- 20% de reducción en consumo de energía primaria con respecto al año 1990.
- 10% de participación de biocombustibles.

Para el logro de esos objetivos es necesario aplicar políticas públicas. En este sentido, se aprueban varias directivas. Las más importantes son:

Cuadro 1.4. Principales Directivas en el ámbito de la energía y el cambio climático.

- Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero.
- Decisión del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el esfuerzo que habrán de desplegar los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de

#### 1.6.2.2. El sistema europeo de comercio de emisiones (SECE)

El sistema europeo de comercio de emisiones (SECE) juega un papel fundamental en el paquete 20-20-20-10. Como se ha mencionado anteriormente, las emisiones de los sectores incluidos en este sistema deben reducirse un 21% en 2020 con respecto a las emisiones en 2005, mientras que las emisiones en el resto de sectores deben reducirse en un 10% en el mismo periodo.

El SECE incluye a 10.000 instalaciones de los sectores de la energía y la industria como responsables conjuntamente de alrededor de un 50% de las emisiones de CO<sub>2</sub> y del 40% de las emisiones de GEI. Las principales características del SECE se describen en la Tabla 1.13.

- efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020 (COM 17/2008).
- Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono (Directiva 31/2009/CE).
- Directiva relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (Directiva 28/2009/CE).

Tabla 1.13. Principales características del SECE. Fuente: del Río (2006).

Aspecto	Contenido	Artículo en la Directiva 2003/87/CE
Tipo de sistema	Sistema de comercio de derechos de emisión entre instalaciones (tipo <i>cap and trade</i> ). Participantes obligados: enfoque “hacia abajo” ( <i>downstream</i> ) <sup>64</sup> . Consideración de las emisiones directas, no de las indirectas.	
Comienzo del sistema y periodos de cumplimiento	Comienzo el 1 de enero de 2005. Primera fase: 2005-2007. Segunda fase: 2008-2012.	Art. 4, art.11
Permisos y derechos	Para la Directiva “derechos” son las autorizaciones para emitir una tonelada de CO <sub>2</sub> . El “permiso” es la autorización general para participar en el comercio de derechos.	Art.3 (aptdos a y d), art. 5 y art 6.
Sectores incluidos	Emisiones de grandes instalaciones de 6 sectores: generación eléctrica, refino, siderurgia, cemento, cal, vidrio, cerámica y pasta de papel, papel y cartón. Existen ciertos umbrales de capacidad a partir de los cuales la participación es obligatoria (véase el anexo I de la Directiva).	Art.2 Anexo I Art.24 Art.30
Gases incluidos	Primer periodo (2005-2007): CO <sub>2</sub> (46% de las emisiones de CO <sub>2</sub> de la UE en 2010). Segundo periodo (2008-2012): todos los GEI. 12.500 instalaciones participantes.	Anexo I y II. Art.24 Art.30
Inclusión de gases y actividades adicionales	A partir de 2008, los Estados miembros podrán aplicar el régimen de comercio de derechos de emisión a actividades, instalaciones y GEI que no estén enumerados en el anexo I, siempre que la Comisión lo apruebe. A partir de 2005 los Estados miembros podrán aplicar el régimen de comercio de derechos de emisión a las instalaciones que lleven a cabo las actividades enumeradas en el anexo I por debajo de los límites de capacidad contemplados en ese anexo.	Art. 24 y 30
Asignación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asignación gratuita (excepto un máximo de un 5% de los derechos, que pueden subastarse en el primer periodo y un máximo de 10% en el segundo).</li> <li>• Los EEMM deben presentar un Plan Nacional de Asignación (PNA) a la Comisión Europea antes del 31 de marzo de 2004.</li> <li>• El PNA fijará la cantidad total de derechos que los EEMM asignarán en cada periodo. Se establecerá también el método de asignación.</li> <li>• El PNA deberá basarse en criterios objetivos y transparentes, debiéndose tener en cuenta las observaciones del público.</li> </ul> <p>El anexo III establece una serie de criterios comunes de asignación que todos los EEMM deben tener en cuenta.</p> <p>Los criterios a tener en cuenta para aplicar el PNA son: (I) consistencia con la cantidad total de derechos a asignar por el país en el marco del objetivo del BSA y con las evaluaciones del progreso real y proyectado para cumplir con esos objetivos; (II) consistencia con el potencial de reducción de emisiones, incluido el potencial tecnológico. (III) Consistencia con otros instrumentos legislativos y políticos de la Comunidad. (IV) no discriminación entre sectores o empresas de forma que “se favorezca a determinadas instalaciones o actividades”; (V) información sobre el tratamiento a los nuevos entrantes (VI) Información sobre el tratamiento de la acción temprana (VII) Información sobre como se tendrán en cuenta las tecnologías limpias (VIII) Disposiciones sobre la formulación de observaciones por parte del público, así como información sobre las medidas gracias a las cuales se tendrán debidamente en cuenta dichas observaciones. (IX) una lista de instalaciones cubiertas por la Directiva; (X) Información sobre cómo se ha tenido en cuenta la competencia externa a la UE.</p> <p>La Comisión puede rechazar los PNAs si no se siguen los criterios establecidos.</p>	Art.9, Art. 10, Art. 11, Art. 12, Anexo III. Véase, también, CEC (2003b) y CEC (2004c).

&lt;&lt;

Aspecto	Contenido	Artículo en la Directiva 2003/87/CE
Receptores de derechos	Instalaciones en sectores incluidos por la Directiva.	
Objetivos de reducción	Los objetivos de reducción de emisiones dependen de la asignación que cada país efectúe para este periodo, teniendo en cuenta los compromisos asumidos por el BSA.	
Entrega de derechos	Cuatro meses después de cada año. Estos derechos serán cancelados.	Art.12 y 13
Sanciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 40 € la tonelada (primer periodo) y 100 € la tonelada (segundo periodo).</li> <li>• “El pago de la multa por exceso de emisiones no eximirá al titular de la obligación de entregar una cantidad de derechos de emisión equivalente a la de las emisiones en exceso, en el momento de entregar los derechos de emisión correspondientes al año natural siguiente.”</li> <li>• Los Estados miembros velarán por que se publiquen los nombres de los titulares que hayan infringido la obligación de entregar derechos de emisión suficientes.</li> </ul>	Art.16
Depósito ( <i>banking</i> ) y préstamo ( <i>borrowing</i> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Depósito intraperiodo”: permitido pues “los derechos serán válidos durante el periodo para el que se han expedido”.</li> <li>• “Depósito interperiodo”: permitido sólo si los EEMM así lo deciden (es decir, estos pueden decidir que los derechos expedidos en el primer periodo pueden utilizarse en el segundo periodo 2008-2012 ).</li> <li>• Préstamo: no permitido.</li> </ul>	Art.13
<i>Opt-in</i> (participación voluntaria).	Sólo permitida a los EEMM en el caso de instalaciones de los sectores de la Directiva que estén por debajo de los mínimos de participación obligatoria.	Art.24
<i>Opt-out</i> (exclusión temporal de las instalaciones).	Para el primer periodo, los EEMM podrán solicitar a la Comisión que haya instalaciones que queden excluidas con carácter temporal del régimen comunitario. Las instalaciones, como consecuencia de políticas nacionales, limitarán sus emisiones en la misma medida que si estuvieran sujetas a la Directiva y estarán sujetas a sanciones al menos equivalentes a las de la Directiva.	Art. 27
Agrupación de instalaciones	Los EEMM pueden permitir que los operadores de las instalaciones del Anexo I formen un pool de instalaciones de la misma actividad.	Art. 28
Fuerza mayor	Durante el primer periodo, los EEMM podrán solicitar a la Comisión que se asignen derechos de emisión adicionales a determinadas instalaciones en caso de fuerza mayor. La Comisión determinará si está demostrada la fuerza mayor, en cuyo caso autorizará la expedición de derechos adicionales e intransferibles por parte del Estado miembro a los titulares de dichas instalaciones.	Art. 29
Revisión y posterior desarrollo	Basándose en los progresos registrados en el seguimiento de las emisiones de GEI, la Comisión podrá presentar al Parlamento Europeo y al Consejo, a más tardar el 31 de diciembre de 2004, una propuesta de modificación del anexo I para incluir en él otras actividades y emisiones de otros GEI enumerados en el anexo II. La Comisión elaborará un informe sobre la aplicación de esta Directiva antes del 30 de junio de 2006.	Art.30

Continúa en la siguiente página



<<

Aspecto	Contenido	Artículo en la Directiva 2003/87/CE
Directrices para el control, notificación y verificación de las emisiones.	<p>La Comisión ha adoptado directrices para el control y notificación de las emisiones (véase Comisión Europea 2004<sup>9</sup>). Los EEMM deben asegurar que cada operador notifica las emisiones de esa instalación en cada año a la autoridad competente.</p> <p>La Comisión delega la verificación de las emisiones en los EEMM, quienes pueden utilizar una institución pública o un tercero independiente para realizar esa tarea. Si eligen esta última opción, los EEMM deben certificar que los verificadores independientes están cualificados para verificar las emisiones. La Directiva no establece estándares obligatorios para esta certificación (Kruger and Pizer 2004, p.18).</p> <p>Los Estados miembros velarán por que los titulares cuyo informe verificado no haya sido considerado satisfactorio no puedan proceder a nuevas transferencias de derechos de emisión (art.15).</p>	Art.14 y Anexo IV (control y notificación), Art. 15 y Anexo V (verificación). Véase, también, Comisión Europea (2004a).
Registros	<p>Los EEMM deberán establecer y mantener un registro para asegurar que se lleva cuenta exacta de la expedición, la titularidad, la transferencia y la cancelación de derechos de emisión.</p> <p>Los Estados miembros podrán incorporar sus registros a un sistema consolidado del que formen parte otros EEMM.</p> <p>La Comisión operará un archivo electrónico independiente (computerized independent transaction log) servirá como un registro centralizado para verificar la transferencia de derechos entre registros nacionales. “Por lo tanto, el comercio bilateral entre dos EEMM implica la comunicación entre 3 diferentes sistemas de datos electrónicos” (Kruger and Pizer 2004, p.18).</p>	
Vínculos con otros sistemas de comercio de GEI.	<p>Deberían celebrarse acuerdos con terceros países del Anexo B que hayan ratificado el Protocolo, a efectos de establecer el reconocimiento mutuo de los derechos de emisión entre el régimen comunitario y otros regímenes de comercio de derechos de emisión de GEI. La Comisión elaborará las disposiciones necesarias para el reconocimiento mutuo de los derechos de emisión.</p>	Art.25
Vínculos con los Mecanismos Flexibles de Kyoto.	<p>“El relacionar los mecanismos basados en proyectos con el régimen comunitario es conveniente e importante para lograr la eficacia ambiental y la eficiencia en costes del régimen comunitario. Por consiguiente, se reconocerán los créditos de emisión de dichos mecanismos con vistas a su utilización en el SECE. El recurso a los mecanismos será complementario a las medidas de acción internas” (art. 30) (véase “la Directiva de Vinculación” más abajo).</p>	Art.30
Situación de los nuevos Estados Miembros.	<p>Los EEMM desde el 1 de mayo de 2004 no forman parte del BSA y, por tanto, están sujetos a la reducción individual del 8% de la UE, con excepción de Hungría y Polonia (que tienen un objetivo de Kyoto del -6%) y Chipre y Malta (que no tienen compromisos de reducción de Kyoto) (CEC 2003b). Es probable que estos países aporten un excedente de derechos (“aire caliente”) al mercado, provocando una presión a la baja sobre el precio.</p>	

Algunos datos pueden dar una idea del grado de esfuerzo requerido para que Europa cumpla los objetivos de reducción de las emisiones en 2020 en los sectores SECE: las emisiones en 2005 en estas instalaciones alcanzaron los 2.122 MtCO<sub>2</sub>. El objetivo sería reducirlas hasta los 1.720 MtCO<sub>2</sub> en 2020 (es decir, un 19% de reducción).

Para 2013-2020, con el objetivo de incrementar el nivel de armonización, la certidumbre y la previsibilidad para crear señales que incentiven la inversión, se establecen los siguientes cambios:

- Desaparecen los PNAs. No se establecen límites por país, sólo existe un límite europeo.

- Se establece límite único de emisiones a nivel europeo para todos los sectores. Desaparecen los nacionales.
- Se incorporan otros grandes emisores industriales y nuevos gases.
- Restricción en el uso de créditos de MDLs y JIs.
- Desaparecen los registros nacionales (quedan sólo para sectores difusos).
- Incentiva las instalaciones captura y almacenamiento de carbono (CAC), al considerar no emitidas las emisiones almacenadas.
- La subasta va ganando peso como método de asignación de derechos, y lo va perdiendo la asignación gratuita de derechos:
  - Las subastas serán organizadas por cada Estado Miembro por la cantidad que se le asigne y, aunque inicialmente se esperaba que comenzaran en 2011, parece poco probable que realmente se puedan organizar para este año. Al menos 50% de ingresos procedentes de subasta deberían de emplearse en lucha contra cambio climático: reducir emisiones, adaptación, renovables, sumideros, CAC, transporte, etc.
  - En el sector eléctrico, e instalaciones CAC no se asignará gratuitamente ningún derecho desde 2013.
  - En el resto de sectores se asignarán gratuitamente el 80% de los derechos en 2013, el 30% en 2020 y el 0% en 2027. Los derechos no asignados gratuitamente se subastarán.
- Sectores con problemas de competencia internacional: se les asignará gratuitamente el 100% de sus emisiones desde 2013.
- Reglas de asignación homogéneas a nivel comunitario en base a *benchmarking*:
  - Funcionamiento del 10% de instalaciones más eficientes en cada sector en periodo 2007-08.
  - Cálculo en función del producto final de cada sector (en vez de insumos).
- Los sectores incluidos pasan a ser los siguientes:
  - Instalaciones de generación eléctrica
  - Instalaciones de combustión de más de 20MWt (excepto incineración RSU), refinerías y coquerías.
  - Producción de materiales férreos.
  - Industria mineral.
  - Producción de papel y cartón.
  - Industria química, producción de aluminio e instalaciones CAC.
  - Aviación.
- Los gases incluidos son:
  - CO<sub>2</sub>.
  - N<sub>2</sub>O, perfluorocarbono y todos los GEIs en instalaciones CAC.

Los nuevos sectores y gases suponen 140 MtCO<sub>2</sub> adicionales al sistema.

- Exclusión de instalaciones de bajas emisiones si realizan medidas de reducción equivalentes. Características de instalación:
  - Potencia < 35 MWt
  - Emisiones < 25.000 tCO<sub>2</sub>/año en 3 últimos años (excluidas las emisiones de biomasa)

El 62% de las instalaciones industriales españolas cumplen estas condiciones.

Por otro lado, se establecen límites al uso de créditos de carbono:

- Antes de la entrada en vigor de un futuro acuerdo internacional sobre cambio climático:
  - Se permite a las instalaciones emplear para el periodo 2013-20 el cupo no consumido en 2008-12.
  - Se establece un cupo adicional hasta llegar al 50% del esfuerzo europeo de reducción.
  - Este cupo se reparte para atender distintos aspectos:
    - Ningún operador tendrá menos de un 11% de su asignación en el periodo 2008-12.
    - Nuevos entrantes y nuevas actividades: Mínimo 4,5% de sus emisiones.

- Aviación: Mínimo 4,5% de sus emisiones (15% en 2012).

- Queda pendiente de establecer los porcentajes exactos.

- Alcanzado un nuevo acuerdo internacional, el cupo se aumenta de modo que se continúe cubriendo el 50% de esfuerzo de reducción.

- Las distintas tipologías de créditos admitidos antes de la entrada en vigor de un futuro acuerdo internacional son:

- Reducción efectuadas durante el periodo 2008-12, sólo hasta el 31/03/15 (CERs y ERUs).

- Reducciones efectuadas a partir de 2013 por proyectos del periodo 2008-12 (CERs y ERUs). No obstante, la Comisión Europea propone prohibir el uso de CERs procedentes de proyectos de eliminación de HFC23 y N<sub>2</sub>O adípico a partir del 1 de enero de 2013.

- Reducciones en países menos desarrollados que sean del tipo de proyectos del periodo 2008-12. (sólo CERs).

- Nuevos proyectos en países con los que la UE tuviera acuerdo (sólo CERs). Sólo si no existe acuerdo internacional para 31/12/09.

- Alcanzado un nuevo acuerdo internacional, los EEMM sólo podrán usar a partir del 1 de enero de 2013 créditos procedentes de terceros países que hayan ratificado dicho acuerdo.

### 1.6.2.3. Sectores difusos

Con respecto a los sectores difusos, se establece un objetivo europeo para 2020 de reducción de emisiones GEI y se definen objetivos vinculantes para los EEMM:

- Se fija para 2020 una reducción global del 10% de las emisiones del 2005, y para cada Estado Miembro se limita, en un rango del  $\pm 20\%$  de las emisiones 2005, en función del PIB per cápita.
- Objetivo 2020 para España: reducción del 10% respecto a 2005.
- Establecimiento del límite de emisiones 2013:
  - En los EEMM con objetivo de reducción, las emisiones no excederán de la media anual de emisiones del periodo 2008-10 en dichos sectores.
  - En los EEMM con posibilidad de aumento, las emisiones no rebasen el nivel definido por la trayectoria lineal que comenzará en 2009 a partir de la media anual de emisiones del periodo 2008-10 en dichos sectores y terminará en 2020.
- Cada Estado Miembro irá limitando sus emisiones linealmente para garantizar el objetivo 2020.
- Entre 2013 y 2019 los EEMM podrán deducir del año siguiente hasta el 5% de su asignación lineal de emisiones, o traspasar al año siguiente el límite que no se cubra.
- En caso de acuerdo internacional, los objetivos se ajustarán a compromisos establecidos.

También se establecen límites al uso de créditos en los sectores difusos:

- El uso de créditos en cada Estado Miembro no podrá exceder del 3% de emisiones 2005 en sectores difusos.
- Dentro de este límite, se podrán utilizar CERs/ERUs emitidos por:
  - Reducciones efectuadas durante el periodo 2008-12 (CERs y ERUs).
  - Reducciones efectuadas a partir de 2013 por proyectos del periodo 2008-12. (CERs y ERUs)
  - Reducciones en países menos desarrollados que sean del tipo de proyectos del periodo 2008-12. (sólo CERs)
- Los EEMM con objetivo de reducción o con posibilidad de aumento hasta un 5% podrán utilizar créditos adicionales hasta un 1% de sus emisiones verificadas en 2005 a partir de proyectos en países menos desarrollados y pequeños estados insulares.
- Cada Estado Miembro podrá transferir la parte no utilizada de la cantidad anual del 3% a otro Estado Miembro o a años posteriores.
- Se permite el uso de créditos forestales.
- Alcanzado un nuevo acuerdo internacional los EEMM sólo podrán usar CERs de terceros países que ratifiquen dicho acuerdo.

Y se aplicarán medidas correctoras en caso de incumplimiento de los objetivos de estos sectores difusos:

Si las emisiones (incluyendo el uso de créditos) de un Estado Miembro superan el límite establecido se aplicarán las siguientes medidas:

- Deducción de la asignación para el año siguiente de un importe de dicho exceso multiplicado por 1,08.
- Desarrollo de un plan de medidas correctoras.
- Suspensión temporal de la opción a transferir parte de la asignación y de los derechos de uso de créditos de carbono a otro EM hasta la normalización de las emisiones.

#### 1.6.2.4. Estándares de emisión para nuevos coches de pasajeros<sup>(65)</sup>

Estos estándares implican el establecimiento de objetivos globales para el conjunto de la Unión Europea y anuales para cada fabricante. El objetivo global para la Comunidad es de 130 gCO<sub>2</sub>/km en 2015 y 95 gCO<sub>2</sub>/km en 2020. Ya en 2008 el 17% de todos los coches nuevos vendidos en la UE emitían menos de 120 gCO<sub>2</sub>/km (Comisión Europea 2010).

En lo que respecta a los fabricantes, se establecen objetivos anuales sobre las emisiones medias de su flota de coches nuevos de pasajeros. Para cada coche, las emisiones específicas objetivo se calculan utilizando la siguiente ecuación:

$$130 + a \cdot (M - M_0)$$

donde M<sub>0</sub> es la masa media de vehículos nuevos los tres años anteriores (de 2012 a 2015 ese valor es fijo e igual a 1372 kg); M es la masa del vehículo; y a = 0,0457.

El objetivo anual por fabricante se calcula como la media de las emisiones específicas objetivo de cada nuevo coche de ese fabricante ese año. El objetivo de cada fabricante calculado de la forma anterior, se multiplica por los siguientes factores para obtener el objetivo final: 65% en 2012; 75% en 2013; 80% en 2014; 100% de 2015 en adelante.

A la hora de calcular el objetivo, se establecen reglas específicas para los coches con emisiones por debajo de 50 gCO<sub>2</sub>/km, dándoles mayor peso. Cada uno de estos coches cuenta como 3,5 coches en 2012-2013; 2,5 en 2014; 1,5 en 2015; 1 de 2016 en adelante. Asimismo, para los vehículos capaces de utilizar carburante con un 85% de etanol, sus emisiones específicas se reducirán un 5% hasta 2015 (si al menos el 30% de las gasolineras del Estado Miembro pueden proporcionar este combustible).

Varios fabricantes pueden llegar a acuerdos para cumplir con los objetivos de forma conjunta (*pooling*). Se instaura un régimen específico para los pequeños fabricantes:

<10.000 coches al año: se proponen objetivos alternativos razonables

<300.000 coches al año: al menos un 25% de reducción respecto a las emisiones específicas en 2007

Los fabricantes que excedan su objetivo anual deberán pagar una prima. De 2012 a 2018, esta prima dependerá de la cuantía del exceso, distinguiéndose 4 tramos con formulas distintas: exceso por encima de 3 gCO<sub>2</sub>/km; exceso entre 2 y 3 gCO<sub>2</sub>/km; exceso entre 1 y 2 gCO<sub>2</sub>/km; exceso menor o igual a 1 gCO<sub>2</sub>/km. A partir de 2019, habrá una única fórmula que dependerá de la cuantía del exceso. Esta prima se considerará un ingreso en el presupuesto de la UE.

### 1.6.2.5. Directiva de edificación

En este sentido, las principales directrices de actuación presentes y futuras son las que propone la Directiva 2002/91/CE, relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2006/32/CE, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos.

La Directiva 2002/91/EC sobre el rendimiento energético de los edificios, en vigor desde enero de 2003, trata de incrementar el rendimiento energético de los edificios públicos, comerciales y privados en los EEMM. Los edificios representan el 40% del consumo energético UE. Ofrecen el mayor potencial para la eficiencia energética. Se estima que podría ahorrarse 1/5 del consumo energético actual y 30-45 MtCO<sub>2</sub>/año en 2010 aplicándose estándares de eficiencia energética más exigentes a nuevos edificios.

La Directiva establece requisitos en relación con:

- a) el marco general de una metodología de cálculo de la eficiencia energética integrada de los edificios;
- b) la aplicación de requisitos mínimos de eficiencia energética de los edificios nuevos;
- c) la aplicación de requisitos mínimos de eficiencia energética de grandes edificios existentes que sean objeto de reformas importantes;
- d) la certificación energética de edificios, y
- e) la inspección periódica de calderas y sistemas de aire acondicionado de edificios y, además, la evaluación del estado de la instalación de calefacción con calderas de más de 15 años.

La Directiva 2006/32/EC define un marco de esfuerzo común para conseguir un ahorro energético de un 9% en el año 2016 (objetivo indicativo). Establece que los Estados Miembros deberán tomar medidas razonables, practicables y rentables con el fin de conseguir el 9 %, con respecto al escenario tendencial que resultaría de considerar el consumo de energía final de los últimos 5 años. Fija objetivos obligatorios de ahorro energético anual por país y para el porcentaje de provisión pública eficiente en energía para el periodo 2006-2012. Establece incentivos para que los EEMM aseguren que los suministradores energéticos ofrecen un determinado nivel de servicios energéticos.

La Directiva obliga a los EEMM a elaborar sus Planes Nacionales de Acción en Eficiencia Energética (PAEE). Según el artículo 14(2) de la Directiva, los EEMM deberán enviar su primer PAEE a la Comisión el 30 de junio de 2007, un segundo PAEE el 30 de junio de 2011 y un tercer PAEE, el 30 de junio de 2014 a más tardar. En sus PAEEs, los EEMM deberán explicar como pretenden lograr el objetivo del 9%.

### 1.6.2.6. Directiva CAC (captura y almacenamiento de carbono)<sup>(66)</sup>

La Directiva regula el almacenamiento geológico de carbono en el territorio de los Estados Miembros (EEMM), su zona económica exclusiva y la plataforma continental. Los EEMM determinarán dónde podrá almacenarse dióxido de carbono. Asimismo, se contempla el derecho de los Estados a no almacenar en su territorio.

Todos los proyectos se presentarán a la Comisión que emitirá un dictamen no vinculante en cuatro meses. La autoridad nacional notificará la decisión definitiva a la Comisión. Si la decisión de otorgar una autorización se aparta de la opinión de la Comisión, el Estado está

obligado a motivarla. Los EEMM deben determinar en qué casos conviene efectuar una exploración para obtener información del emplazamiento.

La autoridad nacional competente:

- Otorgará las autorizaciones de almacenamiento. Revisará, modificará o retirará las mismas.
- Controlará y revisará los informes que están obligados a enviar los operadores sobre el estado de las instalaciones.
- Será la encargada de realizar las inspecciones en las instalaciones. Debe realizarse obligatoriamente 1 al año (más las extraordinarias que considere convenientes)
- Será responsable del Registro de instalaciones cerradas y complejos adyacentes.

La licencia:

- Se actualiza 5 años después de la expedición del permiso y a partir de entonces cada 10 años.
- Se retira en caso de irregularidades significativas (pudiendo hacer uso de la garantía financiera).

Se realizarán inspecciones periódicas y en caso de filtrados:

- Aplicación de las medidas correctoras necesarias.
- Los gastos deben ser subsanados por el titular (pudiendo hacer uso de la garantía financiera).
- Se deben entregar derechos de emisión

- Se cierra el emplazamiento al cumplir el permiso o si no se recupera la licencia. El titular hará una contribución financiera para cubrir los costes anticipados de seguimiento por un periodo de 30 años.

- Se garantiza el acceso al transporte y al almacenamiento.

El operador está obligado a notificar a la autoridad nacional las filtraciones que se produzcan así como cualquier tipo de irregularidad que pudiera dar lugar a filtraciones.

El operador es responsable hasta que la responsabilidad se traslada al Estado, hecho que se produce cuando hay evidencias técnicas de que el CO<sub>2</sub> permanecerá estable en el sitio de almacenaje por período indefinido. Hasta ese momento el operador es responsable del mantenimiento, control, seguridad, envío de informes a la autoridad nacional y de adoptar todas aquellas medidas correctoras impuestas por la misma. El operador debe entregar un fondo a la Autoridad competente, antes de la transferencia de responsabilidad, que cubra el coste del monitoreo por un periodo mínimo de 30 años. Una vez comprobado que el CO<sub>2</sub> es estable, que se ha sellado el emplazamiento y que el operador ha cubierto el fondo, se podrá realizar la transferencia de responsabilidad. La decisión debe comunicarse a la Comisión en el plazo de un mes. Ésta cuenta con un plazo de cuatro meses para emitir opinión no vinculante. Si la decisión del Estado se separa de la opinión de la Comisión, debe motivarla.

Las nuevas instalaciones de combustión deben reservar un espacio para instalar tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> siempre que las condiciones lo permitan.

La Comisión revisará en 2015 la aplicación de la Directiva y propondrá las modificaciones pertinentes en base a

la experiencia ganada en su aplicación y a los avances tecnológicos.

#### 1.6.2.7. Directiva de energías renovables

Uno de los objetivos del paquete verde es que el 20% de la energía final consumida en 2020 proceda de fuentes renovables. La Directiva de renovables establece un marco normativo único para el fomento de las energías renovables. En su artículo 1 se establece su ámbito y los aspectos regulados:

- 1) Establece un marco de apoyo común para la promoción de la FER.
- 2) Establece objetivos nacionales obligatorios (FER en consumo final bruto de energía y transporte). Define método de cálculo de cuota de energía final procedente de energías renovables.
- 3) Establece reglas para la transferencia estadística entre EEMM.
- 4) Establece reglas para los proyectos conjuntos entre EEMM y con terceros países.
- 5) Reglas para las garantías de origen
- 6) Procedimientos administrativos.
- 7) Información y formación.
- 8) Acceso a la red.
- 9) Criterios de sostenibilidad para biocombustibles

En la Directiva se establece la obligación para los EEMM de comunicar a la Comisión Europea un PNAER (Planes Nacionales de Acción en ER) antes del 30 de junio de 2010 en el que se incluyan los objetivos de fuentes de energía renovable en cada subsector (transporte, electricidad, calor/frío) en 2020 y las políticas para alcanzarlos (incluidos proyectos conjuntos). La Comisión evaluará la adecuación de las medidas incluidas en el PNAER.

La Directiva establece objetivos vinculantes de consumo de energía final de origen renovable a EEMM (Tabla 1.14). Para la distribución del objetivo entre los países se han tenido en cuenta variables como el PIB, la situación inicial de las renovables en 2005 y el potencial renovable de cada país. Este objetivo general se distribuye entre los EEMM, correspondiéndole a España un 20%. Mientras que el 20% se reparte por países, el 10% del transporte es para todos los países.

Tabla 1.14. Objetivos de energía renovable en 2020.

	% participación de las fuentes de energía renovable en el consumo final de energía en 2005	Objetivo de la participación de las fuentes de energía renovable en el consumo final de energía en 2020 (%)
Bélgica	2,2	13
Bulgaria	9,4	16
República Checa	6,1	13
Dinamarca	17,0	30
Alemania	5,8	18
Estonia	18,0	25
Irlanda	3,1	16
Grecia	6,9	18
España	8,7	20



	% participación de las fuentes de energía renovable en el consumo final de energía en 2005	Objetivo de la participación de las fuentes de energía renovable en el consumo final de energía en 2020 (%)
Francia	10,3	23
Italia	5,2	17
Chipre	2,9	13
Letonia	32,6	40
Lituania	15,0	23
Luxemburgo	0,9	11
Hungría	4,3	13
Malta	0,0	10
Holanda	2,4	14
Austria	23,3	34
Polonia	7,2	15
Portugal	20,5	31
Rumanía	17,8	24
Eslovenia	16,0	25
Eslovaquia	6,7	14
Finlandia	28,5	38
Suecia	39,8	49
Reino Unido	1,3	15

Además, la Directiva establece una trayectoria indicativa lo largo del periodo, con objetivos bianuales, para asegurar que los objetivos se cumplen, los EEMM deben establecer una trayectoria indicativa en sus PNAER de acuerdo con la siguiente fórmula:

$S2005 + 0,20 (S2020 - S2005)$ , media para 2011-2012;

$S2005 + 0,30 (S2020 - S2005)$ , media para 2013-2014;

$S2005 + 0,45 (S2020 - S2005)$ , media para 2015-2016;

$S2005 + 0,65 (S2020 - S2005)$ , media para 2017-2018,

Donde S2005 indica el dato de penetración de renovable en el Estado Miembro en 2005 y S2020 indica el objetivo de renovables para el país en 2020. La trayectoria indicativa para España es:

- 2011-2012: 11%
- 2013-2014: 12,1%
- 2015-2016: 13,8%
- 2017-2018: 16%

Además de medidas nacionales para el fomento del uso de energías renovables, los EEMM podrán utilizar una serie de mecanismos de cooperación para cumplir con sus objetivos:

#### 1) Transferencias estadísticas entre EEMM (art. 6).

Los EEMM pueden acordar llevar a cabo transferencias estadísticas de cantidades pre-especificadas de FER de un EEMM a otro.

Debe informarse a la Comisión sobre la cantidad y precio de la transferencia realizada.

#### 2) Proyectos conjuntos entre EEMM (art. 7 y 8).

Implica el apoyo de un Estado Miembro a proyectos concretos de nueva generación renovable en el otro Estado Miembro, estableciendo previamente el tipo de apoyo y el reparto de producción que podrá contabilizar cada país para cumplir con sus respectivos objetivos.

### 3) Proyectos conjuntos entre EEMM y terceros países (art. 9 y 10).

De forma similar al número anterior, pero entre EEMM y otros países no miembros. La condición es que la electricidad se consuma en la Comunidad<sup>(67)</sup>, que la electricidad sea de una nueva instalación y que la electricidad producida no haya recibido apoyo en el país tercero (excepto ayudas a la inversión).

### 4) Sistemas de apoyo conjuntos (art. 11).

En virtud de este mecanismo, dos EEMM pueden juntar o coordinar sus sistemas de apoyo nacionales (art. 11). Una determinada cantidad de FER producida en el territorio de uno de los EEMM puede contabilizarse para cumplir con el objetivo de otro EEMM. Los EEMM deben establecer una regla de distribución de la E-FER producida entre ellos.

Finalmente, la Directiva establece una serie de medidas de impulso<sup>(68)</sup>:

- Se impulsa la adopción por parte de los EEMM de objetivos en materia de incorporación de energías renovables en la edificación.
- Se establecen obligaciones de formación y certificación de instaladores.
- Se da prioridad de acceso y despacho a las renovables en las redes de electricidad y gas, condicionada a garantizar la seguridad de suministro.
- Se homogenizan las garantías de origen, las cuales tendrán únicamente valor informativo para el consumidor en lo que respecta a esta Directiva.

Las garantías de origen son una acreditación, expedida a solicitud del interesado, que asegura que la electricidad, calefacción o refrigeración ha sido generada a partir de fuentes de energía renovable.

- Se impulsa la adopción de procedimientos administrativos, normas y códigos, transparentes y no discriminatorios, que faciliten y aceleren la implantación de las renovables.

Por otro lado, se establece un objetivo del 10% de renovables en el sector transporte, para todos los países. Los biocombustibles tienen que cumplir los criterios de sostenibilidad incluidos en la Directiva.

#### 1.6.2.8. Eficiencia energética

Se establece un objetivo de ahorro del 20% del consumo energético europeo de forma coste-eficiente en 2020.

Medidas concretas propuestas por la Comisión:

- Establecer y actualizar de forma regular requisitos mínimos de eficiencia energética para los equipos que utilizan energía.
- Ahorros en edificios, utilizando y desarrollando el marco regulador establecido en la Directiva de Rendimiento Energético en los Edificios.
- Explotar el significativo potencial de eficiencia energética en el transporte, utilizando una variedad de medidas, incluidas las legislativas.
- Mejorar el comportamiento de eficiencia energética de todos los consumidores de energía, por ejemplo a través

de campañas de demostración de los beneficios de tecnología eficiente en energía.

- Continuar mejorando la eficiencia en la generación energética, promoviendo la cogeneración de alta eficiencia.

El Green Paper on Energy Efficiency muestra que la UE podría ahorrar al menos un 20% de su actual consumo energético de manera coste-eficiente (60 billones €/año), equivalente al consumo de energía de Alemania y Finlandia. Un hogar medio europeo podría ahorrar entre €200 y €1,000 al año, dependiendo de su nivel de consumo energético.

La Comisión ha propuesto varias directivas sobre eficiencia energética (ya adoptadas). Sus ámbitos de actuación se refieren a áreas en las que existe un ahorro potencial significativo de energía:

- **Eficiencia en el uso final de la energía y servicios energéticos.** (Directiva 2006/32/EC sobre eficiencia en el uso final de la energía y los servicios energéticos)
- **Eficiencia energética en edificios** (Directiva 2002/91/EC sobre el rendimiento energético de los edificios) (ya mencionada anteriormente).
- **Eco-diseño de productos que utilizan energía** (Directiva 2005/32/EC del 6 de julio de 2005 por la que se establece un marco para el establecimiento de requisitos de ecodiseño para los productos que utilizan energía).
- **Etiquetado energético de electrodomésticos.** Existen varias Directivas relevantes<sup>(69)</sup>.
- **Cogeneración** (Directiva 2004/8/EC sobre la promoción de la cogeneración).

Además, se han adoptado algunos instrumentos voluntarios para promover una mejor cooperación con la industria.

Una Directiva clave en este contexto, por no decir la más importante, es la Directiva 2006/32/EC sobre eficiencia en el uso final de la energía y los servicios energéticos, que define un marco de esfuerzo común para conseguir un ahorro energético de un 9% en el año 2016 (objetivo indicativo):

- Establece que los EEMM deberán tomar medidas razonables, practicables y rentables con el fin de conseguir el 9 %, con respecto al escenario tendencial que resultaría de considerar el consumo de energía final de los últimos 5 años.
- Establece objetivos obligatorios de ahorro energético anual por país y para el porcentaje de provisión pública eficiente en energía para el periodo 2006-2012.
- Establece incentivos para que los EEMM aseguren que los suministradores energéticos ofrecen un determinado nivel de servicios energéticos.
- Establece la obligación para los EEMM de diseñar Planes Nacionales de Acción en Eficiencia Energética (PNAEA). Según el artículo 14(2) de la Directiva, los EEMM deberán enviar su primer PNAEA a la Comisión el 30 de junio de 2007. En sus PNAEAs, los EEMM deberán explicar como pretenden lograr el objetivo del 9%.
- El PNAE de España es, de hecho, el PAE4 2005-2007 y PAE4+2008-2012 (véase 1.5.3.3). El PAE4+ se integrará en el Plan de Acción de Eficiencia Energética a nivel comunitario.

### 1.6.3. Nacional

#### 1.6.3.1. Los Planes Nacionales de Asignación de derechos de emisión

Los sectores incluidos en el SECE han recibido derechos de emisión en el periodo 2005-2007 y los están recibiendo en el periodo 2008-2012. La asignación de estos derechos depende de una decisión política sujeta a unas directrices básicas de la Comisión Europea relativas tanto al techo de derechos a distribuir por cada Estado Miembro que es compatible con una trayectoria de cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kioto por cada país como a los métodos utilizados para distribuir esos derechos.

Cada país ha elaborado unos Planes Nacionales de Asignación (PNAs) para distribuir los derechos de emisión y cumplir así con los objetivos de la Directiva. En el caso de España, la asignación en 2005-2007 debía ser compatible con una senda de cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kioto. Siendo el objetivo de Kioto para España de +15% (es decir, las emisiones de GEI en 2008-2012 podrían ser un 15% superiores a las emisiones de 1990) el Gobierno preveía que las emisiones en 2008-2012 superarían en un 24% las de 1990. La diferencia (9%) se pretendía cubrir con el recurso a RCEs procedentes de proyectos del MDL (7%) y sumideros (2%). La asignación de derechos a los sectores de la Directiva en 2005-2007 alcanzó los 161 MtCO<sub>2</sub>, correspondiéndole al sector eléctrico 88 MtCO<sub>2</sub> y 73 MtCO<sub>2</sub> al resto de sectores industriales.

El PNA para 2008-2012 prevé, de forma más realista, que las emisiones en 2008-2012 superarían en un 37% las de 1990<sup>(70)</sup>. La diferencia entre el incremento de emisiones permitida por Kioto y las emisiones previstas (22%) espera cubrirse con el recurso al MDL (20%) y sumideros (2%).

La Tabla 1.15 compara la asignación a cada sector en los dos PNA aprobados hasta ahora. Puede observarse la gran reducción en los derechos disponibles para todos los sectores, debido, fundamentalmente, a la restricción para el sector eléctrico.

Tabla 1.15. Asignaciones de derechos de emisión en los PNA 2005-2007 y PNA 2008-2012.

Asignación MtCO <sub>2</sub>	PNA 2005-2007	PNA 2008-2012
Sector eléctrico	84,1	53,63
Cogeneraciones	23,1	17,668
Industria no eléctrica	70,3	73,883
Reserva	3,3	6,277
Total	182,2	152,25

Finalmente, es importante subrayar que, como ya se indicó en la sección anterior, el método de distribución ha ido cambiando desde una asignación gratuita 100% en el primer PNA hasta subasta, que gana terreno y pretende establecerse como el único método de asignación a medio plazo para el sector eléctrico (2013) y a largo plazo para el resto de sectores (2027). También debe destacarse que a partir de 2013 desaparecen los PNAs y no se establecen límites por país, sino únicamente un límite europeo. Para 2013-2020, los derechos se reducen en un 1,74% anual con respecto a la asignación promedio 2008-2012 desde 2010.

#### 1.6.3.2. Energías renovables

El peso de las renovables en el mix energético en España no es desdeñable. Ya representan el 9,4% del consumo de energía primaria y el 24,7% de la generación eléctrica (ver Figuras 1.14 y 1.15).

Figura 14. Consumo energía primaria según fuentes (2009).  
Fuente: MITYC (2010a).

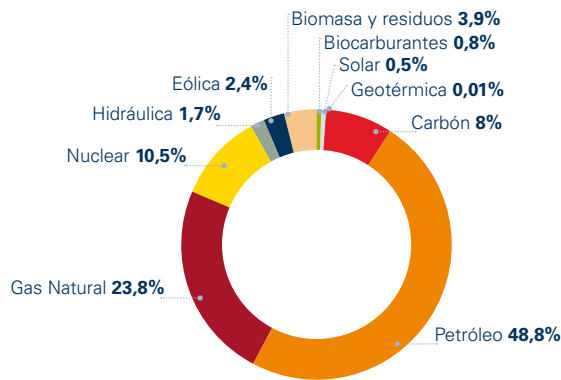
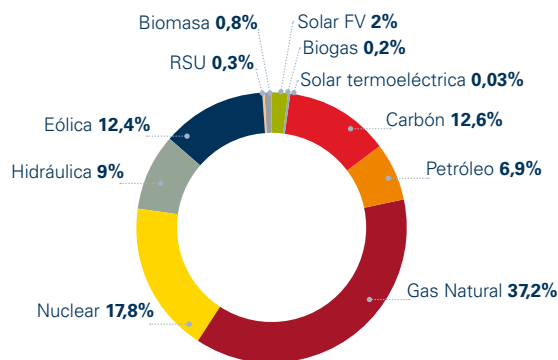


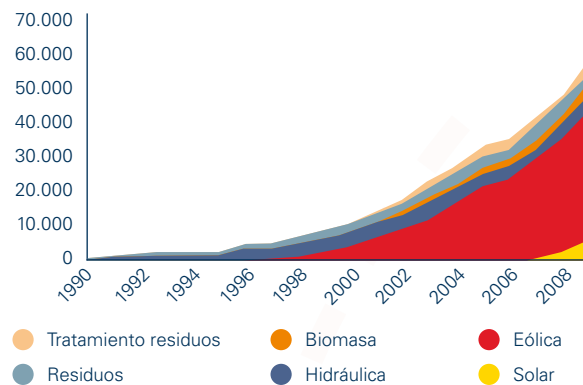
Figura 1.15. Producción eléctrica según fuentes (2009).  
Fuente: MITYC (2010a).



Según datos de la Comisión Europea<sup>(71)</sup> referidos al año 2006, en comparación con Europa el peso de las renovables es superior en nuestro país, tanto en generación como en capacidad. La biomasa, la solar, la hidráulica y la geotérmica tienen un peso mayor en la UE-27, mientras que la contribución de la eólica es mucho mayor en nuestro país<sup>(72)</sup>.

Las renovables para generación eléctrica han experimentado un gran crecimiento en nuestro país en la última década, espoleadas por el dinamismo de la eólica y, muy recientemente de la solar (Figura 1.16). Por el contrario, la hidráulica y la biomasa han experimentado crecimientos muy moderados en ese período. El comportamiento de la hidráulica está relacionado con los retrasos en la concesión de las autorizaciones administrativas y con un potencial adicional que, siendo significativo, es inferior al de otras tecnologías. En el caso de la biomasa, esto se debe a la existencia de barreras de tipo logístico relativas a la ausencia de mercados que permitan asegurar la provisión del recurso con cierta continuidad, así como la competencia por el recurso para otras aplicaciones energéticas y no energéticas.

Figura 1.16. Evolución de la generación de E-FER (GWh).  
Fuente: Elaboración propia a partir de CNE (2010).



Las energías renovables se promueven en nuestro país a través de un sistema de primas, regulado por el RD661/2007 y el RD1578/2008 (para la solar fotovoltaica), en virtud del cual los generadores renovables reciben una ayuda adicional a la del precio de la electricidad en el mercado mayorista (opción de precio más prima) o una cantidad total por la electricidad que venden (tarifa regulada). Se trata de ayudas a la producción (es decir, por kWh generado), pagadas en la forma de precios garantizados combinados frecuentemente con una obligación de compra por parte de los distribuidores de electricidad. Los costes del apoyo son financiados por los consumidores eléctricos.

El sistema de primas ha experimentado una evolución legislativa en la última década que ha dado lugar a ciertas adaptaciones del mecanismo, pero manteniendo el sistema básico. Desde el Real Decreto 2366/1994 se han producido tres importantes modificaciones, las del Real Decreto 2818/1998, Real Decreto 436/2004 y Real Decreto 661/2007.

Los principales elementos de diseño del sistema español de primas y los aspectos que le diferencian de los sistemas de primas en otros países europeos son<sup>(73)</sup>:

- 1) Los generadores de E-FER pueden elegir entre dos alternativas de remuneración: (a) verter electricidad a la red de transporte o distribución, percibiendo una tarifa única; (b) vender la electricidad en el mercado diario. En este caso, el generador renovable percibe el precio de la electricidad en el mercado y una prima.
- 2) Para las instalaciones que participan en el mercado se establece un sistema de “suelo y techo”. Si la suma del precio de la electricidad más la prima está por encima del “techo”, entonces los generadores de E-FER sólo recibirán el nivel de apoyo del techo. Si está por debajo del “suelo”, entonces recibirán el nivel de apoyo correspondiente a éste. Este sistema permite limitar los costes para los consumidores (techo) a la vez que se establece una seguridad para el inversor en E-FER por la existencia de un nivel mínimo de apoyo y rentabilidad (suelo).
- 3) El apoyo tiene lugar durante toda la vida de la instalación pero se va reduciendo después de su puesta en marcha. Las actualizaciones son anuales y vinculadas al IPC (-0,25% hasta 31/12/2012 y -0,5% después) y las revisiones se producen cada cuatro años desde 2010.

Las Tabla 1.16 indica los niveles de retribución a la generación eléctrica de origen renovable, vigentes durante este año 2011, en función de la tecnología renovable y de la alternativa de retribución seleccionada por el titular.

Tabla 1.16. Niveles de apoyo para la E-FER (2011). Fuente: MITYC (2010b).

\* Prima máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia previsto en el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, y el límite superior, para las instalaciones eólicas marinas.

\*\* La cuantía de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para los primeros veinticinco años desde la puesta en marcha será:  $[6,60 + 1,20 \times [(50 - P) / 40]] \times 1,0826$ , siendo P la potencia de la instalación.

\*\*\* La cuantía de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para el vigésimo sexto año y sucesivos desde la puesta en marcha será:  $[5,94 + 1,080 \times [(50 - P) / 40]] \times 1,0826$ , siendo P la potencia de la instalación.

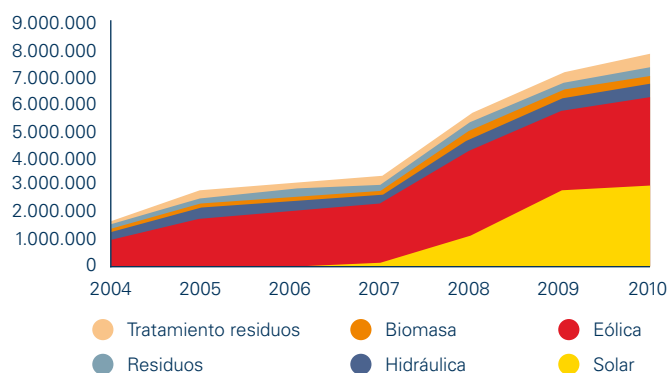
Nota sobre equivalencia de grupos: b.1 = solar; b.2 = eólica; b.3 = geotérmica, olas, mareas, rocas calientes y secas, oceanotérmica y corr. marinas; b.4 = hidroeléctrica  $P \geq 10\text{MW}$ ; b.5 = hidroeléctrica  $10\text{MW} < P < 50\text{MW}$ ; b.6 = biomasa; b.7 = estiércoles, biocombustibles o biogás; b.8 = biomasa procedente de instalaciones industriales.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/Kwh	Prima de referencia c€/Kwh	Límite Superior c€/Kwh	Límite Inferior c€/Kwh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 28 años	47,5597			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 28 años	45,0886			
		10<P≤50 MW	primeros 28 años	24,8138			
b.1	b.1.2		primeros 25 años	29,0916	27,4312	37,1483	27,4353
			a partir de entonces	23,2731	21,9449		
b.2	b.2.1		primeros 20 años	7,9084	2,0142	9,1737	7,6975
			a partir de entonces	6,6094			
b.2	b.2.2*				9,1041	17,7114	
b.3			primeros 20 años	7,4410	4,1519		
			a partir de entonces	7,0306	3,3047		
b.4			primeros 25 años	8,4237	2,7047	9,2014	7,0414
			a partir de entonces	7,5814	1,4519		
b.5			primeros 25 años	**	2,2727	8,6397	6,6094
			a partir de entonces	***	1,4519		
b.6.1		P≤2 MW	primeros 15 años	17,1596	12,9361	17,9599	16,6423
			a partir de entonces	12,7362			
b.6.1		2 MW < P	primeros 15 años	15,8313	11,3885	16,2967	15,4111
			a partir de entonces	13,3344			
b.6.2		P≤2 MW	primeros 15 años	13,5763	9,3528	14,3744	13,0568
			a partir de entonces	9,1530			
b.6.2		2 MW < P	primeros 15 años	11,6140	7,1712	12,0849	11,2090
			a partir de entonces	8,7111			
b.6.3		P≤2 MW	primeros 15 años	13,5763	9,3528	14,3744	13,0568
			a partir de entonces	9,1530			
b.6.3		2 MW < P	primeros 15 años	12,7754	8,3333	13,2404	12,3548
			a partir de entonces	8,7111			
b.7.1			primeros 15 años	8,6311	4,5652	9,6766	8,0350
			a partir de entonces	7,0306			
b.7.2		P≤500 kW	primeros 15 años	14,1141	11,0355	16,5559	13,3376
			a partir de entonces	7,0306			
b.7.3		500 kW < P	primeros 15 años	10,4541	6,7241	11,9121	10,3137
			a partir de entonces	7,0306			
b.7.3			primeros 15 años	5,7887	3,8158	8,9961	5,5078
			a partir de entonces	5,7887			
b.8.1		P≤2 MW	primeros 15 años	13,5763	9,3528	14,3744	13,0568
			a partir de entonces	9,1530			
b.8.1		2 MW < P	primeros 15 años	11,6140	7,1712	12,0849	11,2090
			a partir de entonces	8,7111			
b.8.2		P≤2 MW	primeros 15 años	10,0221	5,7997	10,8213	9,4929
			a partir de entonces	7,0306			
b.8.2		2 MW < P	primeros 15 años	7,0284	2,5856	7,4950	6,6094
			a partir de entonces	7,0284			
b.8.3		P≤2 MW	primeros 15 años	10,0221	6,0677	10,8213	9,4929
			a partir de entonces	7,0306			
b.8.3		2 MW < P	primeros 15 años	8,6397	3,9621	9,7197	8,0998
			a partir de entonces	7,0284			

La Figura 1.17 muestra la evolución de la retribución anual total recibida por las distintas tecnologías de producción de E-FER en España en los últimos siete años<sup>(74)</sup>. El coste total del apoyo se multiplica por cuatro en el período, como consecuencia de la eólica y la solar. Sin embargo, el comportamiento de la eólica en estos dos últimos años ha sido bastante ejemplar, con reducciones en la retribución anual total a pesar de una mayor generación. No puede decirse lo mismo de la solar, con incrementos desproporcionados en el coste total del apoyo. Mientras que la eólica se ha desarrollado de acuerdo a lo previsto en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), la solar fotovoltaica multiplica a día de hoy por 10 el objetivo del PER. En tanto que la eólica supone el 46% de la E-FER generada en España y sólo el 28% del sobre coste para el sistema, la solar aporta únicamente el 8% de la E-FER y supone más del 40% del sobre coste.

Figura 1.17. Retribución anual total recibida por los productores de renovables (2004-2010, millones de €).

Fuente: Elaboración propia a partir de CNE (2011).



El precio medio de la retribución total (cent€/kWh) por tecnología muestra valores mayores para la solar fotovoltaica que para las otras tecnologías, lo que es coherente con el distinto coste de las tecnologías. El aumento en el precio medio para la solar en el periodo 2004-2009, unido al gran crecimiento de la generación solar, han sido uno de los factores fundamentales en el crecimiento de la retribución total mencionado. Los costes totales también se han incrementado por la eólica, mientras que el precio medio de esta tecnología se ha mantenido más o menos constante, incluso con una ligera reducción, desde 2005.

Tabla 1.17. Evolución del precio medio de la retribución total de la E-FER (cent€/kWh).

Fuente: Elaboración propia a partir de CNE (2011).

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Solar*	36,742	39,909	42,749	43,395	45,321	46,743	45,553
Eólica	6,297	8,761	9,08	7,814	10,041	8,05	7,793
Hidráulica	6,662	8,8	8,949	7,74	9,613	8,088	7,818
Biomasa	6,543	8,656	8,86	8,853	11,655	11,19	11,301
Residuos	5,301	6,793	7,007	6,165	8,761	6,786	6,757
Trat. Residuos	6,149	8,811	9,853	9,33	11,133	12,161	11,961

\* Los datos para la solar en el año 2010 incluyen sólo la solar fotovoltaica, mientras que para el resto de años incluyen la solar fotovoltaica y la solar termoeléctrica.

La Directiva de Energías Renovables (Directiva 2009/28/CE), establece la necesidad de que cada Estado miembro elabore y notifique a la Comisión Europea (CE), a más tardar el 30 de junio de 2010, un Plan de Acción Nacional



de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva.

En el PNAER se estima una aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía del 22,7% en el año 2020 (frente a un objetivo para España del 20% en 2020 y una aportación del 10,5% en 2008). Este objetivo se pretende lograr a través de la trayectoria

estimada incluida en la siguiente tabla y tiene diferentes implicaciones para los distintos subsectores (calefacción y la refrigeración, la electricidad y el transporte). En este sentido, se espera que la penetración de las renovables en electricidad alcance el 40%.

Tabla 1.18. Objetivo de España para 2020 y trayectoria estimada de la energía procedente de fuentes renovables (FER) en los sectores de la calefacción y la refrigeración, la electricidad y el transporte. Fuente: MITYC (2010a).

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fuentes Energías Renovables- Calefacción y Refrigeración (15)(%)	8,8%	11,3%	11,7%	12,0%	12,5%	13,2%	14,0%	14,9%	15,9%	17,0%	18,1%	18,9%
Fuentes Energías Renovables- Electricidad (16)(%)	18,4%	28,8%	29,8%	31,2%	31,9%	32,9%	33,8%	34,3%	35,7%	36,9%	38,2%	40,0%
Fuentes Energías Renovables- Transporte (17)(%)	1,1%	6,0%	6,1%	6,5%	6,5%	8,2%	9,3%	10,4%	11,1%	12,0%	12,7%	13,6%
Cuota global de Fuentes de Energías Renovables (18)(%)	8,3%	13,6%	14,2%	14,8%	15,4%	16,5%	17,4%	18,3%	19,4%	20,4%	21,5%	22,7%

El mayor potencial de desarrollo de las fuentes renovables en España corresponde precisamente a las áreas de generación eléctrica, con una contribución de dichas fuentes a la generación bruta de electricidad del 40% en el año 2020. Esto supone casi triplicar el consumo final de energías renovables para la generación eléctrica desde los 5342 ktep en el año 2008 a los 13.495 ktep en 2020. El MITYC destaca que “teniendo en cuenta que alrededor de dos tercios de la generación eléctrica renovable en 2020 será de carácter no gestionable, para alcanzar esta cuota de electricidad de origen renovable resulta imprescindible aumentar la capacidad de dos elementos básicos: el bombeo y las interconexiones con el sistema eléctrico europeo por encima de lo actualmente previsto”.

Finalmente se encuentra en elaboración en el momento de redactarse este informe (agosto de 2010) el Plan de Energías Renovables para el periodo 2011-2020 (PER 2011-2020) cuya finalización está prevista para finales de 2010. El PER incluirá los elementos esenciales del PANER así como análisis adicionales no contemplados en el mismo y un detallado análisis sectorial que contendrá, entre otros aspectos, las perspectivas de evolución tecnológica y la evolución esperada de costes<sup>(75)</sup>.

### 1.6.3.3. Eficiencia energética

En España la eficiencia energética se fomenta a través de la Estrategia Española de Eficiencia Energética 2004-2012. Esta estrategia se implementa a través de los denominados Planes de Acción, estando actualmente vigente el Plan de Acción 2008-2012, aprobado en 2007, que centra sus esfuerzos en siete sectores (Industria; Transporte; Edificación; Servicios Públicos; Equipamiento residencial y ofimático; Agricultura; y, Transformación de la Energía) y especifica medidas concretas para cada uno de ellos.

Se identifican 59 acciones de las cuales, 36 se articulan a través de incentivos económicos; 3 se refieren a promoción de iniciativas, en las que se incluye un plan general de comunicación; 4 medidas están dirigidas a formación de usuarios y agentes del mercado. Además, dentro de algunas medidas se desarrollarán hasta 16 actuaciones de carácter legislativo. La Tabla 1.19 resume el tipo de medidas aplicada en cada sector.

Tabla 1.19. Resumen de medidas y actuaciones por tipología y sectores.  
Fuente: MITYC (2007).

Sectores	Ayuda a la inversión	Promoción	Formación	Total Medidas	Actuaciones Normativas
Agricultura y Pesca	5	2	–	<b>7</b>	1
Edificación	5	–	–	<b>5</b>	–
Equipamiento Residencial y Ofimática	2	–	–	<b>2</b>	–
Industria	2	1	–	<b>3</b>	1
Servicios Públicos	3	–	1	<b>4</b>	1
Transporte	12	–	3	<b>15</b>	12
Transformación de la Energía	7	–	–	<b>7</b>	1
<b>Totales</b>	<b>36</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>43</b>	<b>16</b>

En la tabla 1.20 se recoge el listado completo de medidas por sectores, destacando los objetivos energéticos, emisiones evitadas, convenios a realizar y apoyos públicos propuestos.

Tabla 1.20. Resumen de Medidas del Plan de Acción 2008-2012 .

Fuente: MITYC (2007).

	Medida	Aplicación Fondos Públicos	Ahorros Directos	Emisiones Evitadas Directas	Apoyos Públicos	Inversiones	
			(ktep)	(kt CO <sub>2</sub> )	(k€)	(k€)	
			Total	Total	Total	Total	
AGRICULTURA Y PESCA	1	Campaña de comunicación/promoción de técnicas de uso eficiente de la energía en la agricultura	0	0	3.127	3.127	
	2	Incorporación de criterios de eficiencia energética en el Plan de Modernización de la flota de tractores agrícolas	93	286	53.775	215.280	
		Actuación legislativa: Etiquetado energético de tractores - en ejecución					
		(Ayuda inversión)					
	3	Impulso para la migración de sistemas de riego por aspersión a sistemas de riego localizado	Trabajos apoyo técnico y difusión	87	401	954	190.800
	4	Mejora del ahorro y la eficiencia energética en el sector Pesquero (Modificación de motores, hélices y combustibles alternativos/Proyecto Peixe Verde)	Experiencia piloto e implantación en barcos	116	357	23.522	235.221
	5	Plan de Actuaciones de Mejoras Energéticas en Comunidades de Regantes: Protocolo de Auditoría energética	Realización auditorías y plan mejoras	146	673	2.122	10.608
6	Mejora de la eficiencia energética de los tractores en uso mediante la ITV ( Inspección Energética de Motores)	Complemento ITV y cambio filtros	886	2.720	7.662	22.987	
7	Migración a la Agricultura de Conservación (Siembra directa y cubiertas vegetales)	Renovación maquinaria agrícola (ayuda a la inversión)	74	227	2.592	5.185	
		<b>Total agricultura</b>	<b>1.402</b>	<b>4.663</b>	<b>93.754</b>	<b>683.207</b>	

	Medida	Aplicación Fondos Públicos	Ahorros Directos	Emisiones Evitadas Directas	Apoyos Públicos	Inversiones	
			(ktep)	(kt CO <sub>2</sub> )	(k€)	(k€)	
			Total	Total	Total	Total	
INDUSTRIA	1	Acuerdos Voluntarios (Compromiso de las Asociaciones Empresariales para alcanzar el ahorro de energía detectado/Fomentar la adopción de medidas de ahorro por la industria)	-		0	0	
	2	Auditorías Energéticas (Detectar el potencial y facilitar la toma de decisión de inversión en ahorro de energía/Determinar el benchmarking de procesos)			2.850	3.800	
	3	Programa de Ayudas Públicas (Facilitar la viabilidad económica de las inversiones en ahorro energético para alcanzar el potencial detectado)	Subvención directa del capital o Bonificación de punto de interés en contratos de préstamo o leasing. Cuantía máxima del 22% del coste elegible.	7.904	24.029	367.434	1.667.319
SERV. PÚBLICOS	4	Actuación legislativa: Inclusión de una evaluación específica de impactos energéticos en todos los proyectos de Industria					
		<b>Total industria</b>	<b>7.904</b>	<b>24.029</b>	<b>370.284</b>	<b>1.671.119</b>	
SERV. PÚBLICOS	1	Instalaciones de Alumbrado Público	Cambio de equipos y lámparas	462	2.039	56.718	866.974
	1	Actuación legislativa: Reglamento de Eficiencia Energética en instalaciones de alumbrado exterior	(ayuda a la inversión)				
	2	Estudios y auditorías de la Eficiencia Energética de las instalaciones de Ayuntamientos y Empresas Públicas.	Ejecución auditoría	-	-	600	600
	3	Cursos de Formación Energética para técnicos municipales.	Ejecución de los cursos	-	-	240	0
	4	Mejora de la Eficiencia Energética en instalaciones de abastecimiento y depuración de agua.	Cambio de equipos (ayuda a la inversión)	230	1.014	31.658	483.915
		<b>Total servicios</b>	<b>691</b>	<b>3.053</b>	<b>89.216</b>	<b>1.350.889</b>	

	Medida	Aplicación Fondos Públicos	Ahorros	Emisiones	Apoyos	Inversiones	
			Directos	Evitadas	Directas	Públicos	
			(ktep)	(kt CO <sub>2</sub> )	(k€)	(k€)	
			Total	Total	Total	Total	
EQUIP - OFIMÁT	1	Plan RENOVE de electrodomésticos: Fomento de la sustitución de electrodomésticos con un bajo etiquetado energético por otros con etiquetado energético clase A ó superior.	Subvención	1.509	8.106	532.500	1.992.235
	2	Plan de equipamiento y uso eficiente de la energía en la Administración Pública. Promoción de Planes de Ahorro en las Administraciones Públicas para obtener los objetivos fijados en la Directiva 2006/32/CE	-	220	1.182	0	0
<b>Total equipamiento</b>			<b>1.729</b>	<b>9.288</b>	<b>532.500</b>	<b>1.992.235</b>	
EDIFICACIÓN	1	Rehabilitación de la envolvente de los edificios existentes: Promover las actuaciones sobre la envolvente térmica de los edificios con objeto de reducir la demanda energética en calefacción y refrigeración.	Subvención bonificación tipo de interés al préstamo	1.450	5.232	175.150	2.677.295
	2	Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas de los edificios existentes. La sustitución de equipos de producción de calor y frío, de movimientos de fluidos e incorporación de sistemas de enfriamiento gratuito y de recuperación térmica en instalaciones de climatización existentes.	Subvención bonificación tipo de interés al préstamo	1.685	6.452	243.315	3.719.205
	3	Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación interior de los edificios existentes mediante sustitución de luminarias, lámparas y/o equipos, incorporación de sistemas de control y regulación, así como sustitución de sistemas de iluminación.	Subvención bonificación tipo de interés al préstamo	3.339	17.937	176.292	2.694.681
	4	Promover la construcción de nuevos edificios y la rehabilitación de existentes con alta calificación energética mediante una Línea de Apoyo económico a los edificios que obtengan una calificación energética A y/o B.	Subvención bonificación tipo de interés al préstamo	1.315	5.322	208.914	3.969.362
	5	Revisión de las exigencias energéticas en la normativa edificatoria		148	598	0	408.934
<b>Total edificios</b>			<b>7.936</b>	<b>35.540</b>	<b>803.671</b>	<b>13.469.477</b>	

	Medida	Aplicación Fondos Públicos	Ahorros Directos	Emisiones Evitadas Directas	Apoyos Públicos	Inversiones	
			(ktep)	(kt CO <sub>2</sub> )	(k€)	(k€)	
			Total	Total	Total	Total	
TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA	1	Comisiones Mixtas en Refino de Petróleo: Seguimiento de evolución de consumos de energía y medidas propuestas en la E4 en Refino de Petróleo.	Realización posibles estudios técnicos y/o publicaciones.	2.242	6.726	90	82.585
	2	Comisiones Mixtas en Generación Eléctrica: Seguimiento de evolución de consumos de energía y medidas propuestas en la E4 en Generación Eléctrica.	Realización posibles estudios técnicos y/o publicaciones.	2.985	6.971	90	315.251
	3	Desarrollo potencial de cogeneración. Estudios de viabilidad. Realización de estudios que determinen la viabilidad técnica, económica y administrativa de nuevas cogeneraciones.	Subvención para realización de estudios de viabilidad.	–	–	2.250	3.000
	4	Desarrollo potencial de cogeneración. Nuevas instalaciones en actividades no industriales: Promoción de la implantación de Plantas de Cogeneración de alta eficiencia, de potencia eléctrica > 150 kW	Subvención para realización de proyectos.	343	802	11.431	228.621
	5	Desarrollo potencial de cogeneración. Fomento de plantas de cogeneración de pequeña potencia: Realización de proyectos de demostración y ejecución de instalaciones de potencia ≤ 150 kW <sub>e</sub> .	Financiación proyectos demostración y subvención de proyectos.	1	2	1.979	7.924
		<b>Actuación legislativa: Desarrollo normativo en materia de conexión de cogeneraciones a la red de baja tensión.</b>					
	6	Mejora eficiencia energética en cogeneración. Auditorías energéticas: Sustitución de cogeneraciones existentes para adecuarse al proceso productivo y mejoras técnicas disponibles aumentando la eficiencia energética.	Subvención para realización de auditorías energéticas.	–	–	3.240	4.320
7	Mejora eficiencia energética en cogeneración. Plan RENOVE de instalaciones existentes: Sustitución de cogeneraciones existentes para adecuarse al proceso productivo y mejoras técnicas disponibles aumentando la eficiencia energética.	Subvención para proyectos de renovación de cogeneraciones.	1.136	3.332	10.203	443.628	
<b>Total transformación de la energía</b>			<b>6.707</b>	<b>17.832</b>	<b>29.284</b>	<b>1.085.330</b>	

	Medida	Aplicación Fondos Públicos	Ahorros	Emisiones	Apoyos	Inversiones
			Directos	Evitadas	Públicos	
			(ktep)	(kt CO <sub>2</sub> )	(k€)	(k€)
			Total	Total	Total	Total
	Planes de Movilidad Urbana		4.814	13.208	231.938	1.559.100
1	Actuación legislativa: Desarrollo de legislación básica sobre movilidad urbana y de trabajadores	Ayudas para: Financiar planes de movilidad, instalación de sistemas; estudios y experiencias piloto.				
	Actuación legislativa: Modelos de ordenanzas municipales sobre movilidad y fiscalidad de los turismos con criterios de eficiencia energética					
	Planes de Transporte para Empresas		1.604	4.403	34.948	192.213
2	Actuación legislativa: Desarrollo de legislación básica sobre movilidad urbana y de trabajadores	Ayudas para: Financiar estudios de planes de transporte en empresas; proyectos piloto.				
	Actuación legislativa: Modelos de ordenanzas municipales sobre movilidad y fiscalidad de los turismos con criterios de eficiencia energética					
3	Mayor Participación Medios Colectivos en Transporte por Carretera	Ayudas para estudios y diseños básicos de infraestructuras de intermodalidad, carriles reservados, herramientas informáticas, etc...	963	2.641	25.364	25.365
	Actuación legislativa: Sistema de distribución de subvenciones al transporte público urbano en función de la implantación de criterios de eficiencia.					
4	Mayor Participación Ferrocarril	Ayudas para estudios y diseños básicos de infraestructuras que incrementen la penetración del sector en el transporte de mercancías. Cursos de formación, acciones comunicativas, desarrollo de documentación.	3.850	10.567	13.967	13.968
5	Mayor Participación Marítimo	Ayudas para estudios y diseños básicos de infraestructuras que incrementen la penetración del sector en el transporte de mercancías. Cursos de formación, acciones comunicativas, desarrollo de documentación.	642	1.762	14.185	14.185
6	Gestión de Infraestructuras de Transporte	Ayudas para estudios integrales sobre redes de intercambiadores de transporte, centros logísticos y diseños básicos de infraestructuras que incrementen la intermodalidad hacia medios más eficientes. Financiación de proyectos piloto.	8.022	22.013	6.842	6.842
	Actuación legislativa: Estudio del establecimiento de un sistema general de pago por uso de infraestructuras de transporte.					

	Medida	Aplicación Fondos Públicos	Ahorros Directos	Emisiones Evitadas Directas	Apoyos Públicos	Inversiones
			(ktep)	(kt CO <sub>2</sub> )	(k€)	(k€)
			Total	Total	Total	Total
	Gestión de Flotas de Transporte por Carretera	Ayudas para realización de auditorías de gestión de flotas, líneas de apoyo a financiación de proyectos piloto y cursos de gestión eficiente de flotas.	1.604	4.403	19.701	19.701
7	Actuación legislativa: Sistema de criterios mínimos de gestión de flotas de transporte por carretera para la concesión de licencias a empresas.					
8	Gestión de Flotas de Aeronaves	Ayudas para realización de auditorías de gestión de flotas, líneas de apoyo a financiación de proyectos piloto y cursos de gestión eficiente de flotas de transporte aéreo. Financiación de proyectos piloto y sustitución de motores por otros más eficientes.	320	880	1.371	1.370
9	Conducción Eficiente de Vehículo Privado	Ayudas para la impartición de cursos de conducción eficiente de conductores y profesores de autoescuelas.	1.926	5.283	8.285	8.283
	Actuación legislativa: Introducción de las técnicas de conducción eficiente en la evaluación para la obtención del permiso de conducción de vehículos turismo.					
10	Conducción Eficiente de Camiones y Autobuses	Ayudas para la impartición de cursos de conducción eficiente de conductores y profesores de autoescuelas.	1.926	5.283	5.381	5.381
11	Conducción Eficiente en el Sector Aéreo	Ayudas a la realización de cursos de formación de pilotos en técnicas de eficiencia energética. Desarrollo de documentación y jornadas de comunicación. Proyectos piloto de demostración en el sector.	320	880	5.098	5.098
12	Renovación Flota de Transporte por Carretera	Ayudas que disminuyen el extracoste en los vehículos alternativos en relación con vehículos equivalentes de diseño y motorización tradicional.	1.604	4.403	5.781	5.782
	Actuación legislativa: Establecimiento de criterios mínimos de calidad de flotas para la concesión de licencias a empresas de transporte colectivo de viajeros, o de mercancías por carretera.					
	Actuación legislativa: Desarrollo de un sistema de etiquetado de vehículos industriales.					



	Medida	Aplicación Fondos Públicos	Ahorros Directos	Emisiones Evitadas Directas	Apoyos Públicos	Inversiones
			(ktep)	(kt CO <sub>2</sub> )	(k€)	(k€)
			Total	Total	Total	Total
TRANSPORTE	13	Renovación Flota Aérea	320	880	1.393	1.393
	14	Renovación Flota Marítima	320	880	2.597	2.597
	15	Renovación Parque Automovilístico de Turismos <i>Actuación legislativa: Desarrollo de legislación básica sobre movilidad urbana y de trabajadores</i>	3.850	10.567	31.441	31.441
		<b>Total transporte</b>	<b>32.085</b>	<b>88.053</b>	<b>408.292</b>	<b>1.892.719</b>
COMUNICACIÓN	1	Acciones generales de comunicación a todos los sectores			40.000	40.000
			<b>Total comunicación</b>		<b>40.000</b>	<b>40.000</b>
			<b>58.455</b>	<b>182.459</b>	<b>2.367.001</b>	<b>22.185.277</b>

Las Administraciones Públicas aportan al Plan un total de recursos de 2.367 millones de euros, un 20,2% más de lo indicado en la E4 (Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España) para el periodo 2008-2012.

conseguir un ahorro energético de un 9% en el año 2016, sino también al objetivo mucho más ambicioso, incluido en la decisión del Consejo europeo de nueve de marzo de 2007: alcanzar niveles de ahorro del 20% en el horizonte del 2020.

El presente PAE4+ se integrará en el Plan de Acción de Eficiencia Energética a nivel comunitario, contribuyendo con ello a dar una respuesta desde España, no sólo a la consecución del compromiso establecido en la Directiva 2006/32 CE, que define un marco de esfuerzo común para

Se espera que el Plan genere un ahorro de 87,9 millones de toneladas equivalentes de petróleo (el equivalente al 60% del consumo de energía primaria en España durante 2006) y permita una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera de 238 millones de toneladas.

La siguiente Tabla 1.21 resume los ahorros energéticos sectoriales y las reducciones de emisiones como consecuencia del Plan de Acción.

Tabla 1.21. Plan de Acción 2008-2012. Ahorros energéticos sectoriales y las reducciones de emisiones esperadas. Fuente: MITYC (2007).

Aplicación sectorial	Ahorro energético (2008+2012) ktep		Emisiones evitadas (2008+2012) (Kt CO <sub>2</sub> )	
	Final	Primaria		
Sectores usos finales	Industria	17.364	24.750	59.165
	Transporte	30.332	33.471	107.479
	Edificios	7.936	15.283	35.540
	Equipamiento dom. y ofimática	1.729	4.350	9.288
	Agricultura	1.402	1.634	5.112
Sector transformación	Sector público	691	1.739	3.712
	Transformación de la energía		6.707	17.834
<b>Totales</b>		<b>59.454</b>	<b>87.934</b>	<b>238.130</b>

#### 1.6.3.4. Edificación sostenible<sup>(76)</sup>

El consumo de energía en edificios representa en España un 20% del consumo de energía final, un porcentaje que tiende, además, a incrementarse. Se entiende como “consumo de energía en edificios”, no sólo el que tiene que ver con el propio edificio (envolvente térmica), que puede tener un mejor o peor aislamiento y, por tanto, inducir un mayor o menor consumo energético, sino también las instalaciones consumidoras de energía (calefacción, refrigeración, iluminación, etc.) y el equipamiento consumidor de energía (electrodomésticos, por ejemplo).

En este sector, las medidas para el ahorro energético se agrupan en dos: las dirigidas al parque de edificios existentes y las dirigidas a los nuevos edificios.

La rehabilitación energética de los edificios gira en torno a cuatro medidas principales, donde se concentran los mayores potenciales de ahorro:

- Rehabilitación energética de la envolvente térmica de los edificios existentes;
- Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas existentes (calefacción, climatización y producción de agua caliente sanitaria);
- Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación interior en los edificios existentes;
- Renovación del parque de electrodomésticos.

Las actuaciones en el parque edificatorio nuevo se prevén de menor alcance que las propuestas para el parque edificatorio existente. El PNAER no espera ahorros significativos hasta 2020.

Las principales medidas relativas a la edificación en los sectores residencial, comercial e institucional se derivan de la Directiva 2002/91/CE, relativa a la eficiencia energética de los edificios, y se concretan en el Código Técnico de la Edificación (CTE), la revisión del Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios, y la Certificación Energética de Edificios. Es importante destacar que algunas de estas medidas y, en particular el CTE y la Certificación Energética de Edificios, forman parte de las medidas de desarrollo del Plan de Acción de la E4 y del Plan de Fomento de las Energías Renovables y permitirá alcanzar los objetivos de los mismos.

#### *Código Técnico de la Edificación*

El Real Decreto 314/2006 del CTE establece la obligación de incorporar criterios de eficiencia energética y uso de energía solar en los nuevos edificios o en los que se vayan a rehabilitar. En particular, se establecen cuatro exigencias energéticas básicas: limitar la demanda energética, mejorar la limitación de la demanda energética eficiencia energética de las instalaciones de iluminación, contribución solar mínima de agua caliente sanitaria y contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

El IDAE estima que la implantación de las exigencias energéticas introducidas en el CTE va a suponer, para cada edificio y respecto al consumo que tendría el mismo si fuera construido según la legislación actual, un ahorro energético asociado de un 30-40% y una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por consumo de energía de un 40-55%.

#### *Reglamento de las Instalaciones Térmicas de los Edificios*

La necesidad de transponer diversos artículos de la Directiva 2002/91/CE y la aprobación del CTE, en el que se recoge la exigencia básica de mejorar el rendimiento de las instalaciones térmicas de los edificios, remitiendo al Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE), han provocado que se tenga que redactar un nuevo texto de próxima aprobación por Real Decreto que derogue y sustituya al aprobado por el Real Decreto 1751/1998. El nuevo RITE regula los requisitos mínimos de eficiencia energética que deben cumplir las instalaciones térmicas de los edificios nuevos y existentes, y un procedimiento de inspección periódica de calderas y sistemas de aire acondicionado.

#### *Certificación energética de edificios*

En el año 2007 se aprobó el Real Decreto 47/2007, por el que se pone en marcha el procedimiento básico para la Certificación de Eficiencia Energética. Esta norma obligará a certificar energéticamente a los edificios de nueva construcción o los que se rehabiliten y que se proyecten a partir del año 2007 aunque por el momento no afectará, a los edificios existentes. Es decir, cuando los edificios sean proyectados, construidos, vendidos o alquilados, se deberá poner a disposición del comprador o inquilino, según corresponda, un certificado de eficiencia energética, que le permita comparar y evaluar la eficiencia energética del edificio.

Este certificado irá acompañado de una etiqueta energética, que estará incluida en toda la publicidad utilizada en la venta o arrendamiento del edificio. A cada edificio le será asignada una clase energética, de acuerdo con una escala de siete letras y siete colores que

van desde el edificio más eficiente (clase A) al edificio menos eficiente (clase G). La valoración se hará en función del CO<sub>2</sub> emitido por el consumo de energía de las instalaciones de calefacción, refrigeración, agua caliente sanitaria e iluminación del edificio en unas condiciones de uso determinadas. El objetivo es favorecer una mayor transparencia del mercado inmobiliario y se fomentarán las inversiones en ahorro de energía, potenciando, así, la demanda de la calidad energética entre los compradores de viviendas. La responsabilidad de certificar energéticamente un edificio recae en primer lugar en el proyectista del edificio. Una vez construido el edificio, se comprobará la conformidad de esta calificación energética obtenida en la fase de proyecto con la del edificio realmente ejecutado.

#### *Plan Estatal de Vivienda y Rehabilitación*

A finales de diciembre de 2008 el Gobierno aprobó el Plan Estatal de Vivienda y Rehabilitación 2009-2012, que establece un nuevo marco cuatrienal de la política de vivienda del Gobierno y que se llevará a cabo con la cooperación de las Comunidades Autónomas y Ayuntamientos. En este Plan se prevé como uno de sus ejes estratégicos la rehabilitación encaminada a la mejora de la eficiencia energética del parque de viviendas existentes y la promoción de viviendas de protección oficial que alcancen una alta eficiencia energética, así como la utilización de energías renovables en el sector.

Existen dos programas para ello dentro del denominado Plan RENOVE de vivienda: ayudas RENOVE a la rehabilitación y ayudas a la eficiencia energética en la promoción de viviendas. Estos programas prevén incentivos y subsidios que hagan atractivas estas actuaciones a los promotores, sean públicos o privados.

Estas ayudas a la eficiencia energética en la promoción de nuevas viviendas protegidas son incompatibles, siempre que se dirijan a la misma finalidad, con las correspondientes al Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2012 y al Plan de Energías Renovables 2005-2010, gestionadas por el IDAE.

El escenario de actuaciones del Plan Renove Vivienda se cifra en torno a las 100.000 anuales, que supondrían unas 400.000 actuaciones en todo el periodo que abarca el plan.

Cuadro 1.5. Medidas del Plan de Acción del Vehículo Eléctrico 2010-2012.

Fuente: Gobierno de España<sup>(78)</sup>.

- Subvención a la adquisición del vehículo. El importe de la ayuda ascenderá al 20 por ciento del coste con un máximo de 6.000 euros por vehículo para usuarios particulares y flotas privadas. La estimación del coste que tendrá es de 240 millones en 2011 y 2012.
- Identificación de la demanda de flotas urbanas. Este mismo año se elaborará un mapa de flotas públicas y privadas susceptibles de renovarse mediante vehículos eléctricos.
- Diseño de ventajas urbanas para el vehículo eléctrico. Elaboración de una guía donde se recojan una serie de ventajas que incentiven el uso de estos vehículos, como la circulación en zonas restringidas, ampliación de los horarios de carga y descarga, reserva de espacios públicos para recargas de flotas que presten servicios esenciales (atención sanitaria, policía). Asimismo, se propone la creación de un sello de Ciudad con Movilidad Eléctrica como forma de reconocimiento público del esfuerzo local para fomentar el uso de estos vehículos y se firmará un acuerdo específico con la FEMP para

la difusión y promoción del vehículo eléctrico. Las localidades para las que están pensadas estas medidas son las 145 existentes con más de 50.000 habitantes.

- Apoyo a la industrialización y la I+D+i. Dentro del apoyo a los sectores estratégicos industriales y a la reindustrialización se priorizarán los planes empresariales que tengan como objeto el vehículo eléctrico. Se prevé destinar 140 millones de euros en 2011 y 2012.
- Apoyo a tecnologías de comunicación entre la red eléctrica y el vehículo. Mediante el Plan Avanza se articulará una línea para favorecer el desarrollo de tecnologías en sistemas de comunicación para optimizar la carga. La previsión es destinar 35 millones en dos años.
- Líneas prioritarias de I+D+i para vehículos eléctricos. Esta iniciativa pretende identificar y analizar las tecnologías claves y su difusión en los ámbitos empresariales y de investigación, así como su potenciación, para lo que se estima una aportación de 173 millones de euros.
- Implicación de las empresas eléctricas. Articulación de medidas de apoyo a la introducción del vehículo eléctrico de forma consensuada con las compañías del sector eléctrico. Estas acciones podrán consistir en descuentos y ofertas para los usuarios de este tipo de vehículos, ofertas de energía a precios que ofrezcan señales de incentivo para cargar en horas valle, análisis de soluciones técnicas para la infraestructura de carga y búsqueda de una solución común para todas las empresas, diseño de acciones comerciales para clientes con vehículos eléctricos.
- Tarifa de acceso supervalve destinada a promover la carga en horario nocturno e implantación sin coste de

contadores con discriminación horaria para todos los ciudadanos que sean usuarios de un vehículo eléctrico para que puedan disfrutar de las ventajas que esta nueva tipología de tarifa supondrá.

- Arquitectura legal de los servicios de recarga. Creación de la figura del gestor de carga, un nuevo tipo de agente que tendrá determinados derechos y obligaciones; análisis de las barreras y especificaciones de los nuevos servicios en torno a la recarga y/o sustitución de baterías, electrolinerías, y posibles servicios a prestar en los aparcamientos y zonas públicas para la recarga, así como elaboración de la normativa necesaria para prestar estos servicios.
- Marketing estratégico y comunicación institucional. Identificación de las barreras de hábitos y opinión que presenta el vehículo eléctrico, definición y realización de un plan de marketing para superar estas barreras. En conjunto la estimación del coste de estas actuaciones será de 2 millones de euros.
- Homologación y normalización del vehículo y sus componentes. Identificar barreras regulatorias, legales y de normalización que impidan el desarrollo del vehículo eléctrico para articular los cambios normativos que solventen esta situación por parte de todos los departamentos ministeriales afectados. También en el ámbito normativo será necesario trasponer la directiva europea sobre promoción de vehículos limpios y eficientes (Directiva 2009/33).
- Formación académica y profesional específica. Proponer una oferta de titulaciones de formación profesional para el desarrollo y fabricación de vehículos eléctricos, mantenimiento, reparación y reciclado.

### 1.6.3.5. Vehículo eléctrico

El fomento del vehículo eléctrico en España tiene como iniciativa más relevante la Estrategia Integral para el Vehículo Eléctrico, cuyo objetivo es que nuestro país tenga 250.000 vehículos eléctricos (puros e híbridos enchufables) en 2014, cifra consistente con alcanzar 1.000.000 de vehículos eléctricos e híbridos convencionales en 2014. Para alcanzar estas cifras se propone actuar en cuatro grandes líneas:


- Fomento de la demanda. Acciones para impulsar las flotas públicas y privadas, ayudas a la compra de particulares y programa de ventajas urbanas para los usuarios de vehículos eléctricos.
- Industrialización e I+D+i. Articulación de programas de fomento del desarrollo e industrialización de los vehículos eléctricos en España, sus componentes y equipos de entorno y programa de I+D+i.
- Fomento de la infraestructura de recargas y gestión de la demanda. Programa de despliegue de la infraestructura de recarga y medidas de apoyo al vehículo eléctrico y de carga en horas valle.
- Programas transversales. Acciones de comunicación y marketing estratégico, aspectos regulatorios, normativos y de supresión de barreras legales, formación profesional específica y especializada.

La Estrategia Integral se concreta en Planes de Acción. El Plan de Acción 2010-2012 consta de 15 medidas, que se incluyen dentro de esas cuatro grandes líneas (Cuadro 1.5). Según las previsiones manejadas, al final de su periodo de vigencia se habrán matriculado en España 70.000 vehículos eléctricos puros e híbridos enchufables. En conjunto las medidas supondrán la movilización de unos recursos públicos en 2011 y 2012 de 590 millones. A continuación de detallan las acciones incluidas en el Plan de Acción<sup>(77)</sup>.

Además, desde 2009 está en marcha el proyecto piloto Movele, en el marco del PAAEE 2008-2012 que, con un presupuesto de 10 millones para 2009 y 2010, tiene como objetivo demostrar la viabilidad técnica y energética de la movilidad eléctrica en los entornos urbanos. Para ello se establece el objetivo de disponer de 2.000 nuevos vehículos y 500 puntos de recarga<sup>(79)</sup>.

Según el PANER, la incorporación en el periodo 2010-2020 de nuevos vehículos eléctricos e híbridos enchufables podría alcanzar las 2,5 millones de unidades en 2020 (aproximadamente el 10% del parque de vehículos en esa fecha).





**Capítulo II.  
Gas Natural Fenosa  
frente al cambio  
climático**

Resumen Ejecutivo

Capítulo I.  
Hitos, metas  
y regulación

Capítulo II.  
Gas Natural Fenosa  
frente al cambio  
climático

Valoración  
y conclusiones

Referencias

Notas

## Capítulo II. Gas Natural Fenosa frente al cambio climático

En el capítulo anterior se han identificado los principales aspectos económicos del problema del cambio climático y las soluciones tecnológicas más eficientes para resolverlo. Se ha mostrado que son necesarias varias alternativas tecnológicas aplicadas en distintos sectores para mitigar el problema, pues no existe una panacea tecnológica, es decir, una única tecnología que pueda dar solución al problema.

Retomamos esta idea fundamental en este capítulo para defender que el “enfoque de cuñas tecnológicas” necesario a nivel global (ver Capítulo I) es compatible con la diversificación tecnológica de Gas Natural Fenosa y que las iniciativas de mitigación de las emisiones de CO<sub>2</sub> a través de distintas alternativas iniciadas por la Compañía contribuirán aún más a esa diversificación. Para ello, recorreremos las iniciativas de Gas Natural Fenosa en cada uno de los aspectos considerados más relevantes para la mitigación desde el punto de vista amplio, siguiendo para ello ese enfoque de cuñas auspiciado por prestigiosos expertos e instituciones internacionales, incluida la Agencia Internacional de la Energía (AIE).



## 2.1. Posicionamiento y estrategia de Gas Natural Fenosa

Gas Natural Fenosa comparte la preocupación social por el cambio climático, desarrolla una política activa en el uso racional de la energía y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y apuesta por el desarrollo sostenible a corto, medio y largo plazo, incorporando la gestión del carbono en todos sus negocios, procesos y niveles<sup>(80)</sup>. El posicionamiento de Gas Natural Fenosa ante el Cambio Climático se basa en el correspondiente principio incluido en su Política de Responsabilidad Corporativa: “Contribuir a la mitigación del cambio climático a través de energías bajas en carbono y renovables, la promoción del ahorro y la eficiencia energética, la aplicación de nuevas tecnologías y la captura del carbono”, y tiene en cuenta los objetivos de la planificación estratégica<sup>(81)</sup>. Tal posicionamiento queda al tiempo recogido en el siguiente decálogo aprobado por la empresa:

Sus estrategias, políticas y planes en materia energética son consistentes con los objetivos de seguridad de suministro,

competitividad y sostenibilidad ambiental y con los escenarios energéticos futuros, que estarán marcados por la eficiencia energética y la reducción de las emisiones de GEI<sup>(83)</sup>. La Compañía genera, transporta, distribuye y comercializa electricidad y gas, minimizando el consumo de los recursos energéticos mediante la eficiencia de los procesos y la instalación de tecnologías de última generación<sup>(84)</sup> (Figura 2.1).

Gas Natural Fenosa apuesta por un mix energético equilibrado y una gestión eficiente de los combustibles fósiles y de los recursos renovables, de forma que las tecnologías de generación sin emisiones (renovables, hidráulica y nuclear) y las tecnologías de bajas emisiones (ciclos combinados y cogeneración) representen un volumen significativo de la capacidad total instalada (actualmente más del 70%)<sup>(85)</sup>.

Es destacable la apuesta de Gas Natural Fenosa por la I+D+i para el desarrollo de tecnologías más limpias y para la búsqueda de nuevas soluciones que integren las energías renovables con el gas natural<sup>(86)</sup>. En 2009, el grupo dedicó 15,39 millones de euros a actividades y proyectos de I+D+i,

Figura 2.1. Posicionamiento de Gas Natural Fenosa ante el Cambio Climático.  
Fuente: Gas Natural Fenosa<sup>(82)</sup>.

- Mantener estrategias y políticas en materia energética coherentes con la seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad ambiental.
- Establecer objetivos cuantificados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Nivelar el balance de los vectores sociales, ambientales y económicos para contribuir a una economía baja en carbono.
- Optimizar y fomentar el ahorro y la eficiencia energética en nuestras instalaciones y en las de nuestros clientes, como la contribución más eficaz en la lucha contra el calentamiento global.
- Ser activos en los mercados de carbono y apoyar su globalización para que las tendencias en producción y consumo de energía sean sostenibles.
- Guiar las actuaciones de la Compañía para concienciar al conjunto de la sociedad en la solución global del cambio climático.
- Establecer medidas concretas que contribuyan a alcanzar compromisos de reducción de emisiones globales, equitativos y sostenibles.
- Impulsar la ejecución de proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto Invernadero a escala global, prestando especial atención a países en vías de desarrollo.

orientados a lograr un suministro energético más fiable y compatible con el desarrollo sostenible<sup>(87)</sup>.

Prueba del firme compromiso de Gas Natural Fenosa en la lucha contra el cambio climático, cabe destacar su presencia en el programa “Caring for Climate: The Business Leadership Platform”, plataforma integrada por compañías que participan en el Pacto Mundial de Naciones Unidas con el objetivo de avanzar en la lucha contra los efectos del cambio climático a través de la mejora de la eficiencia y de la reducción de las emisiones de GEI<sup>(88)</sup>. En 2010, como en años anteriores, su esfuerzo en materia de sostenibilidad fue reconocido por los mercados de capitales. En este sentido, fueron designados líderes entre las empresas de agua, gas y electricidad por Dow Jones Sustainability Index, un índice selectivo en el que las compañías que lo constituyen deben acreditar prácticas avanzadas en responsabilidad corporativa y del que Gas Natural Fenosa forma parte de forma ininterrumpida desde hace seis años, habiendo sido calificada como líder de su sector en los tres últimos. En el ámbito medioambiental obtuvo la mejor puntuación del sector en aspectos como estrategia climática y eco-eficiencia. Asimismo, se fortaleció su presencia en el FTSE4Good, índice en el que la compañía ha estado presente desde su creación en el año 2001; y que aplica estrictos criterios medioambientales en función del impacto de las actividades realizadas y valora la política, el sistema de gestión y la información pública en materia medioambiental de las compañías que forman parte del mismo<sup>(89)</sup>.

En el nuevo marco del cambio climático, Gas Natural Fenosa asume un interés en la gestión de los GEI, en la detección de las necesidades, riesgos y oportunidades en relación con<sup>(90)</sup>:

- Dar un valor añadido a la gestión del carbono del grupo.

- Identificar opciones y soluciones para hacer frente a la obligación de cumplir con las restricciones sobre las emisiones de GEI al menor coste.
- Minimizar los riesgos derivados de futuras restricciones en la emisión de GEI en función de la evolución legislativa y política internacionales, de la Unión Europea y de España.
- Identificar potenciales oportunidades de negocio creadas por la necesidad de la mitigación del cambio climático.

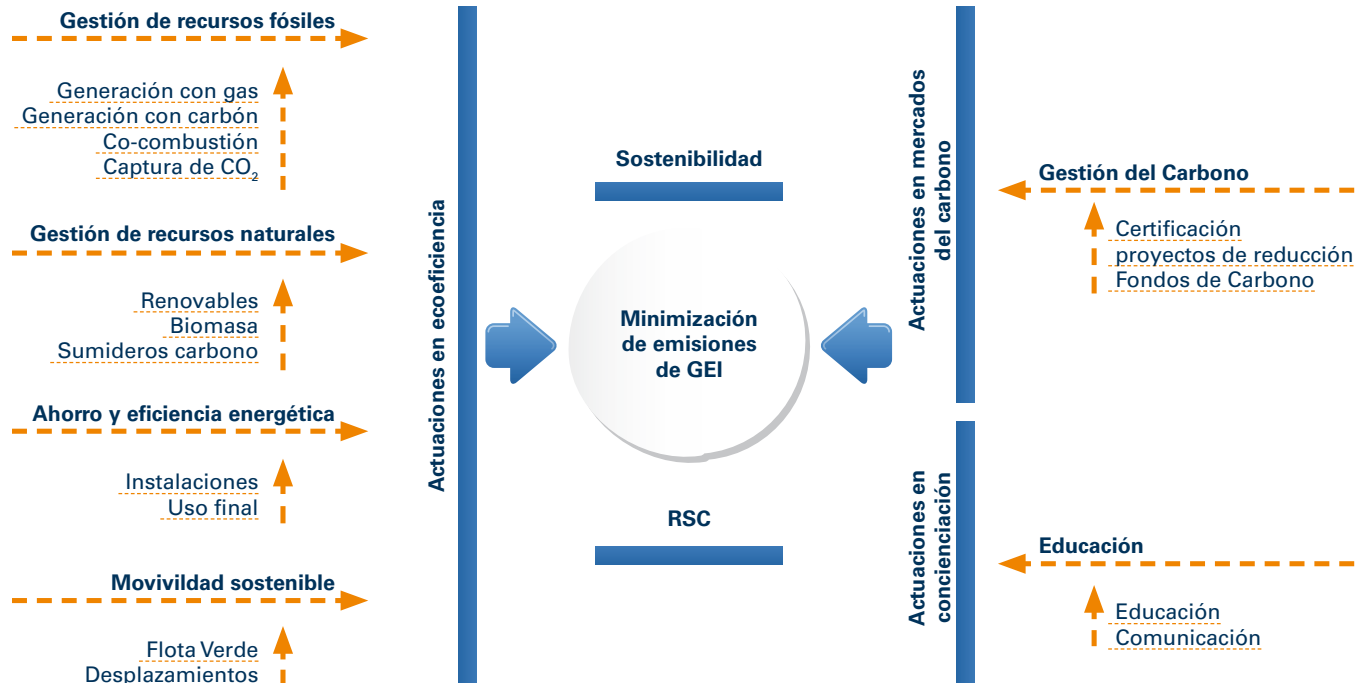
Los objetivos concretos de la Compañía para el periodo 2010-2014 en esta materia son los siguientes<sup>(91)</sup>:

- Reducir en el año 2014 un 15% las emisiones totales de CO<sub>2</sub>, con respecto a las del año 2009.
- Mantener las emisiones específicas de CO<sub>2</sub> procedentes de la generación eléctrica inferiores a 370 g CO<sub>2</sub>/kWh.
- Reducir 4,5 Mt CO<sub>2</sub> las emisiones de GEI en países en vías de desarrollo a través de proyectos MDL en el periodo 2010-2014.
- Evitar la emisión de más de 8 Mt CO<sub>2</sub>/año con energías bajas en carbono y el ahorro energético.

Para alcanzar tales objetivos, la estrategia de Gas Natural Fenosa se articula a través de tres ejes principales (Figura 2.2): la mejora de la ecoeficiencia, la gestión del carbono y la concienciación de la sociedad. Dentro de esos ejes, las principales líneas de acción son la correcta gestión de los combustibles fósiles y de los recursos renovables, el ahorro y la eficiencia energética, la movilidad sostenible, la gestión en los mercados de carbono y, por último, los programas de gestión de la demanda<sup>(92)</sup>.

Figura 2.2. Estrategia de Gas Natural Fenosa para la minimización de emisiones de GEI.

Fuente: Gas Natural Fenosa (2009c).



Para establecer los anteriores objetivos y controlar su cumplimiento, Gas Natural Fenosa ha desarrollado una herramienta propia de cuantificación de las emisiones de GEI asociadas a sus actividades, mediante la definición de su **Huella de CO<sub>2</sub>**<sup>(93)</sup>. Esta herramienta, verificada por PricewaterhouseCoopers, comprende el inventario de todas las actividades de Gas Natural Fenosa, en todos los países en los que está presente. Incluye tanto las emisiones directas, asociadas a las actividades que son controladas por el grupo, como las indirectas, que no siendo generadas en fuentes controladas por el grupo se producen como consecuencia de sus actividades<sup>(94)</sup>.

Con el fin de cuantificar sus emisiones indirectas, Gas Natural Fenosa ha procedido a desarrollar una herramienta de cálculo basada en la aplicación de la metodología de análisis de ciclo de vida, definida en las Normas UNEEN-ISO 14040 y ENE-EN-ISO 14044, siguiendo las etapas que se describen a continuación:

- Identificación y análisis de los ciclos de vida del gas y la electricidad.
- Transporte y gestión de los residuos generados más relevantes.

- Emisiones declaradas de acuerdo con los protocolos aprobados y consideración de cuatro GEI de forma separada.
- Consumos de combustibles, energía, productos químicos, residuos, etc.
- Consulta de fuentes documentales y bibliográficas contrastables.
- Empleo de los factores de emisión específicos de acuerdo con las directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Asimismo, determinación de los factores de emisión correspondientes a cada país obtenido con los datos del GHG Protocol.
- Consideración de los combustibles empleados tanto en fuentes fijas como en fuentes móviles y en los procesos de extracción, transporte, tratamiento/refino, transporte a instalaciones y su combustión.
- Cálculo de las emisiones de GEI de las siguientes actividades del grupo: generación eléctrica, distribución de electricidad, transporte y distribución de gas, minería, licuefacción de gas natural, transporte en metaneros y regasificación y actividades de gestión de soporte.

A continuación se ofrece un resumen de los inventarios de emisiones de Gas Natural Fenosa en 2009, por GEI, por países y por actividades:

#### Inventario por gases de efecto invernadero (Figura 2.2)

Emisiones directas (Alcance 1): Las emisiones directas de alcance 1 han sido de 25,8 MtCO<sub>2</sub> eq en 2009, con una reducción del 17% respecto al año anterior (31,1 MtCO<sub>2</sub>eq),

debido a un descenso de emisiones en la generación eléctrica, principalmente en las centrales térmicas de carbón en España. Del total de las emisiones directas (Alcance 1), el 94,4% son debidas al CO<sub>2</sub>, el 5,4% al CH<sub>4</sub>, y el resto, prácticamente despreciable, debido al N<sub>2</sub>O y el SF<sub>6</sub>.

Emisiones indirectas (Alcance 2): Las emisiones indirectas de alcance 2 han supuesto 1,01 MtCO<sub>2</sub>-eq, valor inferior en un 6% al año anterior. La práctica totalidad de las emisiones indirectas (Alcance 2) son debidas al CO<sub>2</sub>.

Emisiones indirectas (Alcance 3): Por su parte las emisiones indirectas de alcance 3 ascendieron a 16,2 MtCO<sub>2</sub>eq, un 20 % inferior a las del año anterior (20,2 MtCO<sub>2</sub>eq) debido al menor consumo de carbón y por tanto menores emisiones en su transporte. El 79,9 % de las emisiones indirectas (Alcance 3) son debidas al CO<sub>2</sub>, el 19,9% al CH<sub>4</sub> y el 0,2% restante al N<sub>2</sub>O.

CO <sub>2</sub> eq	Alcance 1(07)	Alcance 1(08)	Alcance 1(09)	Alcance 2(07)	Alcance 2(08)	Alcance 2(09)	Alcance 3(07)	Alcance 3(08)	Alcance 3(09)
CO <sub>2</sub>	2,94E+07	2,97E+07	2,44E+07	9,06E+05	1,07E+06	1,01E+06	1,39E+07	1,62E+07	1,29E+07
CH <sub>4</sub>	1,29E+06	1,38E+06	1,39E+06	9,63E+02	1,12E+03	1,13E+03	3,95E+06	4,00E+06	3,22E+06
N <sub>2</sub> O	8,96E+04	4,63E+04	2,94E+04	3,04E+03	3,76E+03	3,45E+03	3,98E+04	4,99E+04	3,64E+04
SF <sub>6</sub>	1,62E+04	9,44E+03	2,35E+04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Total	3,08E+07	3,11E+07	2,58E+07	9,10E+05	1,07E+06	1,01E+06	1,79E+07	2,02E+07	1,62E+07

\* Los datos se representan de una manera denominada proforma. Esta opción ofrece los datos como si Gas Natural y Unión Fenosa hubieran estado integrados en los ejercicios 2007, 2008 y 2009.

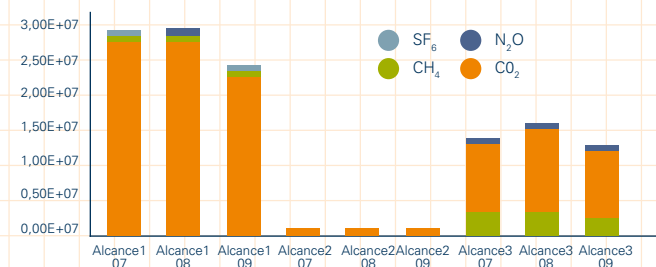


Figura 2.2: Comparativa de emisiones totales de tCO<sub>2</sub> equivalente por GEI\*. Fuente: Gas Natural Fenosa.

### Inventario por países (Figura 2.3)

**Emisiones directas (Alcance 1):** Se han producido en los países asociados a la generación eléctrica: 52% en España, 35% en México y un 13% en el resto de países en los que el grupo tiene presencia.

**Emisiones indirectas (Alcance 2):** Se han originado en los países asociados a la distribución eléctrica: 36% en Nicaragua, 20% en Colombia y 18% en Moldavia, 12% en Guatemala, 8% en Panamá y un 6% en el resto de países en los que el grupo tiene presencia.

**Emisiones indirectas (Alcance 3):** Se han generado en los países asociados al negocio eléctrico: 49% en España, 8% en México, 7% en Colombia, 7% en Nicaragua, 6% en Moldavia, 4% en Panamá, 4% en Marruecos y un 15% en el resto de países en los que el grupo tiene presencia.

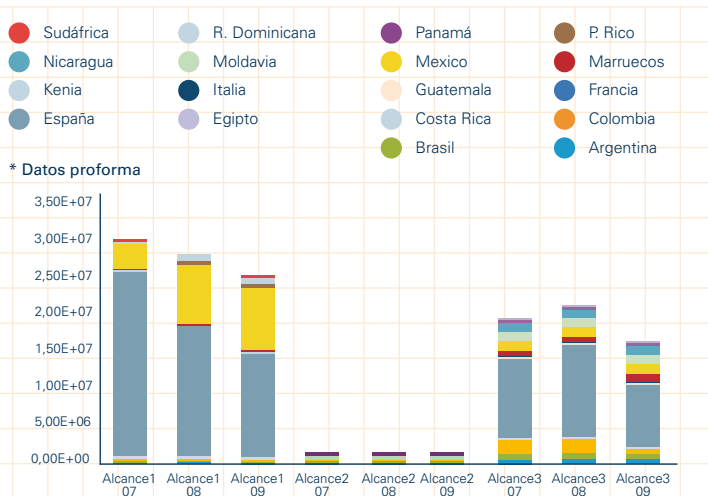


Figura 2.3: Comparativa de emisiones totales de tCO<sub>2</sub> equivalente por países\*. Fuente: Gas Natural Fenosa.

### Inventario por actividades (Figura 2.4)

**Emisiones directas (Alcance 1) de GEI:** Las emisiones de GEI de la generación eléctrica suponen el 92% del total; las asociadas al transporte y distribución de gas natural suponen el 5% y las asociadas a las actividades de licuefacción y regasificación del gas natural suponen el 2%; las actividades de distribución de energía eléctrica, minería, Up & midstream y oficinas suponen el 1% restante.

**Emisiones indirectas (Alcance 2):** Son debidas en un 97% a las actividades de distribución eléctrica. El resto responden principalmente a los consumos de las actividades de regasificación, minería, y oficinas.

**Emisiones indirectas (Alcance 3):** Se corresponden en un 27% con las actividades de distribución eléctrica; un 43% a las de transporte y distribución de gas y un 19% a las actividades de generación de energía eléctrica. El 8% restante es debido a las de licuefacción y regasificación, minería, oficinas y viajes.

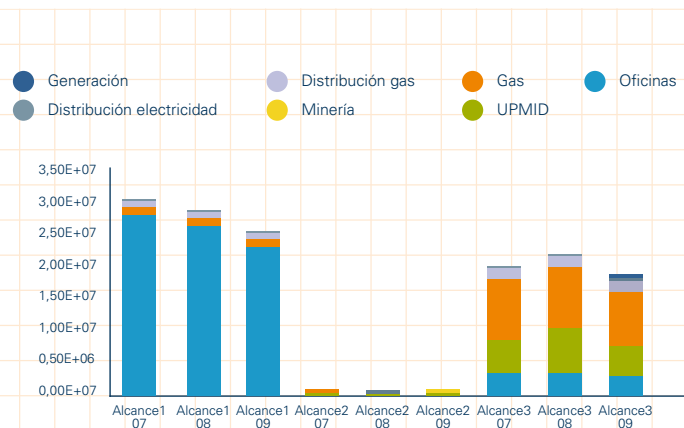


Figura 2.4: Comparativa de emisiones totales de tCO<sub>2</sub> equivalente por Tecnología\*. Fuente: Gas Natural Fenosa.

En las siguientes secciones se detallan las principales iniciativas acometidas y planeadas por Gas Natural Fenosa en los distintos ámbitos de actuación sugeridos en la primera parte de este documento.

## 2.2. La eficiencia energética

Como ya se ha detallado en el anterior capítulo de este informe, numerosos estudios subrayan el papel clave que juega la eficiencia energética en la mitigación. Su potencial de reducción en las emisiones de GEI es elevado, a un coste modesto; recientemente la Agencia Internacional de la Energía ha elevado este porcentaje desde el 54% hasta el 58%<sup>(95)</sup>. La eficiencia energética incluye varias alternativas: eficiencia en la generación eléctrica (7% de las reducciones de las emisiones), cambio en el uso final del combustible (11%), eficiencia en el uso final de la energía (24%) y eficiencia en el uso final de la electricidad (12%). Dentro de esta última categoría destaca la eficiencia en el uso de la electricidad en los edificios (9%), seguida por la eficiencia en el consumo eléctrico (3%).

Aunque las actividades de transporte, generación y distribución de electricidad y gas no pueden concebirse sin cierto impacto ambiental, sí es posible minimizarlo mediante la eficiencia en los procesos y la instalación de equipos de alto rendimiento.

### 2.2.1. Eficiencia en la generación eléctrica y cambio de combustible

Si bien las energías renovables están llamadas a adquirir un peso cada vez más notable en el mix energético, la generación de energía a partir de fuentes fósiles seguirá siendo predominante en los próximos años. En este

contexto, el gas natural jugará un papel decisivo, tanto en la transición a una economía menos intensiva en carbono, como por el protagonismo que tendrá en el balance energético mundial en los próximos años. El gas natural es, debido a su composición química y propiedades, el combustible fósil más limpio. En su combustión emite entre un 40 y un 45% menos CO<sub>2</sub> que el carbón y entre un 20 y un 30% menos que el petróleo. Además, las emisiones de NO<sub>x</sub> derivadas de su combustión son muy reducidas en comparación con las de carbón y petróleo, y las emisiones de SO<sub>x</sub> y partículas sólidas son prácticamente nulas<sup>(96)</sup>. Así, el gas natural permite a la generación eléctrica, a la industria, al sector terciario y residencial, y hasta al sector del transporte, la utilización de un combustible de mayor calidad ambiental, que además es fácil de hibridar con los diferentes tipos de energías renovables<sup>(97)</sup>. Las características anteriores convierten al gas natural en un importante aliado frente al cambio climático y otros problemas ambientales como la acidificación de atmósferas y lluvias ácidas, la contaminación de origen particular o fotoquímica de las atmósferas urbanas<sup>(98)</sup>. Además de la utilización de fuentes de energía menos intensivas en carbono, el empleo de las mejores tecnologías en la combustión de combustibles fósiles es otro aspecto fundamental para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Como se recoge de nuevo más adelante, los ciclos combinados de gas son en la actualidad la tecnología más eficiente para producir electricidad a partir de combustibles fósiles, siendo Gas Natural Fenosa uno de los principales operadores de ciclo combinado del mundo<sup>(99)</sup>.

La sustitución por parte del grupo de generación con combustibles fósiles, como carbón, fuelóleo o gasóleo por gas natural ha supuesto una reducción de 7,9 MtCO<sub>2</sub> en España debido a la producción con ciclos combinados de

26.184 GWh, la reducción de 11,5 MtCO<sub>2</sub> en México debido a la producción de 24675 GWh y una reducción de 0,11 MtCO<sub>2</sub> en Puerto Rico por la generación de 1.717 GWh<sup>(100)</sup>.

En esta línea de optimización de las instalaciones y de las herramientas para los mercados, Gas Natural Fenosa ha venido realizando actuaciones para el mantenimiento y mejora de la eficiencia energética de las centrales de carbón, como la sustitución de componentes de cambiadores de calor, condensadores, calorífugado, torres de refrigeración o la instalación del sistema de supervisión de rendimiento EtaPRO (con una mejora del rendimiento de 0,1-0,2%). La principal actuación ha sido el cambio de la caldera de la central térmica de Meirama por una nueva caldera diseñada para quemar carbón de importación de bajo contenido en azufre (Proyecto Fausto). La mejora del consumo específico de la planta ha supuesto en 2009 la reducción de 0,56 MtCO<sub>2</sub><sup>(101)</sup>.

Asimismo, dentro del plan de repotenciación y actualización de las centrales hidráulicas, se han cambiado los rodetes de las turbinas de las centrales de Los Peares, Tambre, Belesar, Albarellas, Tambre, Burguillo y Puente Nuevo; en total se ha aumentado la potencia en 92.3 MW y la producción en 221 GWh, lo que ha evitado la emisión de 0,13 MtCO<sub>2</sub><sup>(102)</sup>.

También en esta línea de optimización de instalaciones, destaca la finalización del proyecto SICEN de Soplado Inteligente de Centrales Térmicas en La Robla. En la misma central térmica se sigue con el desarrollo del proyecto OPCOM de Optimización de la Combustión, como parte de un proyecto europeo auspiciado por el programa CECA de apoyo a la I+D, incrementando la monitorización de la combustión en la caldera y desarrollando software de interpretación inteligente para ajustar los parámetros de operación (sobre todo el aire de entrada) a una combustión

más eficiente (reducción del nivel de inquemados)<sup>(103)</sup>. Ambos proyectos tienen el objetivo común de incrementar la eficiencia en esta instalación y sentar las bases para su difusión a otras centrales<sup>(104)</sup>.

En materia de I+D+i orientada a la eficiencia energética Gas Natural Fenosa tiene previsto continuar con proyectos de optimización y mejoras tecnológicas internas que permitan incrementar la eficiencia de las diferentes etapas del proceso de aprovisionamiento, generación y transmisión de energía. Adicionalmente, la Compañía planea trabajar intensamente en aumentar la eficiencia en el uso del gas en aplicaciones finalistas, solo y en combinación con electricidad, implantando diversas tecnológicas complementarias de base y sistemas de control y de comunicaciones más avanzados<sup>(105)</sup>.

En esta línea de actuaciones, cabe destacar la participación de Gas Natural Fenosa en la iniciativa europea Innoenergy (ver Caja 2.1), donde es el socio de referencia para los temas de eficiencia en el entorno industrial. Está previsto que se desarrolle un proyecto “lighthouse” transversal europeo liderado desde dicha iniciativa. En suma, estas iniciativas de I+D+i darán como resultado equipos y conocimiento más avanzados que deberán redundar tanto en clientes industriales como domésticos y que pondrá en valor el área de negocio de Gas Natural Fenosa correspondiente<sup>(106)</sup>.

### Caja 2.1. La iniciativa Innoenergy

#### **Visión:**

InnoEnergy tiene como visión preparar el terreno para un sistema energético independiente y sostenible que permita una Europa neutral con el clima en el año 2050, mediante la comercialización de innovaciones –por ejemplo nuevos productos, servicios e ideas de negocio. InnoEnergy aspira a desarrollar ideas y personas –y con ello una cultura emprendedora e innovadora– con el objetivo de garantizar una nueva ola industrial basada en tecnologías y servicios energéticos que permitan a Europa convertirse en el líder global en innovación energética sostenible. La asociación establece una organización decidida y orientada a los resultados, que sirva de modo significativo a acelerar la transformación de Europa hacia una economía emprendedora, innovadora y sostenible.

#### **Misión:**

Los socios de InnoEnergy están comprometidos con un objetivo común como expresión de una asociación fuertemente integrada y estable con una clara motivación innovadora. Los socios europeos son partes complementarias, claves en el campo energético, que representan elementos clave en el triángulo del conocimiento. InnoEnergy construirá puntos de encuentro más ágiles y dinámicos entre la industria y la academia, así como nuevos acuerdos entre todas las partes interesadas facilitando el intercambio de conocimiento y el mutuo enriquecimiento. Aspira a conectar el conocimiento sobre innovación existente en Europa y a identificar sinergias. Más allá, las personas son parte central de la misión de InnoEnergy, como catalizadores de la innovación. Así, esta nueva empresa luchará por el

desarrollo de líderes en tecnología y emprendedurismo, y promocionará y diseminará la mentalidad empresarial a través del triángulo del conocimiento.

#### **El papel de Gas Natural Fenosa:**

Gas Natural Fenosa participa al nivel más alto permitido en esta iniciativa, siendo uno de los socios de pleno derecho en la sociedad europea KIC Innoenergy SE creada al efecto y estando presente en el Supervisory Board, el órgano de control interno de la iniciativa de mayor nivel. Ello supone además un fuerte compromiso de contribución a través de la participación en el desarrollo de proyectos de tecnología, actuaciones en el ámbito de la educación para la innovación y apoyo al desarrollo de negocios innovadores en energía. El proyecto más destacado que lidera Gas Natural Fenosa es uno de los cinco Lighthouses (proyectos “faro”) de Innoenergy, el relativo a la Eficiencia Industrial, proyecto con carácter transversal a nivel europeo dentro de Innoenergy y que tiene por objeto avanzar en dotar de mayor eficiencia al entorno industrial a nivel europeo.

Más información en [www.innoenergy-initiative.com/](http://www.innoenergy-initiative.com/)



### *Generación distribuida*

Dentro de este apartado dedicado a la eficiencia en la generación, cabría recoger la generación distribuida. Se entiende como tal la generación eléctrica a pequeña escala y cerca del centro de carga. Entre otras ventajas, estos sistemas son compatibles con diversas tecnologías limpias y contribuyen a la fiabilidad del sistema suministro, ya que permiten a los productores de energía interactuar con la red.

La generación distribuida e inteligente es un área de especial interés para Gas Natural Fenosa, dado que debe permitir por un lado aumentar la eficiencia en el uso del gas en aplicaciones finales de cogeneración y trigeneración avanzadas, y por otro, la inserción de energía renovable dispersa. En el futuro se incidirá, sobre todo, en proyectos de integración multienergía. Sus esfuerzos hacia el futuro en el desarrollo de la generación distribuida consisten en la incorporación de nuevos equipos de generación de energía en usos finales a través de gas natural e incorporación de renovables distribuidas, tales como geotermia de baja temperatura<sup>(107)</sup>.

### *Cogeneración*

La cogeneración es un sistema de alta eficiencia en la producción de electricidad y calor, ya que aprovecha el calor residual de los procesos de generación de electricidad para producir energía térmica, que puede ser de utilidad para numerosas actividades e industrias. Entre sus beneficios, reduce el consumo de energía primaria y las emisiones de GEI, al tiempo que contribuye a la garantía de potencia y la calidad del servicio de la red eléctrica. Según la Directiva 2004/8/CE para el fomento y desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad, las centrales de

cogeneración pueden alcanzar un rendimiento energético cercano al 90% y podrían evitar la emisión de 258 millones de MtCO<sub>2</sub> en la UE en 2020. En España el IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía) establece el potencial de cogeneración en 2012 en 8400 MW.

Gas Natural Fenosa promueve el uso de la cogeneración de alta eficiencia con gas natural, que reduce el nivel de emisiones de CO<sub>2</sub> en comparación con otras tecnologías de generación de origen fósil. Por ejemplo, con la incorporación de la planta de tratamiento de purines y generación de electricidad de Almazán, Gas Natural Fenosa alcanza una potencia total instalada de 79,1 MW y la producción de 461 GWh, que han evitado la emisión de 0,12 MtCO<sub>2</sub><sup>(108)</sup>.

En la línea de apoyo a la cogeneración de alta eficiencia para el sector terciario y dentro del proyecto CENIT CETICA, la Compañía elaboró en 2009 la guía técnica de sistemas y equipos de aplicación, así como las alternativas de configuración adecuadas a entornos urbanos. Desarrolló una herramienta informática para el dimensionado básico de instalaciones de cogeneración. Complementariamente a este proyecto, se desarrollaron los medios para la incorporación de energías renovables o aprovechamiento de energías residuales, además de mejoras en la interfaz de usuario y análisis de demandas energéticas<sup>(109)</sup>.

### Caja 2.2. Pila de combustible de 230 kW para cogeneración en la sede de Gas Natural Fenosa en Barcelona

#### Motivación:

Con este proyecto, Gas Natural Fenosa buscaba experimentar el funcionamiento en operación real de una pila de combustible cuya tecnología se percibe apta para generación eléctrica distribuida por su alta eficiencia de transformación y específicamente para cogeneración por su alta temperatura de trabajo. Al tiempo, pretendía analizar también la idoneidad de esta tecnología para incorporarla a la oferta de productos energéticos altamente eficientes en el sector de la edificación. Finalmente, el grupo quería dotarse de un elemento tangible de implicación con las tecnologías eficientes y limpias que han de conformar el marco de la nueva economía del hidrógeno en un futuro a largo plazo y, a medio plazo, los esquemas de la transición hacia ella.

#### Descripción y resultados:

El proyecto resultó en la instalación y operación de una pila de combustible de 230 kW de potencia eléctrica, alimentada con gas natural, de tecnología de alta temperatura (carbonatos fundidos), en la sede social de Gas Natural Fenosa en la Plaça del Gas de Barcelona. La energía eléctrica producida es exportada a la red de distribución de media tensión (25 kV) compensando parte del consumo eléctrico del edificio. La pila de combustible trabaja en régimen de cogeneración, aportando calor útil y asociada a un equipo de refrigeración por absorción para dar servicio a las salas de tecnología de información y comunicación del edificio Gas Natural Fenosa.

Fuente: “Construimos Valor”, Fundación Entorno (2010).

Gas Natural Fenosa está realizando diferentes proyectos en cogeneración y trigeneración avanzada (hotel Ra, monitorización energética de GEDIS, etc)<sup>(110)</sup>. Las plantas de trigeneración añaden un sistema de absorción para la producción de frío, lo que permite a la cogeneración acceder a centros que no consumen calor sino que precisan frío producido con electricidad (hoteles, hospitales, climatización, etc).

### 2.2.2. Eficiencia energética en la distribución

#### *Eficiencia en la distribución de electricidad*

En cuanto a la optimización en la distribución de electricidad, un proyecto puesto recientemente en marcha por Gas Natural Fenosa acerca las tensiones propias de la distribución eléctrica (15 kV) al cliente final, reduciendo la longitud de los cables. Se han seleccionado 150 ubicaciones en Madrid para la construcción de nuevos centros de transformación, estimándose un ahorro de 8,5 GWh/año y una reducción de emisiones de 5.105 tCO<sub>2</sub><sup>(112)</sup>.

Por otra parte, la renovación y sustitución de equipos de SF<sub>6</sub> con fugas, por nuevos equipos con índices de fugas menores, permiten reducir las emisiones de SF<sub>6</sub> a la atmósfera, que es un gas de efecto invernadero. Esta actuación ha evitado la emisión de 106 tCO<sub>2</sub>eq<sup>(113)</sup>.

Con respecto al desarrollo de equipos y subestaciones móviles, en años anteriores la movilidad en equipos y subestaciones eléctricas ha sido objeto de un intenso desarrollo. No obstante, de acuerdo con la Compañía, en la actualidad se han alcanzado ciertas barreras técnicas que no parecen permitir, de momento, seguir con nuevos desarrollos en esta línea en aplicaciones a mayores niveles de tensión<sup>(114)</sup>.

### Caja 2.3. Planta de cogeneración de 5,8 MW en el Hospital Central de Defensa Gómez Ulla

Gas Natural Fenosa resultó adjudicatario en diciembre de 2000 del contrato administrativo con el Ministerio de Defensa para el suministro energético integral al Hospital Central de la Defensa “Gómez Ulla”, en Madrid, para cubrir una demanda de 15 GWh/a de energía eléctrica y 47 GWh/a de energía térmica.

Así, se inició el desarrollo y la construcción de una planta de cogeneración de 5,8 MW de potencia eléctrica, y una reforma en la sala de calderas del hospital, mediante un proyecto presupuestado en 5,5 millones de euros. La construcción fue iniciada en marzo de 2002 y concluyó aproximadamente con el primer fuego y la sincronización con red en febrero de 2003. Desde la puesta en marcha hasta la fecha se han realizado renovaciones y modificaciones proactivas por un importe aproximado de 1,3 millones de euros.

La instalación de cogeneración abastece constantemente la demanda de energía eléctrica y térmica del Hospital. Los consumos térmicos se emplean para generar vapor para lavanderías, cocinas y esterilización, agua sobrecalentada y caliente para calefacción, ACS, y agua fría para climatización (mediante tecnología de absorción).

La planta de cogeneración y el servicio de gestión energético prestado por La Energía, S.A. benefician notablemente al Hospital en los siguientes aspectos:

- Reducción significativa en la factura energética (ahorros de hasta 2,7 millones de euros en 2008, según estudio realizado por Alba Ingenieros Asesores).

- Minimización de emisiones de gases contaminantes y/o con efecto invernadero.
- Actualización de la instalaciones energéticas, incrementado los parámetros de eficiencia, disponibilidad, fiabilidad y mantenibilidad.

Gracias a la producción combinada de calor y electricidad se consigue reducir en un 16% el consumo de energía primaria, además, de reducir la emisión de gases contaminantes como el CO<sub>2</sub> en 127 kton y de NOx en un 80% o el SO<sub>2</sub> que se elimina completamente. Según datos auditados por una consultora independiente, el ahorro económico que está teniendo el Hospital con respecto a la instalación preexistente es de un 47%.

Fuente: Gas Natural Fenosa<sup>(111)</sup>

### Caja 2.4. Las redes inteligentes

Los modelos energéticos descentralizados y multidireccionales requieren de redes eléctricas distintas, “redes inteligentes” capaces de integrar las necesidades y requerimientos de nuevos generadores y nuevos clientes. Las redes inteligentes, o “smart grids”, son redes de doble dirección, capaces de llegar a un gran número de puntos de generación y de satisfacer de forma personalizada las necesidades de un número creciente y muy diverso de consumidores, proporcionando de forma eficiente, un suministro seguro y más sostenible<sup>(115)</sup>.

En este ámbito, Gas Natural Fenosa ha iniciado el proyecto CENIT ENERGOS, centrado en el desarrollo de la gestión automatizada e inteligente de las redes de distribución del futuro. Adicionalmente, comenzó el subproyecto de “Integración óptima de recursos energéticos distribuidos” dentro del proyecto REDES 2025, primer proyecto que se lanza desde la plataforma de redes del futuro FUTURED y en el que colabora la mayor parte del sector eléctrico español. Dicho subproyecto se centra en desarrollar las herramientas que permitan a la distribuidora optimizar su planificación y su operación introduciendo en estas tareas la gestión inteligente de los recursos energéticos distribuidos (demanda, generación distribuida y acumulación)<sup>(116)</sup>.

La Compañía también participa en otros proyectos desarrollando diferentes elementos de red y de gestión activa de la demanda, por ejemplo CITYELEC y CENIT GAD. Gas Natural Fenosa planea continuar trabajando en esta línea a través de los proyectos de “smart grids” ya abiertos y el enlace con nuevos proyectos. Intentará, en lo posible, ir a una gestión en tiempo real capaz de tener en cuenta los nuevos flujos multidireccionales y la generación distribuida embebida en la red, lo que será objeto de los

nuevos desarrollos de I+D+i que se planteen. En el futuro, la Compañía prestará especial atención al almacenamiento de energía y a la consideración progresiva del cliente final como un elemento activo en la gestión de las redes<sup>(117)</sup>.

Fuente: Gas Natural Fenosa

### *Eficiencia en la distribución de gas*

A lo largo de los últimos años el grupo viene renovando sus redes de transporte y distribución de gas, sustituyendo materiales obsoletos (PVC, fibrocemento, fundición dúctil, fundición gris, plancha asfaltada y plomo) por tuberías de polietileno, cuyas características permiten una mejor protección ambiental y una reducción de las emisiones de metano a la atmósfera. Las sustituciones que se han venido realizando desde 1992 en España permitieron evitar en 2009 emisiones de metano por 20.762 tCH<sub>4</sub>, lo que supone 0,43 MtCO<sub>2</sub>eq. Las sustituciones que se han venido realizando en Brasil supusieron en 2009 unas emisiones evitadas de 212 tCH<sub>4</sub>, es decir, 4.456 tCO<sub>2</sub>eq<sup>(118)</sup>.

Por otra parte, el empleo de mejores materiales, así como la renovación de tuberías y acometidas en las distribuidoras de gas del grupo han permitido a la Compañía disminuir sus emisiones de metano (CH<sub>4</sub>) por unidad de longitud de red un 36%, con respecto a 2003<sup>(119)</sup>.

### Caja 2.5. Instalación de paneles solares fotovoltaicos en equipos de teleinformación

La Compañía realiza importantes inversiones para mantener un control riguroso de todas sus actividades y operaciones de exploración, almacenamiento, transporte, distribución de gas y generación de electricidad, además de otras asociadas a sus instalaciones y centros de trabajo. Entre las medidas de control que están estrechamente relacionadas con el ahorro energético se encuentra la instalación de paneles solares fotovoltaicos en equipos de teleinformación de redes.

#### Principales beneficios:

El compromiso del grupo de racionalizar el consumo energético de sus actividades se ve reflejando en distintas medidas encaminadas a lograr el objetivo de conseguir una elevada eficiencia en sus procesos. La instalación de paneles solares fotovoltaicos en los equipos de teleinformación asociados a la red de distribución permite un ahorro de energía, asegurando el control permanente de las redes y, en consecuencia, su correcto funcionamiento.

#### Descripción de la acción:

Las actividades de explotación y las del sistema de transporte y distribución de gas de Gas Natural Fenosa alcanzan en España elevados niveles de eficiencia, del 99.99%. Aún así, todas las distribuidoras continúan apostando por la optimización energética en sus actividades de explotación, transporte y distribución de gas. En consecuencia, en estas actividades de explotación, transporte y distribución de gas las medidas de optimización energética solo pueden ir relacionadas con los procesos asociados. Entre estos procesos, es primordial realizar un seguimiento continuo de las condiciones de transporte del

gas natural en las instalaciones de transporte y distribución. Para ello, resulta fundamental disponer de todos los datos necesarios de presión, temperatura, caudal, etc, de manera permanente, con la finalidad que puedan ser analizados desde el Centro de Control de Distribución para asegurar en todo momento el correcto funcionamiento de las redes.

En las estaciones de control se encuentran los equipos de medida que recogen los valores de los indicadores definidos; de manera que se transmiten dichos valores a los equipos de telecontrol que envían la señal al Centro de Control de Distribución. Los equipos de medida están provistos de una batería que autoalimenta la instalación. En cambio, los equipos de telecontrol necesitan incorporar paneles solares fotovoltaicos adecuados para proporcionar el suministro eléctrico que necesitan para su correcto funcionamiento. Estos equipos deben contar también con una batería que permita almacenar la energía generada durante las horas de sol, para su utilización durante los períodos que los paneles solares fotovoltaicos no están produciendo electricidad.

La Compañía estima que la instalación de estos paneles supone un ahorro de aproximadamente 460 kWh/año. La implantación de esta tecnología a futuro va asociada a las necesidades de ampliación de red de transporte y distribución, en consecuencia, cada año aumentará el parque de estos equipos.

Fuente: Gas Natural Fenosa

### 2.2.3. Eficiencia en el uso final de la electricidad y el combustible

Las tecnologías horizontales del uso eficiente de la energía son comunes a las diferentes actividades, tanto manufactureras como de servicios. Algunas mejoras, por tanto, son susceptibles de ser implantadas en todos los sectores<sup>(120)</sup>:

- Mejoras en la combustión. Asegurar que se trabaja con la relación aire/combustible correcta, es decir, la mínima compatible con una combustión completa, puede suponer un ahorro de hasta el 20% del consumo de combustible.
- Recuperación de calor de humos. El uso del gas natural facilita la posibilidad de recuperación de calor en humos al eliminarse los problemas de corrosión ácida que puede haber con el fuelóleo. Esta medida puede suponer un ahorro del 3% de combustible utilizado.
- Reducción de la presión de vapor. Si se utiliza vapor a baja presión se aprovecha más energía en los intercambiadores de calor que con vapor a alta presión.
- Alumbrado mediante balastos electrónicos en fluorescencia. El balasto o la reactancia es un equipo necesario en las lámparas fluorescentes, que regula la intensidad que le llega a la lámpara.
- Alumbrado de bajo consumo. Las bombillas de bajo consumo son más eficientes y consumen hasta un 80% menos energía que una bombilla incandescente. Además la vida media de una bombilla incandescente es de 1.000 horas mientras que para las de bajo consumo y los fluorescentes es de 10.000 horas o más.
- Monitorización y control de la central de frío. Se pueden optimizar las centrales de frío con compresores de tornillo, colectores comunes y producción en rampa llegando a ahorrar hasta el 9% de ahorro del consumo eléctrico de la central.
- Aislamiento térmico. Esta medida permite reducir el calor que se pierde por conducción a través de la instalación de ventanas dobles y un mejor aislamiento de las paredes y por infiltración mediante la fijación de burletes en puertas y ventanas.
- Mejoras de los sistemas electromecánicos.

La compañía trabaja en el desarrollo de diferentes acciones con el objetivo de promover soluciones en materia de ahorro y eficiencia energética enfocadas a grandes empresas, Pymes y clientes domésticos<sup>(121)</sup>.

Por su parte, en el ámbito de la gestión de la demanda empresarial, cabe destacar las siguientes actividades de Gas Natural Fenosa:

- Programas de asesoramiento energético (prediagnósticos, diagnósticos y análisis energéticos) para grandes cuentas y empresas.
- Desarrollo de productos y gestión de subvenciones a proyectos de ahorro y eficiencia energética.
- Desarrollo de herramientas online para empresas que permiten conocer los hábitos más eficientes.
- Participación en proyectos nacionales e internacionales de I+D+i.

- Creación de lazos de colaboración con universidades, centros tecnológicos, asociaciones empresariales y asociaciones de consumidores para el fomento de la eficiencia energética.

En 2009, las principales acciones desarrolladas por la Compañía en el ámbito de la empresa y las instituciones fueron las siguientes: el Plan Director de eficiencia energética en CRTVE; el Plan Director en Instituciones Penitenciarias; el Plan Director en Telefónica; la campaña de eficiencia energética en el sector hotelero; la quinta edición del Índice de Eficiencia Energética en las Pymes; y el Plan Renove de Alumbrado Público, que incluyó auditorías energéticas en municipios y campus universitarios<sup>(122)</sup>. Es reseñable en esta línea de acción que en julio de 2010 Gas Natural Fenosa ganó el concurso público para mejorar en al menos un 10% la eficiencia energética de la sede del Ministerio de Industria dentro del llamado “complejo Cuzco” en Madrid.

Con respecto al futuro más inmediato, Gas Natural Fenosa se encuentra en el periodo de implantación del concepto “Empresa Baja en Carbono”, que pretende establecer una nueva línea de trabajo con sus clientes industriales y de servicios (ver Caja 2.6).

### Caja 2.6. El concepto “Empresa Baja en Carbono”

Reducir las emisiones requiere un análisis riguroso del proceso de negocio de una compañía, identificando, midiendo e impulsando todos los elementos y procesos de una organización, de su cadena de suministro y de sus residuos. Pero sin duda el factor más importante es el conocimiento de las distintas opciones disponibles para gestionar la energía y minimizar los costes asociados, así como para maximizar los resultados tangibles (económicos)

y no tangibles (valor de la marca). Por eso, el grupo Gas Natural Fenosa ha empezado desde dentro de su propia organización, estableciendo metodologías, normas, procesos y procedimientos nuevos; así como objetivos reales de reducción debidamente certificados. La Compañía ha querido que sea la comunidad internacional quien valore este esfuerzo, sometiéndolo a las más rigurosas pruebas y reconocimientos, antes de poner su metodología a disposición de sus clientes. En este sentido, el grupo cree disponer de las capacidades y experiencias necesarias para dar este soporte a sus clientes, ya que cuenta con distinciones en los indicadores de sostenibilidad de los principales mercados ( FTSE4Good y Dow Jones Sustainability Index).

De acuerdo con Gas Natural Fenosa, esta iniciativa integra tres factores fundamentales en su puesta en marcha: (1) Espacio Bajo en Carbono; (2) Energía Baja en Carbono; y (3) Empresa Baja en Carbono.

#### 1. Espacio Bajo en Carbono

El objetivo de Gas Natural Fenosa es hacer llegar este concepto a toda la malla empresarial. El grupo es consciente de que este objetivo tiene una complejidad regulatoria y conceptual muy importante, y que el éxito de su actuación estriba en su capacidad para estar cerca de sus clientes industriales y de servicios. Por ello, ha querido incorporar el concepto en sus principales soportes de comunicación:

*1.1 Plataforma Web:* Gas Natural Fenosa trabaja para poner a disposición de sus clientes un portal de referencia en energía y cambio climático, que aporte conocimientos, herramientas y soluciones. A través de esta plataforma interactiva, ha propuesto cuatro bloques temáticos para que sus clientes activos y potenciales puedan informarse, medir y gestionar sus emisiones:

&lt;&lt;

–“Empresa baja en carbono”: definirá argumentos tangibles y empresariales de lo que supone ser una empresa baja en carbono y cómo Gas Natural Fenosa puede ayudar con su compromiso y experiencia.

–“Ideas rentables para un negocio sostenible”: ofrecerá herramientas de mejora e información y soluciones comerciales. Destaca aquí la herramienta pionera en cálculo de huella de carbono (ver apartado 2.1 de este informe), que permitirá a las empresas calcular la huella de carbono de alguno de sus suministros y compararse con la media de su sector.

–“Experiencias empresariales”: ofrecerá un marco amplio de experiencias, proyectos e iniciativas para la mejora de la gestión de la energía.

–“Aprende y ponte al día”: ofrecerá información actualizada de temas relacionados con las sostenibilidad (entrevistas, tribunas, normativa, ayudas y subvenciones, etc.)

**1.2. Revista Gestión y Energía:** esta revista de tirada trimestral, que el grupo envía a sus grandes clientes, ha incorporado una sección especial que contempla las últimas novedades y tendencias en la economía baja en carbono. Resaltará las noticias y nueva regulación que aparezcan durante ese periodo, e informará sobre la evolución de nuevos proyectos en el ámbito de la innovación y el desarrollo.

**1.3. Jornadas territoriales con clientes.** Durante este año Gas Natural Fenosa ha mantenido reuniones con sus principales clientes en sus territorios de origen, con el fin de poder compartir tendencias regulatorias e invitar a fundaciones y empresas de referencia en temas

relacionados con las energías renovables, el comercio de emisiones, la eficiencia energética, y el cambio climático.

**1.4. Participación en foros** relacionados con la economía baja en carbono: el grupo está presente en los principales foros e instituciones de carácter público y privado. Cabe destacar su incorporación al consejo asesor de la Fundación Arquitectura y Sociedad, así como su participación como socios estratégicos en el Foro de la Economía Verde.

**1.5. Compromiso Natural:** Es una iniciativa con la que Gas Natural Fenosa quiere sensibilizar a sus grandes clientes industriales sobre la importancia de proteger el entorno y del uso eficiente de los recursos naturales. Este año contribuyó a la reducción del consumo energético de alguno de los principales centros de arte en España: el Museo Thyssen-Bornemisza de Madrid, el Museo Naval y el Centro de Arte Contemporáneo de Málaga ([www.compromisonatural.com](http://www.compromisonatural.com)).

## 2. Energía Baja en Carbono

La energía “limpia” cuenta con una demanda social creciente. Esta demanda se ve reforzada por los requerimientos de las empresas certificadoras en materia de responsabilidad social. Por ello, Gas Natural Fenosa está integrando el certificado de origen de la energía con la eficiencia en los usos finales de la energía. También trabaja en la divulgación de temas relacionados con el uso final de la energía y su impacto en la cuenta de resultados y en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera.

## 3. Empresa Baja en Carbono

La metodología de Gas Natural Fenosa se basa en tres pilares fundamentales:



### 3.1. Monitorización de los GEI

Medición y certificación anual de la Huella de Carbono, que identifica la totalidad de GEI emitidos por efecto directo o indirecto de un individuo, organización, evento o producto (UK Carbon Trust 2008). Todos los cálculos previstos, así como la metodología de trabajo está orientada a cumplir con los requerimientos y estándares del GHG Protocol y de la ISO 14064.

Para este cálculo, es necesario clasificar las emisiones por su origen, haciendo referencia a tres alcances:

Alcance 1: Consumo directo de combustibles.

Alcance 2: Emisiones derivadas del consumo de energía eléctrica.

Alcance 3: Emisiones derivadas del ciclo de vida de combustibles y energía (por ejemplo extracción, transporte, almacenamiento de combustibles, etc.)

### 3.2. Mitigación de GEI

Una vez realizados los cálculos de Huella de Carbono, Gas Natural Fenosa trabaja con sus clientes para determinar la eficiencia y sostenibilidad de las instalaciones y sus procesos:

- Identifica los principales factores de emisión tanto en fuentes fijas como en fuentes móviles.
- Propone planes de ecoeficiencia basados en las mejores técnicas disponibles.

- Incorpora año a año las mejoras necesarias para garantizar el cumplimiento de los objetivos de forma coste-eficiente.

### 3.3. Monetización

Gas Natural Fenosa trabaja con sus clientes en un plan financiero que permita hacer frente a los objetivos de reducción de forma rentable, así como buscar las mejores oportunidades para poner en valor estas acciones. Para ello, se centra en los siguientes objetivos:

- Identificar, seleccionar y priorizar aquellos proyectos con retornos más altos.
- Buscar el mejor medio de financiación para cada caso, en el que Gas Natural Fenosa podría participar en la financiación total o parcial del proyecto.
- Incorporar las ayudas comunitarias, estatales o autonómicas diseñadas a estos efectos.
- Poner en valor las reducciones a través de los distintos mecanismos en fase de estudio (certificados blancos, proyectos domésticos de reducción).
- Incorporar los resultados en la memoria de responsabilidad social corporativa.

Fuente: Gas Natural Fenosa<sup>(123)</sup>

En el sector residencial, la Compañía invierte en campañas de divulgación y concienciación con el objetivo de construir una nueva cultura de gestión de la energía por parte del consumidor. Cabe destacar las siguientes acciones:

- Desarrollo de Índices de Eficiencia Energética.
- Elaboración de estudios que permiten conocer el comportamiento energético de hogares y Pymes.
- Lanzamiento de campañas de formación y divulgación, destacando la Casa Eficiente, el Bosque Virtual y la elaboración de guías educativas.
- Desarrollo de una web exclusiva en materia de eficiencia energética.
- Participación en ferias, cursos y seminarios.
- Campañas de publicidad en radio y televisión.

En lo que se refiere a las campañas orientadas al consumidor desarrolladas en 2009, las principales actividades fueron: la campaña en Internet de concienciación y formación Efiquest (ver Caja 2.6); el programa de formación en centros de personas mayores, en colaboración con el Ayuntamiento de Madrid; la campaña de eficiencia energética para empleados con convenio eléctrico; la implantación de bombas de calor geotérmica en viviendas unifamiliares; y, por último, la quinta edición del Índice de Eficiencia Energética en los hogares españoles.

### Caja 2.7. La campaña Efiquest

Efiquest fue una campaña online de difusión y formación de Eficiencia Energética. Los participantes en la campaña realizaban tests de eficiencia energética. Podían participar individualmente o por grupos, y los participantes y grupos más eficientes ganaban premios. La campaña consiguió que sus participantes completaran 79.999 tests de eficiencia energética. Según el estudio estadístico de los índices en el sector doméstico, un hogar que realiza el Índice, adquiere pautas y hábitos que hacen que mejore por encima de la media. Esta mejora ha supuesto la reducción de 1.126 tCO<sub>2</sub>.

En los años 2008 y 2009 se realizó una campaña de eficiencia energética para empleados; se consiguió que 5.645 empleados/pensionistas se inscribieran en la campaña. Cada uno de ellos recibió además de material de concienciación/formación en eficiencia energética, un pack de lámparas de bajo consumo. Este proyecto supuso la reducción de 2.839 tCO<sub>2</sub><sup>(124)</sup>.

Más información en [www.efiquest.es](http://www.efiquest.es)

### Caja 2.8. Publicaciones de la Fundación Gas Natural Fenosa

#### Guías técnicas de energía y medio ambiente:

- 1 Depuración de los gases de combustión en la industria cerámica
- 2 Generación eléctrica distribuida
- 3 La degradación y desertificación de los suelos en España
- 4 El uso del gas natural en el transporte: fiscalidad y medio ambiente

- 5 La protección jurídica de los espacios naturales
- 6 Los jóvenes españoles ante la energía y el medio ambiente. Buena voluntad y frágiles premisas
- 7 La fiscalidad Ambiental de la Energía
- 8 Las energías renovables en España. Diagnóstico y perspectivas
- 9 Guía de la eficiencia energética para Administradores de Fincas
- 10 Las tecnologías de la información y las comunidades y el medio ambiente
- 11 El papel de los bosques españoles en la mitigación del cambio climático
- 12 Recuperación energética ecoeficiente de residuos. Potencial en España
- 13 El consumo de energía y el medio ambiente en la vivienda en España. Análisis de ciclo de vida (ACV)
- 14 El periodismo ambiental. Análisis de un cambio cultural en España
- 15 La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca
- 16 Redes energéticas y ordenación del territorio
- 17 Empresa, tecnología y medio ambiente. La aplicación de la norma IPPC en la Comunidad Valenciana
- 18 La contribución del gas natural a la reducción de emisiones a la atmósfera en España

- 19 El CO<sub>2</sub> como recurso. De la captura a los usos industriales
- 20 Casos prácticos de eficiencia energética en España
- 21 La energía de los vegetales. Contribución de las plantas y los microorganismos a la producción de energía

#### **Cuadernos energía y medio ambiente:**

- 1 Señalización de sendas en el Parque Regional de Picos de Europa
- 2 Cambio de clima en el sector de la energía: una nueva ola de oportunidades de inversión respetuosa con el medio ambiente
- 3 Guía de la eficiencia energética en la vivienda de Navarra
- 4 Calidad del aire urbano, salud y tráfico rodado
- 5 La energía solar térmica y el gas natural en la Comunidad de Madrid
- 6 Mejora de la calidad del aire por cambio de combustible a gas natural en automoción. Aplicación a Madrid y Barcelona
- 7 Conciencia ambiental y ahorro energético. Estudio con escolares de la Comunidad de Madrid

#### **Serie pedagógica:**

- 1 La calidad del aire en la Comunidad de Madrid
- 2 La calidad del aire en la Comunitat Valenciana

Fuente: Gas Natural Fenosa

También en este apartado es muy destacable la contribución de la Fundación Gas Natural Fenosa en el terreno de la sensibilización ambiental, principalmente en la interfaz entre energía y medio ambiente. La Fundación Gas Natural Fenosa organiza seminarios de gestión ambiental con el Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino, y con los gobiernos de las trece Comunidades Autónomas con las que dispone de un convenio de colaboración. También desarrolla investigaciones y estudios con equipos de universidades y centros de investigación, que normalmente se publican en las colecciones de libros de la Fundación. En los últimos años se han realizado más de 100 seminarios de gestión ambiental, se han publicado más de 20 libros especializados, además de cuadernos, fichas pedagógicas y hojas informativas (ver Caja 2.8). Todo con un propósito: sensibilizar a la población sobre problemas generados por la producción, transporte y consumo de energía, e informar y debatir sobre las principales alternativas para solucionarlos o mitigarlos, sean éstas de tipo tecnológico o social. Ha abordado temas tanto desde la perspectiva de la oferta (generación eléctrica, energías renovables, redes eléctricas inteligentes) como desde la perspectiva de la demanda (eficiencia energética en edificios, percepción social de los problemas ambientales de la energía, generación eléctrica distribuida). Ha introducido temas nuevos tanto desde el punto de vista tecnológico (el CO<sub>2</sub> como recurso) como desde el punto de vista económico (la fiscalidad ambiental de la energía).

Por último, dentro de este apartado merece también mención la participación de Gas Natural Fenosa como patrono destacado en la fundación privada EnergyLab<sup>(125)</sup>, Centro Tecnológico de Eficiencia y Sostenibilidad Energética, que en sus tres años de existencia se ha convertido en una referencia a nivel internacional en el impulso de la eficiencia y la sostenibilidad energética. La cadena de valor de EnergyLab está compuesta por un

conjunto de actividades y servicios orientados a introducir tecnologías de eficiencia energética en los procesos empresariales, estableciendo medidas e indicadores objetivos tanto de la optimización energética como económica. Las actividades que desarrolla EnergyLab se fundamentan en vigilancia del estado de las diferentes tecnologías de eficiencia energética y el estudio de su aplicación, a través de investigación aplicada y de proyectos demostrativos, con una clara vocación en la difusión de resultados y en la formación y capacitación de técnicos (ver Caja 2.9).

#### **Caja 2.9. Estudio de los ahorros energéticos obtenidos mediante la instalación de un variador de velocidad en diversos sectores industriales**

Entre los proyectos más recientes de EnergyLab se encuentra este estudio, consistente en la medida y verificación de ahorros energéticos mediante el empleo de equipos de regulación de velocidad en diversas aplicaciones industriales. Aproximadamente el 60% de la energía eléctrica consumida a nivel mundial se debe al funcionamiento de los motores eléctricos, ya que mueven una gran cantidad de dispositivos industriales y domésticos como bombas, compresores, ventiladores, maquinaria, vehículos, etc. Además, el gasto asociado a este consumo eléctrico es del orden de 60 a 100 veces mayor que la inversión realizada inicialmente. A pesar de ello, el criterio de eficiencia energética no suele ser tenido en cuenta a la hora de la adquisición de un nuevo equipo<sup>(126)</sup>. El variador de velocidad es una tecnología madura, que produce una eficiencia energética en el motor del 10-15%, un porcentaje que puede mejorar si su uso se combina con el correcto dimensionamiento del motor; además no es una tecnología cara, con un período de retorno de uno a tres años<sup>(127)</sup>.

Para la ejecución de este proyecto EnergyLab analizó seis instalaciones, que se desglosan en dos sistemas de bombeo, un sistema de aspiración y tres máquinas de inyección de plástico. Se recoge a continuación un extracto de algunos análisis representativos del estudio.

Sistema de aspiración en planta de producción de papel:

El estudio de ahorros mediante la instalación de un variador de velocidad Schneider Electric se implantó en un sistema de aspiración industrial, ubicado en una de las líneas de bobinado de las instalaciones de una papelera. Para la optimización realizada, se estimó un período de retorno de inversión en torno a los 8 meses. Con el fin de estimar cuáles serían los ahorros energéticos en el caso de que los sistemas de variación de velocidad se implantasen en las cuatro instalaciones de aspiración que operan en la planta analizada, se realizó una extrapolación de la que se concluyó que los ahorros totales podrían llegar hasta los 300.000 kWh/año, es decir unos 30.000 €/año y una reducción de emisiones de 110 Toneladas CO<sub>2</sub>.

Sistema de bombeo en planta del sector alimentario:

El proyecto de optimización se realizó sobre una bomba de 30kW encargada de proporcionar el caudal de agua necesario para el correcto funcionamiento del circuito de refrigeración de las máquinas de inyección. La medida de ahorro desarrollada consistió en la implementación de un variador de velocidad Fuji FRENIC 30F1S-4E. Para la optimización realizada en este bombeo, se estima un período de retorno de inversión en torno a los 9 meses. Con el fin de estimar cuáles serían los ahorros energéticos en el caso de que los sistemas de variación de velocidad se implantasen en todos los grupos de presión de esta

empresa, se realizó una extrapolación de la que se obtuvo que los ahorros totales podrían llegar hasta los 190.000 kWh/año, es decir unos 19.000 €/año y una reducción de emisiones de 74 Toneladas CO<sub>2</sub>.

Máquina de inyección de plástico en el sector auxiliar de la automoción:

El diseño actual de la máquina de moldeo por inyección había sido influido por la demanda de productos con diferentes características geométricas, con diferentes polímeros involucrados y colores. Además, su diseño se había modificado de manera que las piezas moldeadas tuvieran un menor coste de producción, lo cual exige rapidez de inyección, bajas temperaturas, y un ciclo de moldeo corto y preciso. El proyecto de optimización se realizó sobre una inyectora de 200 kW encargada de la fabricación de las preformas. La medida de ahorro desarrollada consistió en la implementación de un variador de velocidad Fuji FRENIC MEGA 200 kW. Para la optimización realizada por la planta de IAC de Logroño, se estimó un período de retorno de inversión en torno a 9 meses (0,77 años). Con el fin de estimar cuáles serían los ahorros energéticos en el caso de que los sistemas de variación de velocidad se implantasen en las 26 máquinas de inyección presentes en las instalaciones de IAC, se realizó una extrapolación como en los casos anteriores: los ahorros totales podrían llegar hasta los 6.782.447 kWh/año, es decir unos 678.244 €/año y una reducción de emisiones de 2.645 Toneladas CO<sub>2</sub>.

Fuente: EnergyLab

### 2.2.4. Cambio en el uso final del combustible

El aumento en las restricciones de emisiones de CO<sub>2</sub> en los clientes industriales, aumenta el volumen de negocio del gas natural por sustitución del carbón y productos petrolíferos. Dentro de este apartado se consideran las emisiones que se evitan en las instalaciones de clientes de Gas Natural Fenosa servicios y en las que se realiza una inversión para el cambio de combustible, pasando de gasóleo, fuelóleo o carbón a gas natural. Las actuaciones realizadas por Gas Natural Fenosa servicios en España desde 2004 supusieron en 2009 unas emisiones evitadas de 131.452 toneladas de CO<sub>2</sub>. El mismo tipo de actuaciones realizadas en México supieron en 2009 unas reducciones de 204 toneladas de CO<sub>2</sub><sup>(128)</sup>.

También en esta línea de actuación, cabe destacar dos proyectos MDL registrados en Naciones Unidas por el grupo: el Proyecto Sombrilla, de sustitución de fuel-oil por gas natural en hornos, calderas, cuartos de secado y otros equipamientos de 8 plantas industriales localizadas en Bogotá (Colombia) y el Proyecto Quimvale para la sustitución de fuel-oil por gas natural en la caldera de secado de una industria de carbonato cálcico en Rio de Janeiro (Brasil)<sup>(129)</sup>.

## 2.3. Tecnologías Limpias Y Combustibles Fósiles

### 2.3.1. Los ciclos combinados

Las plantas de ciclo combinado consisten en la unión de un ciclo término ordinario y una turbina. Pueden ser de gas natural, fuel o mixtas. El gas en combustión mueve una turbina de alta velocidad, cuyos gases de salida alimentan un circuito convencional de vapor, que mueve una segunda turbina.

Si se tiene presente la triple dimensión de la sostenibilidad energética descrita en la sección 1.3 de este informe, los ciclos combinados de gas natural constituyen una opción energética muy interesante por su relativo bajo coste, elevada flexibilidad para cubrir la demanda eléctrica (y por tanto, aportación a la seguridad del suministro energético) y menores emisiones de GEI que el resto de combustibles fósiles para la generación. Por el contrario, otras opciones de generación eléctrica tienen una mala puntuación en al menos una de esas dimensiones: carbón (elevadas emisiones de GEI), solar (elevado coste y problema de seguridad del suministro por impredecibilidad de disponibilidad del recurso), eólica (problema de seguridad del suministro por impredecibilidad de disponibilidad del recurso), petróleo (elevado coste, elevadas emisiones). Las centrales nucleares y la gran hidráulica ya existentes comparten con los ciclos combinados un coste bajo; su seguridad del suministro es también elevada (aunque menor que en los ciclos en el caso de la hidráulica por la posibilidad de sequías y los usos alternativos con los que compite aguas abajo y menor flexibilidad de funcionamiento en el caso de la nuclear) y tienen menores emisiones de GEI<sup>(130)</sup>.

Como ya se ha mencionado anteriormente, Gas Natural Fenosa promueve el uso del gas natural en la generación eléctrica a través de los ciclos combinados, que pueden llegar a alcanzar eficiencias cercanas al 60%, lo cual reduce considerablemente las emisiones de CO<sub>2</sub> en comparación con otros combustibles fósiles y tecnologías. Gas Natural Fenosa es uno de los principales operadores de ciclo combinado del mundo<sup>(131)</sup>: dispone de 7.322 MW de potencia instalada en ciclos combinados en España, 1.491 MW en México y 254 MW en Puerto Rico. La producción en el año 2009 ha alcanzado los 52.576 GWh<sup>(132)</sup>.

### 2.3.2. Tecnologías de carbón limpio

En diciembre de 2006 fue lanzado el Plan Carbón Limpio, con el objetivo de incorporar en las centrales térmicas de carbón tecnologías más eficientes de generación y con combustibles más limpios. El grupo está desarrollando en todas sus centrales de carbón mejoras para reducir las emisiones de SO<sub>2</sub>, NOx y partículas, con proyectos de desulfuración y desnitrificación. El Plan incluye la gestión activa de una cartera de emplazamientos capaces de albergar una central térmica de nueva generación, con tecnología supercrítica. Esta tecnología logra un mayor rendimiento y reduce en más de un 20 por ciento las emisiones de agentes contaminantes<sup>(133)</sup>.

En el contexto de este Plan, la actuación más reciente ha sido el anteriormente mencionado cambio de la caldera de la central térmica de Meirama (Proyecto Fausto)<sup>(134)</sup>.

### 2.3.3. Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CAC)

La CAC consiste en recoger el CO<sub>2</sub> que se produce al quemar combustibles fósiles, transportarlo a una ubicación adecuada e inyectarlo en el subsuelo para evitar que llegue a la atmósfera. Por ubicaciones adecuadas se entienden formaciones geológicas tales como pozos de petróleo y gas agotados, minas de carbón abandonadas o acuíferos. La inyección de CO<sub>2</sub> en el subsuelo lleva practicándose más de una década en distintos lugares del mundo, sobre todo dentro del sector de petróleo y gas. Aunque los componentes individuales de la cadena de la CAC (captura, transporte y almacenamiento del CO<sub>2</sub>) están bien estudiados y ya resultan operativos, el desafío actual consiste en combinarlos todos en una tecnología totalmente integrada y comercialmente aplicable. En este sentido, se están desarrollando diversas tecnologías CAC para utilizarlas en el sector de la energía<sup>(135)</sup>. Como se recoge en el capítulo anterior, según la Agencia Internacional de la Energía<sup>(136)</sup>, esta tecnología supondría el 19% de la mitigación de las emisiones de CO<sub>2</sub> hasta 2050 (10% en la generación eléctrica).

Gas Natural Fenosa participa en programas de eficiencia, captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, como el programa de I+D CENIT CO<sub>2</sub> (ver Caja 2.9), en la Asociación Española y Plataforma Tecnológica de CO<sub>2</sub> y en el European Technological Platform for Zero Emissions Power Plants (ETP-ZEP)<sup>(137)</sup>. También en esta línea, el grupo ha iniciado su participación en un proyecto industrial coordinado por el Electric Power Research Institute (EPRI) de dos plantas piloto con sendas tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> en post-combustión (por aminas y por amoníaco enfriado respectivamente) y almacenamiento en formaciones geológicas diferentes<sup>(138)</sup>. Adicionalmente, es patrono fundador del Instituto Petrofísico, cuya vocación se centra en el soporte tecnológico a los almacenamientos de CO<sub>2</sub> a desarrollar en España<sup>(139)</sup>.

### Caja 2.9: El Proyecto CENIT CO<sub>2</sub>

El Consorcio Estratégico Nacional en Investigación Técnica del CO<sub>2</sub> (CENIT CO<sub>2</sub>), presentado en la convocatoria del Programa CENIT 2005 y aprobado en la Resolución del 30 de mayo de 2006, es uno de los proyectos financiados por el CDTI. Se encuadra dentro del área tecnológica de medio ambiente y energía y tiene como objetivo principal la investigación, desarrollo y validación de nuevos conocimientos y soluciones integradas para incrementar la eficiencia en los procesos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, impulsando en España proyectos de investigación industrial que aceleren el desarrollo de tecnologías avanzadas para la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero, tecnologías que puedan suponer una ventaja competitiva de futuro para la industria y empresas españolas. El consorcio, formado por 14 socios industriales y 16 organismos de investigación, contó con un presupuesto de 20 millones de euros, de los cuales 9,5 fueron financiados por el CDTI.

Durante el año 2009, el proyecto CENIT CO<sub>2</sub> llegó a su etapa final de resultados. Este proyecto abarcó un abanico extenso de desarrollo de tecnologías, desde la co-combustión de biomasa y carbón, a la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> y sus usos finales. Cabe destacarse, en el año 2009, el diseño y construcción de una planta experimental de 300 kWt para la captura de CO<sub>2</sub> en una instalación de combustión de biomasa en lechos de carbonatación-calcinación, promoviendo así el concepto de emisiones negativas de CO<sub>2</sub><sup>(140)</sup>.

Gas Natural Fenosa colideró este proyecto, centrándose su contribución en el desarrollo de la co-combustión con biomasa en centrales térmicas y en el desarrollo de un activo experimental consistente en una planta de captura

del CO<sub>2</sub> tras la combustión de biomasa en un ciclo de carbonatación-descarbonatación, siguiendo el concepto de “emisiones negativas”<sup>(141)</sup>.

Más información en [www.cenitco2.es](http://www.cenitco2.es)

### 2.3.4. Hidrógeno

En lo que se refiere a las actividades del grupo respecto al desarrollo de tecnologías más limpias y a la búsqueda de nuevas soluciones para integrar las energías renovables con el gas natural, cabría destacar el establecimiento de la primera planta experimental de producción y almacenamiento de hidrógeno de Europa, para el estudio de la idoneidad de este vector como medio de almacenamiento de energía en forma gaseosa.

También es reseñable el Proyecto Sphera, para la obtención de hidrógeno de recursos renovables por procedimientos libres de emisiones de CO<sub>2</sub> y su utilización en generación eléctrica<sup>(142)</sup>. Este proyecto CENIT liderado por Gas Natural Fenosa y cuyo objetivo es profundizar en las técnicas de producción, transporte, almacenamiento y uso del hidrógeno, culminó en 2009 el tercer año de los cuatro de su duración total habiéndose alcanzado los hitos previstos en la línea de hidrógeno a partir de biomasa, decarbonatación termocatalítica, separación Red-Ox de mezclas y syngas. El proyecto tiene un presupuesto de 31,55 M€, de los cuales Gas Natural Fenosa aporta 5,86 M€ y moviliza a 18 empresas y 22 centros tecnológicos. Si bien la denominada “economía del hidrógeno” no ha despegado a la fecha a nivel general, los resultados del proyecto responden a las expectativas que se habían generado a nivel tecnológico y permitirán plantearse saltos de escala de la tecnología más cercanos a su aplicación comercial.



En la misma línea, iniciaron los ensayos de caracterización de los equipos de la instalación experimental de producción y almacenamiento de hidrógeno a partir de la electricidad excedentaria del parque eólico de Sotavento, lo que permitirá disponer del conocimiento en aplicaciones de almacenamiento y gestión de energía asociados a fuentes renovables<sup>(143)</sup>.

## 2.4. Energías renovables eléctricas

Como ya se ha expuesto en la primera parte de este informe, las energías renovables constituyen una de las principales alternativas, aunque obviamente no la única, para reducir las emisiones de GEI derivadas de la generación eléctrica. Diversas instituciones internacionales, incluida la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y la Comisión Europea han subrayado el muy importante papel de estas energías en la decarbonización de las economías necesaria para lograr trayectorias de emisiones compatibles con los 450 ppm de concentración o 2 °C de aumento en las temperaturas. Por ejemplo, en su más reciente informe<sup>(144)</sup>, la AIE muestra que las renovables deberían aportar el 17% de la reducción de las emisiones necesaria de aquí a 2050 para no superar los 2 °C de aumento en relación a un escenario de referencia (es decir, sin políticas adicionales a las ya implantadas) al menor coste posible. Esto supone alrededor de 7 gigatoneladas de CO<sub>2</sub>.

La apuesta de Gas Natural Fenosa por estas energías es decidida, dentro de una cesta equilibrada con otras opciones de mitigación. Para el grupo, no todas las tecnologías renovables son iguales, ya que no presentan los mismos costes de inversión ni de producción, ni el mismo grado de madurez tecnológica. Gas Natural Fenosa opta por aquellas tecnologías más maduras y competitivas

que minimizan el incremento de costes de generación del mix del grupo. Además realiza un seguimiento tecnológico y focaliza sus esfuerzos inversores en I+D+i en aquellas tecnologías que presentan un mayor potencial de reducción de costes y mayores sinergias con el resto de actividades desempeñadas por el grupo. Se trata de equilibrar la sostenibilidad económica, social y ambiental en la elección de las tecnologías<sup>(145)</sup>. Los objetivos estratégicos de Gas Natural Fenosa son desarrollar energías bajas en carbono y energías renovables para la producción de electricidad y realizar una gestión activa de la posición y la optimización de los márgenes y de la exposición al riesgo. La solución a largo plazo para reducir las emisiones de GEI implica aumentar la I+D+i y la difusión de nuevas tecnologías con una mayor financiación y coordinación internacional<sup>(146)</sup>.

En 2009 Gas Natural Fenosa generó 6.509 GWh en los 2.845 MW instalados de energía hidráulica convencional, 281,5 GWh en los 90,7 MW de potencia instalada en centrales minihidráulicas, 1.616 GWh en los 801 MW de potencia eólica instalada y se produjeron 474 GWh en plantas de cogeneración. Asimismo, en 2009 entraron en explotación comercial la central minihidráulica de Los Molinos de Bolarque y el Canal Ecológico de Frieira, los parques eólicos de San Gil, Loma Gorda, Peña I, Peña II, Coto Codesas, Picazo, Espina, Valdelacasa y la planta de tratamiento de purines y generación de electricidad en Almazán. El grupo ha desarrollado también cinco proyectos MDL con energía renovable en Panamá, Costa Rica y Colombia. La mayor utilización de energías renovables hace necesaria una energía de respaldo para garantizar la cobertura de la demanda. Por ello el fomento de centrales hidráulicas de bombeo es una buena opción, ya que permite almacenar la energía renovable; el grupo está inmerso en el desarrollo de varios proyectos<sup>(147)</sup>.

En el futuro, Gas Natural Fenosa pretende continuar desarrollando un mix energético competitivo, diversificado y respetuoso con el medio ambiente, con un gran peso de las energías renovables, que se complementarán con otras fuentes de generación, como es el caso de los proyectos hidráulicos, que están siendo actualmente promovidos por el grupo, y están en línea con la política energética nacional y aportan seguridad de suministro. El grupo continuará buscando soluciones más eficientes y respetuosas con el entorno<sup>(148)</sup>. De acuerdo con el Plan Estratégico 2010-2014, Gas Natural Fenosa desarrollará 293 nuevos MW eólicos en ese período, con unas inversiones de 412 M€ (incluyendo estos proyectos e inversiones en mejoras y mantenimiento de la cartera en operación). En caso de que la empresa mantenga una relación entre la deuda neta y el EBITDA de aproximadamente 3x, un rating A y se produzca una evolución favorable del entorno económico y energético, GNF Renovables desarrollará hasta 1200 MW de capacidad adicional en los mercados claves para el grupo.

#### 2.4.1. Hidráulica

Gas Natural Fenosa es pionera en instalación de centrales a pie de presa para la turbinación de caudales ecológicos<sup>(149)</sup>. A través de Gas Natural Fenosa Renovables, participa en el desarrollo de nuevas centrales minihidráulicas. Con la incorporación en 2009 de la minihidráulica de los Molinos de Bolarque y la central de caudal ecológico de Frieira, la capacidad de las nuevas centrales minihidráulicas ha alcanzado la potencia de 32 MW en España y la producción de 207 GWh, que han evitado la emisión de 0,12 Mt CO<sub>2</sub><sup>(150)</sup>.

Dentro del plan de repotenciación y actualización de las centrales hidráulicas, se han cambiado los rodets de las turbinas de las centrales de Los Peares, Tambre, Belesar,

Albarellos, Tambre, Burguillo y Puente Nuevo, en total se ha aumentado la potencia en 92.3 MW y la producción en 221 GWh, que han evitado la emisión de 0,13 MtCO<sub>2</sub><sup>(151)</sup>.

Otros proyectos a destacar son la aplicación de velocidad variable a grandes motores y turbinas hidráulicas o el diseño y construcción de la primera unidad de transformador móvil de 132 kV-35 kV y 30 MVAs de potencia y el primer transformador seco de 45 kV-15 kV y 15 MVAs de potencia<sup>(152)</sup>.

#### 2.4.2. Eólica

Gas Natural Fenosa apuesta por aquellas tecnologías renovables cercanas a la paridad de red, es decir las más maduras y de menor coste, como la eólica. A través de Gas Natural Fenosa Renovables, la Compañía participa en el desarrollo de parques eólicos que permiten la producción de energía eléctrica de origen renovable. Después de la entrada en explotación de los parques eólicos de San Gil, Loma Gorda, Peña I, Peña II, Coto de Codesas II, Picazo, Espina y Valdelacasa, el grupo alcanzó la potencia de 801 MW en parques eólicos, que en 2009 generaron 1.616 GWh y evitaron la emisión de 0,97 MtCO<sub>2</sub><sup>(153)</sup>. En el nuevo Plan Estratégico 2010-2014 el objetivo es multiplicar por tres la potencia instalada de aquí a 2014, lo que da una idea del ambicioso objetivo que se tiene en este ámbito. Destaca la apuesta por la presencia local, la diversificación geográfica y las labores de promoción<sup>(154)</sup>. Tal apuesta de Gas Natural Fenosa por las renovables, y más concretamente por la eólica, ya se está materializando, al haber sido la mayor adjudicataria de potencia en los concursos eólicos de Galicia y Cataluña de 2010, gracias a los cuales ha incrementado su cartera de proyectos en 800 MW adicionales que estarán operativos a partir de 2014-2015.

En materia de I+D+i en el área eólica, destaca la participación de Gas Natural Fenosa en un acuerdo consorciado para el desarrollo del primer parque “off-shore” experimental en España, en las costas de Tarragona<sup>(155)</sup>, el Proyecto ZÉFIR Test Station (ver Caja 2.10).

### 2.4.3. Solar

Gas Natural Fenosa continúa con la operación de Toledo PV, una planta fotovoltaica de 1 MW pionera en España, en la que se están comprobando la vida real de paneles y los efectos de degradación en los mismos. Cuando se construyó hace dieciséis años, era la segunda planta más grande de toda Europa. Como particularidad, empezó a trabajar con corriente continua de 800 voltios de operación. Recibe numerosas visitas al año y es también un referente en materia de seguridad. La construcción de esta planta representó un importante salto tecnológico, ya que supuso un grado de innovación importante con respecto al estado del arte del momento. Fue todo un hito en el mundo fotovoltaico y es una planta que actualmente sigue funcionando eficientemente gracias a la labor del equipo gestor. Su producción en 2009 fue de 1188MWh. La Compañía también dispone de otra planta fotovoltaica de 100 kW, a través de la participación en la compañía Proyectos Universitarios, para comparar las prestaciones y rendimientos de diferentes tipos de paneles fotovoltaicos<sup>(156)</sup>.

#### Caja 2.10. El Proyecto ZÉFIR Test Station

Gas Natural Fenosa, junto a otras empresas y entidades, impulsa el desarrollo y la instalación en las costas de Cataluña de una planta internacional de I+D de ensayos de energía eólica marina.

El Proyecto ZEFIR Test Station consta de una planta de investigación internacional para el ensayo de aerogeneradores marinos en aguas profundas que se desarrollará en dos fases. La primera consistirá en la instalación de unos grupos de aerogeneradores próximos a la costa. En esta fase, el papel de Gas Natural Fenosa será fundamentalmente el de la obtención y evaluación de los datos sobre el recurso eólico, la influencia del oleaje y las corrientes marinas. También contribuirá a analizar el impacto ambiental y a optimizar las infraestructuras donde ubicar los aerogeneradores y hacer las interconexiones, entre otros objetivos.

En esta primera fase del proyecto, que se inició en 2010, Gas Natural Fenosa contará con la colaboración de diferentes centros universitarios y empresas para llevar a cabo la implantación de los sensores y equipos de medida, el análisis de los datos y la correlación con herramientas de simulación, así como el desarrollo y validación de modelos numéricos para diseñar la segunda fase. En la segunda fase está prevista la instalación de un máximo de ocho aerogeneradores flotantes más alejados de la costa, donde se reduce el impacto visual y se aprovechan los vientos marinos más fuertes y regulares.

Con este acuerdo la compañía muestra su apoyo a los proyectos de investigación que se llevan a cabo en Cataluña en el campo de las energías más eficientes y respetuosas con el medio ambiente y sitúa a Gas Natural Fenosa a la cabeza del desarrollo de parques eólicos marinos en aguas profundas.

Fuente: Gas Natural Fenosa

Dentro de la línea tecnológica de energía solar, cabe destacar el desarrollo de sistemas de refrigeración solar. Tras los resultados satisfactorios obtenidos en la planta piloto de refrigeración solar ubicada en la ETSII de Sevilla (ver Caja 2.11), durante el año 2009 se dimensionó y diseñó un nuevo sistema de almacenamiento compacto para maximizar las prestaciones de la planta<sup>(157)</sup>, la primera planta de refrigeración solar de Europa con tecnología de doble efecto<sup>(158)</sup>. Este nuevo desarrollo se incorporará a la herramienta informática para el cálculo de instalaciones de refrigeración solar desarrollado como complemento ya reconocido del programa oficial CALENER<sup>(159)</sup>.

#### **Caja 2.11. Refrigeración solar de doble efecto en un edificio de la Universidad de Sevilla**

##### Motivación:

Establecer los parámetros técnicos, económicos y medioambientales que permitan el diseño e implantación de sistemas de refrigeración mediante energía solar en el sector de la edificación, desplazando el consumo de energía eléctrica de red y reduciendo las puntas de demanda eléctrica estivales. Asimismo, disponer de una instalación de referencia para demostración, a profesionales, prescriptores energéticos y las propias Administraciones, de la viabilidad técnica de este tipo de aplicaciones.

##### Descripción y resultados:

El proyecto consiste en construir una planta piloto de refrigeración solar basada en la instalación de captadores planos de concentración y una enfriadora por ciclo de absorción LiBr/H<sub>2</sub>O de doble efecto y apoyo de gas natural. Gas Natural Fenosa, con la colaboración de AICIA

(Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía), llevó a cabo el proyecto con la financiación de la Corporación de Tecnología de Andalucía.

Fuente: “Construimos Valor”; Fundación Entorno (2010), p. 22.

#### **2.4.4. Biomasa**

Esta forma de generación consiste en la utilización de la materia orgánica como fuente energética. Según el RD 661/2007 sobre la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, la materia combustible que se considera biomasa es: cultivos energéticos agrícolas y forestales; residuos de las actividades agrícolas y de jardinería, y de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes; residuos de la industria agrícola y forestal; y los licores negros de la industria papelera.

En el área de biomasa, Gas Natural Fenosa está trabajando en proyectos de co-combustión en centrales de carbón, bien de manera directa o bien a través de gasificación de biomasa, dentro del programa CENIT CO<sub>2</sub> (ver Caja 2.9)<sup>(160)</sup>.

#### **Caja 2.12. Plan demostrativo de la bomba de calor geotérmica en Galicia**

En Noviembre de 2009 se firmó un acuerdo entre la Xunta de Galicia y EnergyLab, financiado con un millón de euros, inscrito dentro de las políticas de apoyo de la Consellería de Economía e Industria a las energías renovables en Galicia, que incluye la elaboración de un acuerdo para la implantación de la energía geotérmica. En dicho documento se acuerda la instalación y monitorización de sistemas de Bomba de Calor

Geotérmica (BCG) en edificios públicos representativos ubicados en la comunidad gallega que pudiesen servir como demostradores de los ahorros energéticos y económicos que puede ofrecer esta tecnología, así como el establecimiento de ratios e indicadores tanto de instalación como de operación en la región de Galicia, que pudiesen permitir un mayor conocimiento de la tecnología en todos los niveles de la sociedad y permitir, a su vez, la obtención de unos criterios claros que garanticen unos estándares mínimos de calidad y prestaciones en este tipo de instalaciones.

Los criterios de selección de los edificios fueron:

- Que fuesen edificios públicos representativos.
- Que existiese terreno disponible suficiente para la captación geotérmica y superficie de sala técnica suficiente para albergar el sistema de BCG.
- Libre acceso para operación de la maquinaria necesaria.
- Sistemas terminales de climatización que permitan los mayores rendimientos de la bomba de calor geotérmica (sobre todo, sistemas de calefacción a baja – media temperatura).
- Instalaciones no más antiguas de 10 años con unos niveles mínimos de aislamiento que permitan minimizar la demanda térmica del edificio.

De acuerdo con estos criterios, las instalaciones finalmente seleccionadas, en las que se implantó un sistema de BCG en sustitución de los sistemas generadores térmicos anteriores, fueron:

- Escuela infantil de Baiona.
- Escuela infantil de Nigrán.
- Biblioteca Central de la Universidad de Vigo.
- Centro de día de As Neves.
- Edificio de viviendas en Ribadumia (todavía en construcción).

De las tres primeras instalaciones, que han sido las primeras en monitorizarse, se tienen datos desde Enero de 2010. Obteniéndose unos ahorros económicos medios para las Escuelas infantiles, en las cuales el sistema generador térmico anterior era mediante caldera de gasóleo C, de un 67%; y unos COP's estacionales medios de 4,03. En estas dos instalaciones el sistema terminal emisor consiste en suelo radiante con temperaturas de impulsión de 35 – 38 °C. En cuanto a la Biblioteca Central de la Universidad de Vigo, en donde el sistema generador térmico anterior consistía en dos bombas de calor aire –agua, el ahorro económico medio respecto al sistema anterior es de un 47 %, mientras que los COP's estacionales medios son de 3,05. En esta instalación el sistema terminal emisor consiste en fancoils y conductos de aire cuyas temperaturas de impulsión en calefacción se sitúan sobre los 50 °C y en refrigeración, en los 7 – 9 °C. Con respecto al Centro de Día de As Neves, dado el escaso tiempo transcurrido desde su puesta en marcha, todavía no se tiene datos representativos de la instalación.

Los resultados presentados dan una muestra de las importantes prestaciones de la tecnología y de los relevantes ahorros que puede llegar a suponer en instalaciones de climatización.

Fuente: EnergyLab.

### 2.4.5. Geotérmica

La energía geotérmica permite aprovechar el calor que se acumula en el subsuelo para generar la climatización necesaria para los edificios. El sistema de bomba de calor destaca por su elevado rendimiento y bajo consumo, y se presenta como una alternativa a otros equipos de climatización, ya que proporciona calefacción, refrigeración y agua caliente en un único equipo capaz de obtener un ahorro de entre el 30% y el 70%, así como reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> entre el 50% y el 80%, respecto a otros sistemas tradicionales.

Gas Natural Fenosa presentó recientemente, en el marco del II Fórum de la Energía Geotérmica celebrado en Barcelona, el análisis realizado sobre las bombas de calor geotérmicas de baja entalpía (aquellas que se utilizan en aplicaciones domésticas y aprovechan el calor que se encuentra a poca profundidad) como sistema de climatización eficiente. La Compañía ha puesto en marcha este estudio con la finalidad de evaluar el potencial y las posibilidades de la tecnología basada en la energía geotérmica en el mercado ibérico, en aplicaciones de agua caliente sanitaria, calefacción y refrigeración<sup>(161)</sup>.

También en este ámbito, el grupo presentó en el II Congreso de Energía Geotérmica en la Edificación y la Industria celebrado en Madrid (Geoener) un proyecto en colaboración con el Centro Tecnológico de Eficiencia y Sostenibilidad Energética, EnergyLab, para demostrar el rendimiento de la bomba de calor a nivel nacional (ver Caja 2.12). El proyecto consiste en la monitorización de 100 instalaciones, tanto nuevas como aquéllas que ya estén funcionando, en toda España, con el objetivo de hacer un seguimiento de rendimientos reales y demostrar el positivo funcionamiento que proporciona la bomba de calor geotérmica<sup>(162)</sup>.

### 2.5. La energía nuclear

Como se señalaba en el primer capítulo de este informe,, la sustitución de tecnologías que emiten más GEI por centrales de generación nuclear implicaría una reducción de las emisiones de GEI. No obstante, no es una tecnología que tenga un gran peso en la mitigación. Según la AIE<sup>(163)</sup> implicaría un 6% del total de la reducción de emisiones necesarias.

Gas Natural Fenosa cuenta con participaciones en tres de las instalaciones que operan en España en la actualidad, Almaraz I (año 1981, 974 MW), Almaraz II (año 1983, 983 MW) y Trillo (año 1988, 1.066 MW). Fue la primera compañía en construir una central nuclear en España, la José Cabrera, en Almonacid de Zorita (Guadalajara), cuyo proyecto se llevó a cabo entre 1965 y 1968. La Compañía lanzó también el proyecto de la central nuclear de Almaraz, y fue la que construyó la más reciente de las centrales nucleares que operan en España, la de Trillo. Posee por lo tanto una larga experiencia en esta área, donde promueve la I+D+i a través de UNESA, de manera unificada con otros grupos empresariales. No obstante lo anterior, cabe destacar el proyecto de I+D+i realizado de cara al desmantelamiento nuclear de CN José Cabrera y la participación en una actuación internacional para el estudio de degradación y fatiga a partir de la toma de probetas de la vasija de esta central<sup>(164)</sup>.

### 2.6. Mercados de CO<sub>2</sub>

Como ya se ha descrito en la primera parte de este documento, las empresas de algunos sectores de los países de la Unión Europea tienen objetivos de reducción de sus emisiones establecidas en los Planes Nacionales

de Asignación bajo el Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (SECE). Entre ellas figuran el sector eléctrico y algunos sectores industriales. A pesar del considerable esfuerzo llevado a cabo por el sector eléctrico para reducir sus emisiones, concretado en inversiones cuantiosas en diversas opciones de mitigación, las reducciones de las emisiones para el sector eléctrico son exigentes, como ya se ha discutido anteriormente, lo que provoca que de forma adicional a estos esfuerzos deba adquirir derechos y créditos de emisión en el mercado de CO<sub>2</sub> para cubrir la diferencia entre sus emisiones y los objetivos que se le han sido marcados.

El problema de este mercado de CO<sub>2</sub> es su excesiva volatilidad, que se ha manifestado en el pasado en una horquilla de precios de los derechos de emisión de entre 30€ y 0€ la tonelada (ver Figura 2.5) durante la fase I del SECE por imperfecciones regulatorias ya corregidas en la fase II del mismo.

Figura 2.5. Evolución del mercado de CO<sub>2</sub>.

Fuente: Point Carbon (2010)



No puede descartarse que la volatilidad cese en el futuro significativamente, pues se trata de un mercado muy impredecible. La incertidumbre regulatoria tampoco ayuda a mitigar esa volatilidad. La principal fuente de incertidumbre en este sentido es la posibilidad de que la UE asuma un objetivo de reducción del 30% en lugar del 20% actual si se aprueba un acuerdo internacional de cambio climático, así como los mecanismos de flexibilidad susceptibles de utilización en Europa más allá de 2012.

En todo caso, lo más probable es que el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> se incremente considerablemente, lo que a su vez incrementa el coste para las empresas y los sectores. En este sentido, como se describe en el primer capítulo de este informe, la consultora Point Carbon (2010<sup>(165)</sup>) ha realizado recientemente una encuesta entre varios miles de expertos europeos en cuestiones de energía y cambio climático sobre las expectativas de precios CO<sub>2</sub> en 2020. Una mayoría espera precios relativamente elevados de entre 20 y 30 €/tonelada de CO<sub>2</sub>. Uno de cada cuatro espera precios aún más altos (de entre 30 y 50 €).

En respuesta a este comportamiento impredecible del mercado de CO<sub>2</sub> en el futuro, Gas Natural Fenosa realiza una gestión activa de su balance de emisiones, adoptando medidas de control del riesgo asociado al comercio de emisiones. Durante el año 2010 se han gestionado un volumen significativo de operaciones de derechos EUAs y créditos RCEs/UREs, tanto en mercados organizados (BLUENEXT, ECX) como con distintas contrapartes. Además, la Compañía participa en diversos fondos de carbono en los que cuenta con una inversión comprometida de aproximadamente 60 millones de euros, como son el Fondo Español de Carbono, el Multilateral Carbon Fund, el Natsource Carbon Asset Pool y el Community Development Carbon Fund<sup>(166)</sup>.



### *Mercado voluntario de CO<sub>2</sub>*

Por otro lado, existe un mercado voluntario de CO<sub>2</sub> en expansión, estimulado por la demanda tanto de empresas como de individuos que buscan reducir sus emisiones. El mercado voluntario se refiere en general a las empresas, individuos y otras actividades u organizaciones que no están sujetas a limitaciones obligatorias de las emisiones y que, sin embargo, desean mitigar sus emisiones. El mercado voluntario ha sido muy pequeño en comparación con el mercado regulado, pero ha ido creciendo constantemente. Aunque existen varios estándares y entidades dedicadas a la certificación de las reducciones de emisiones voluntarias, no existe un estándar universalmente aceptado en el mercado voluntario, que no está regulado. En este ámbito, Gas Natural Fenosa ofrece orientación a sus clientes industriales sobre obligaciones de cumplimiento legal y voluntario en términos de mitigación de emisiones.

### **2.7. Mecanismo de desarrollo limpio (MDL)**

Como se detalla en la primera parte de este informe, el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) permite reducir las emisiones de GEI en países no-Anexo I, es decir, aquéllos que no han asumido compromisos de reducción de las emisiones. Aunque éste es el principal objetivo del MDL, existe otro muy importante, recogido en el artículo 12 del Protocolo de Kioto: contribuir al desarrollo sostenible (en su triple vertiente económica, social y ambiental) de los países que acogen estos proyectos. Gas Natural Fenosa ha apostado por una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a través de los mecanismos de desarrollo limpio (MDL) y proyectos de Aplicación Conjunta (AC), instrumentos de flexibilidad establecidos por el Protocolo de Kioto, viabilizando proyectos con un claro componente social en países en vías de desarrollo.

La participación de las empresas en el MDL puede ser directa (es decir, realizando ellas mismas el proyecto) o bien más indirecta, implicándose en su financiación ya sea en proyectos concretos ya a través de los denominados fondos de carbono, que utilizan las cantidades monetarias aportadas por distintas organizaciones bien para invertir en la realización del proyecto, bien para adquirir las RCEs procedentes del mismo. Gas Natural Fenosa interviene de todas las formas posibles en este mecanismo.

En el ámbito de la participación directa en proyectos del MDL, Gas Natural Fenosa ya tiene 8 proyectos de MDL propios registrados: las centrales hidráulicas de Los Algarrobos (9,7 MW), Macho de Monte (2,4 MW) y Dolega (3,1 MW) en Panamá, la de La Joya (50 MW) en Costa Rica y la de Amaime (18 MW) en Colombia; el aprovechamiento energético del biogás en el vertedero de Doña Juana en



Bogotá (Colombia); y los proyectos (Brasil) y Sombrilla (Colombia), ya mencionados en el apartado 2.2.4 de este documento. Estos dos últimos proyectos se derivan del aumento en las restricciones de emisiones de CO<sub>2</sub> en los clientes industriales, lo que a su vez aumenta el volumen de negocio del gas natural por sustitución del carbón y productos petrolíferos.

El grupo adquiere derechos de emisión procedentes de MDL y proyectos de AC a través de su participación en diversos fondos de carbono, en los que tiene una inversión comprometida de aproximadamente 60 MEU, como son el Fondo Español de Carbono (promovido por el Ministerio de Medio Ambiente, Rural y Marino y administrado por el Banco Mundial), el Multilateral Carbon Credit Fund (administrado por el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo y el Banco Europeo de Inversiones) y el Community Development Carbon Fund (gestionado por el Banco Mundial y que trabaja en proyectos vinculados con el desarrollo de procesos productivos, la educación y la salud de los países más desfavorecidos). A estos fondos hay que añadir la viabilización de proyectos mediante contratación bilateral de compra de derechos de emisión procedentes de proyectos primarios de distintos sectores. Gas Natural Fenosa facilita que se realicen proyectos MDL firmando contratos MDLs a largo plazo (de siete a diez años) y con precio garantizado<sup>(167)</sup>.

Adicionalmente, la Compañía cuenta con una cartera importante de proyectos MDL en distintos grados de avance basados en la generación con fuentes renovables, la implantación de sistemas de cogeneración, la reducción de fugas en redes de gas o en la sustitución de combustibles por otros menos intensivos en carbono en países como Colombia, Guatemala, Brasil, México o Panamá<sup>(168)</sup>.

## 2.8. Sumideros de carbono

Dentro de las actuaciones que desarrolla la Compañía en el fomento de los sumideros de carbono, destaca el Proyecto de “Conservación de la Serra do Lucindo” (ver Caja 2.13), que consiste en la conservación de 41,47 ha de Selva Atlántica virgen, situada en la región de Santa Catarina, municipio de Bela Vista do Toldo (Brasil). El proyecto se enmarca en la iniciativa para el cuidado del clima CeroCO<sub>2</sub>, gestionado por Acción Natura y Ecología y Desarrollo, en la que se colaboró en 2009 para la compensación de 4.000 tCO<sub>2</sub><sup>(169)</sup>.

### Caja 2.13. Proyecto de “Conservación de la Serra do Lucindo”

Desde el descubrimiento de Brasil por los europeos, han sido muchas las presiones que han sometido a la Selva Atlántica, convirtiéndolo en uno de los ecosistemas más amenazados del planeta. Acciónatura trabaja, con ayuda de Gas Natural Fenosa, en la reforestación y conservación de la Selva Atlántica de Brasil. La Selva Atlántica ocupaba originariamente el 1.300.000 km<sup>2</sup>, el 15% de la superficie de Brasil, equivalente a 2,5 veces la superficie del territorio español, pero hoy en día ha desaparecido más de un 93% de esa superficie inicial. Es de suma importancia conservar y ampliar este 7%. La Selva Atlántica se considera uno de los mayores tesoros en biodiversidad del planeta. Cuenta con más de 8 millones de especies de plantas, 700 especies de árboles, y más de 2.000 especies de vertebrados.

El proyecto comprometido por Gas Natural Fenosa y Acciónatura es un terreno de 316 hectáreas situado en la región de la “Serra do Lucindo”, en el Estado de Santa Catarina (Municipio de Bela Vista do Toldo). Acciónatura ha comprado, a través de la ONG brasileña Apremavi, dicho terreno para evitar que una empresa de celulosa lo adquiriera con fines de explotación comercial, lo que habría supuesto seguramente el fin del ecosistema. En el área de influencia de la Selva Atlántica viven unos 110 millones de brasileños, un 70% de la población total del país, incluidas innumerables poblaciones tradicionales. La Selva Atlántica abarcaba originariamente 17 de los 26 estados (más un Distrito Federal) de los cuales se compone Brasil hoy en día.

Los ejes de actuación son: conservación de la diversidad biológica, para frenar la deforestación y erosión; ayuda al desarrollo sostenible de las poblaciones locales al proporcionar nuevos puestos de trabajo y educación ambiental; y la lucha contra el cambio climático mediante la compensación de CO<sub>2</sub>. Se creará un nuevo ecosistema con la restauración y reforestación de bosque secundario que actuará de sumidero de carbono. Las especies invasoras se cortan selectivamente para permitir una mejor entrada de la luz en el bosque y facilitar a las especies autóctonas su crecimiento.

El proyecto se financia con la adquisición de créditos de carbono verificados (emitidos por CeroCO<sub>2</sub>) y adopción de hectáreas de bosque virgen. Acciónatura hará un seguimiento cada 5 años de la captación real de carbono por parte de las hectáreas plantadas, ajustando la previsión de años, o de extensión del proyecto, hasta captar las toneladas 21 establecidas como totales del proyecto: 15.000 toneladas de CO<sub>2</sub>, o 4.092 toneladas de carbono.

A través de la página web CeoCO<sub>2</sub> se activa la primera fase del proyecto “Conservación de la Serra do Lucindo en Brasil”, de deforestación evitada, sobre una superficie inicial de 60 hectáreas, que evitará la emisión a la atmósfera de un mínimo de 9.323 toneladas de CO<sub>2</sub>, en un cálculo muy conservador. También se activa la primera fase del proyecto de “Restauración de la Serra do Lucindo en Brasil” sobre una superficie de 36 hectáreas, y que permitirá la captación de 15.000 toneladas de CO<sub>2</sub> en un plazo de 20 años, mediante la plantación de unos 36.000 plantas, de hasta 64 especies autóctonas diferentes de la Selva Atlántica.

Fuente: Gas Natural Fenosa

## 2.9. Movilidad sostenible

El transporte es un sector clave en la mitigación, cuya importancia gana peso en el tiempo. Hoy en día es un sector en el que reducir las emisiones resulta relativamente caro con respecto a otros sectores (en particular, el de la edificación y el eléctrico), en la medida en que las tecnologías de mitigación (biocombustibles, coche eléctrico) son todavía relativamente caras, aunque es previsible que su coste se reduzca en el tiempo, llegando a ser competitivas y una opción de mitigación en el futuro.

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE)<sup>(170)</sup>, el sector transporte contribuiría con una cuarta parte de las reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> energéticas necesarias (12,5 GtCO<sub>2</sub>) de aquí a 2050 para situar a la economía mundial en una senda de concentraciones de 450ppm<sup>(171)</sup>. Se espera que las cuatro tecnologías clave en este sector sean la eficiencia en el uso del combustible (6,6 GtCO<sub>2</sub>), los biocombustibles de segunda generación (2,2 GtCO<sub>2</sub>), los vehículos eléctricos (2 GtCO<sub>2</sub>) y los vehículos movidos por hidrógeno (1,8 GtCO<sub>2</sub>).

El más reciente informe de la AIE<sup>(172)</sup>, confirma los resultados anteriores y prevé además en alguno de sus escenarios de concentraciones de 450ppm una pequeña penetración del gas natural comprimido para automoción.

La penetración de vehículos eléctricos en el sector transporte incrementará la demanda de electricidad, lo que hace al sector eléctrico todavía más relevante desde el punto de vista de la mitigación. Este sector será estratégico, pues su decarbonización implicará no sólo un consumo eléctrico más limpio por parte de individuos e industrias en sus actividades diarias, sino también un sector transporte menos emisor.

### 2.9.1. El uso del gas en el transporte

Varios países están apostando por el gas natural como combustible, dadas las ventajas medioambientales y económicas de esta tecnología, ya consolidada. Sin embargo, para un desarrollo real del gas natural para vehículos (GNV) son imprescindibles acciones coordinadas entre todos los actores implicados, que permitan contar con un marco legal y fiscal que lo hagan económicamente atractivo, ayudas para la adquisición de estos vehículos y unas infraestructuras mínimas para repostar.

De acuerdo con la Asociación Internacional de Vehículos de Gas Natural, el parque automovilístico que funciona con gas natural era de más de 11,2 millones de vehículos en todo el mundo en 2009<sup>(173)</sup>. Actualmente en España, más de 2.500 vehículos públicos y privados repostan gas natural combustible en 43 estaciones de carga<sup>(174)</sup>.

Gas Natural Fenosa cuenta con una larga trayectoria en el uso del GNV, línea de negocio que ya tiene desarrollada en países de Latinoamérica y en Italia, donde el uso del gas natural para automoción está muy arraigado. En España comercializa esta aplicación del gas natural con la marca "gn auto". A través de la línea de negocio "gn auto", Gas Natural Fenosa ofrece la gestión completa del proyecto de construcción de la estación de carga (inversión económica y posterior mantenimiento y operación) y el suministro de gas natural ya comprimido, asegurando de esta forma la máxima disponibilidad de las instalaciones<sup>(175)</sup>.

Las actuaciones más recientes de la Compañía incluyen el desarrollo del mercado de gas natural vehicular mediante la construcción, operación y mantenimiento de estaciones de servicio para flotas industriales y comerciales (taxis), sustituyendo así a otros combustibles fósiles (gasoil y gasolina) con un mayor nivel de emisiones. Por estas acciones se ha evitado la emisión de 12 t CO<sub>2</sub> en España, 164 tCO<sub>2</sub> en Brasil, 133 tCO<sub>2</sub> en Colombia y 431 tCO<sub>2</sub> en México<sup>(176)</sup>. Adicionalmente, el grupo continuó el desarrollo de soluciones específicas para el empleo del gas natural como combustible en el sector aeroportuario y su introducción en el sector pesquero, y para la poligeneración de alta eficiencia en el sector terciario<sup>(177)</sup>.

Durante 2009 cabe destacar la adjudicación del contrato de la Empresa Municipal de Transportes (EMT) de Madrid para el suministro de gas natural vehicular a 500 autobuses de la capital española durante 2010<sup>(178)</sup>. Gas Natural Fenosa también colabora con los Transports Metropolitans de Barcelona (TMB) para la sustitución de autobuses diesel por autobuses a gas (ver Caja 2.14). Adicionalmente, tiene un acuerdo para el desarrollo, a partir de un autobús estándar, de un autobús híbrido gas/electricidad no enchufable. La Compañía también ha firmado acuerdos con otras instituciones y asociaciones, como el Ayuntamiento de Pozuelo de Alarcón o la Cooperativa Valenciana de Taxistas (TAXCO).

En sus esfuerzos hacia el futuro en I+D+i, Gas Natural Fenosa destaca la promoción del gas vehicular en flotas pesadas y desarrollo de la infraestructura precisas de estaciones de carga rápida y el desarrollo de soluciones híbridas gas/electricidad<sup>(179)</sup>.

#### **Caja 2.14. Gas Natural Fenosa y TMB acuerdan sustituir 204 autobuses hasta 2015 para reducir emisiones**

Gas Natural Fenosa y Transports Metropolitans de Barcelona (TMB) han acordado sustituir 204 autobuses diésel por otros tantos de gas natural antes de 2015 con el objetivo de reducir las emisiones de la flota.

Con la sustitución de autobuses, se calcula que se reducirán las emisiones anuales de óxidos de nitrógeno en más de 346 toneladas. Los primeros 80 autobuses de gas natural ya están encargados a diversas empresas de automoción y se incorporarán a principios de 2011. Los 124 restantes se incorporarán hasta 2015, de manera que la flota de vehículos a gas de TMB, que ahora es de 296 unidades, alcanzará las 500. El total de la flota es de 1.080 autobuses. Gas Natural Fenosa y TMB también introducirán filtros de alta eficiencia de retención de contaminantes en los tubos de escape de unos 500 autobuses diésel. Con esta medida, se reducirán cerca de 200 toneladas de óxidos de nitrógeno al año.

Fuente: Europa Press

### 2.9.2. Biocombustibles

Este tipo de combustibles, como el alcohol etílico o etanol, metanol, biodiesel y biogás, provienen de la biomasa. Entre sus ventajas: no incrementan los niveles de CO<sub>2</sub> en la atmósfera; proporcionan una fuente de energía reciclable e inagotable; se podrían reducir los excedentes agrícolas que se han registrado en las últimas décadas; mejora la competitividad al no tener que importar fuentes de energía tradicionales. Entre sus inconvenientes: el coste de producción de los biocombustibles dobla al de la gasolina o gasóleo (sin aplicar impuestos); se necesitan grandes espacios de cultivo; precisan de una transformación previa compleja; su uso se limita a un tipo de motor de bajo rendimiento y poca potencia. Las principales formas de utilización de los biocombustibles son la combustión para producir calor aplicable a la calefacción urbana, a procesos industriales o a la generación de electricidad, y la carburación en motores térmicos, tanto de explosión como de combustión interna. También se están desarrollando en la actualidad biocombustibles gaseosos para su uso en turbinas de gas para producir electricidad<sup>(180)</sup>.

Dentro del Proyecto CENIT CO<sub>2</sub> descrito anteriormente (Caja 2.9), Gas Natural Fenosa lidera otra línea enfocada a la obtención de un biocombustible de bajo coste para uso en centrales térmicas. Actualmente se está en fase de evaluación de resultados. En el futuro, se pretende el desarrollo de proyectos que conduzcan al metano desde fuentes renovables, con el objeto de su inyección a la red de gas y aumento del porcentaje de uso de energía renovable por esta vía<sup>(181)</sup>.

### 2.9.3. El coche eléctrico

Dentro de esta línea, cabe destacarse la participación de Gas Natural Fenosa en tres proyectos, MOVELE Madrid, DOMOCELL y CITYELEC. Sus objetivos son, respectivamente, la instalación de 280 puntos de recarga para vehículos eléctricos, el diseño de un sistema inteligente de recarga de vehículos para garajes comunitario y un rediseño de la distribución eléctrica teniendo en cuenta el vehículo eléctrico<sup>(182)</sup>.

En sus esfuerzos hacia el futuro en esta línea, Gas Natural Fenosa destaca la colaboración en el desarrollo de la infraestructura y medios para hacer posible el vehículo eléctrico en diferentes proyectos, en acuerdos con fabricantes de coches, municipios y otros actores<sup>(183)</sup>. Por ejemplo, Gas Natural Fenosa está involucrada, a través de EnergyLab, en una iniciativa que capitanea la Junta de Galicia para crear toda la infraestructura necesaria para los vehículos eléctricos<sup>(184)</sup>.



**Valoración  
y conclusiones**



# Valoración y conclusiones

A pesar de que se afronta una importante incertidumbre sobre el coste de la inacción, existe también un amplio consenso internacional en cuanto a que no abordar el problema del cambio climático tendría implicaciones significativas para la economía mundial. No hay una única alternativa tecnológica para lograr los objetivos de concentración y además son necesarias una cesta de tecnologías.

La reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, independientemente de la importancia que cobra, no puede ni debe ser el único objetivo de la política energética. Bajo la perspectiva de la sostenibilidad, cualquier evaluación de las políticas e inversiones energéticas debe tener en cuenta como mínimo cuatro ejes fundamentales: respeto al medio ambiente, seguridad del abastecimiento, competitividad y acceso a la energía.

Los cambios necesarios en el sistema energético requieren a su vez que se adopten medidas de política pública para incentivarlos; en otro caso, no se alcanzarán los objetivos o se alcanzarán a un coste excesivamente alto. Exigen un cambio dramático en las políticas públicas, certidumbre política a largo plazo sobre la demanda de tecnologías bajas en carbono, que favorezca la toma de decisiones empresariales y una cooperación sin precedentes entre las grandes economías.

Resumen Ejecutivo

Capítulo I.  
Hitos, metas  
y regulación

Capítulo II.  
Gas Natural Fósil  
frente al cambio  
climático

Valoración  
y conclusiones

Referencias

Notas

Como un importante actor del sector energético español y mundial, resulta especialmente relevante el estudio del posicionamiento, las estrategias y las iniciativas de Gas Natural Fenosa frente al cambio climático. En este informe se defiende que el enfoque de “cuñas” necesario a nivel global es compatible con la diversificación tecnológica de Gas Natural Fenosa y que las iniciativas de mitigación de las emisiones de CO<sub>2</sub> a través de distintas alternativas iniciadas por la Compañía contribuirán aún más a esa diversificación.

Gas Natural Fenosa trabaja mano a mano con sus clientes y otros colaboradores en numerosas iniciativas para mejorar su eficiencia energética y desarrollar nuevas soluciones para reducir sus emisiones de GEI. La Compañía está involucrada en el desarrollo de diferentes acciones con el objetivo de promover soluciones en materia de ahorro y eficiencia energética enfocadas a grandes empresas, Pymes y clientes domésticos.

Por el inmenso reto de la lucha contra el cambio climático, en este informe se ha destacado la urgencia de buscar e implementar las más eficaces y eficientes formas de mitigar los GEI. Los numerosos casos de éxito de Gas Natural Fenosa muestran la evidencia de que la Compañía acomete un buen camino como empresa baja en carbono. Además, sus numerosas iniciativas con alcance hacia sus clientes, proveedores y otros colaboradores señalan su interés en ayudarles a medir y reducir sus respectivas huellas de carbono.

Sin duda, el impacto total de los esfuerzos de Gas Natural Fenosa depende en gran parte del compromiso de sus colaboradores y clientes en esta misión común por el bienestar de la sociedad y por un medio ambiente mejor.







## Referencias

Resumen Ejecutivo

Capítulo I.  
Hitos, metas  
y regulación

Capítulo II.  
Gas Natural Fósil  
frente al cambio  
climático

Valoración  
y conclusiones

Referencias

Notas

# Referencias

AIE (2008). Energy Technology Perspectives. Paris

AIE (2009). World Energy Outlook. Paris.

AIE (2010a). Energy Technology Perspectives. Paris.

AIE (2010b). Key World Energy Statistics. Paris.

Aunan, K., J. Fang, H. Vennemo, K. Oye, y H.M. Seip (2004). Cobenefits of climate policy - lessons learned from a study in Shanxi, China. Energy Policy, 32(4), pp. 567-581.

Brander, L. (2003). The Kyoto mechanisms and the economics of their design. En Faure, M.; Gupta, J. y Nentjes, A. (eds.). Climate Change and the Kyoto Protocol. The Role of Institutions and Instruments to Control Climate Change. Edward Elgar. Cheltenham (Reino Unido), 25-44.

Comisión Europea (2009). EU Energy and Transport in figures. Statistical Pocketbook. Bruselas.

Comisión Europea (2010). Commission staff working document accompanying the communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage background information and analysis. Brussels, 26.5.2010 SEC(2010) 650. {COM(2010) 265 final}.

Comisión Europea/Agencia Europea del Medio Ambiente (CE/AEMA)(2010). Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2008 and inventory report 2010. Copenhagen.

Comisión Nacional de la Energía (CNE) (2010). Informe de Ventas del Régimen Especial (<http://www.cne.es>).

Comisión Nacional de la Energía (CNE) (2011). Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial (<http://www.cne.es>). Edenhofer, O., C. Carraro, J.-C. Hourcade, K. Neuhoff, G. Luderer, C. Flachsland, M. Jakob, A. Popp, J. Steckel, J. Strophschein, N. Bauer, S. Brunner, M. Leimbach, H. Lotze-campen, V. Bosetti, E. De Cian, M. Tavoni, O. Sassi, H. Waisman, R. Crassous Doerfler, S. Monjon, S. Dröge, H. Van Essen, P. del Río, A. Türk (2009). The Economics of Decarbonization. Potsdam-Institute for Climate Impact Research. Potsdam (Alemania). ISBN 978-3-9811871-3-7°.

EEA (2006). Air Quality and ancillary benefits of climate change, EEA, Copenhagen.

Fundación Encuentros (2010). Informe España 2010. Madrid.

Gas Natural Fenosa (2009a). Informe Anual.

Gas Natural Fenosa (2009c). Informe sobre las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

Gas Natural Fenosa (2009c). Informe de Responsabilidad Corporativa.

Gas Natural Fenosa (2009d). Manual de Eficiencia Energética para Pymes.

Hernández, F. y del Río, P. (2007) El Protocolo de Kioto y su impacto en las empresas españolas. Biblioteca de Ciencias, nº29. Editorial CSIC, Madrid. ISBN: 978-84-00-09601-5. 288 páginas.

Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) (2007a). Climate Change 2007. Summary for policy-makers. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Lenton, T. M., H. Held, E. Kriegler, J. W. Hall, W. Lucht, S. Rahmstorf y H. J. Schellnhuber (2008). Tipping elements in the Earth's climate system. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 105, 1786-1793.

McKinsey (2009). Pathways to a Low-Carbon Economy. Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve.

Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino (MMAMRM) (2008). Las Claves Científicas del Cambio Climático. Madrid.

MITYC (2007). Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España.

MITYC (2010a). Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020.

MITYC (2010b). Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

**MMAMRM (2008).** Paquete energía y cambio climático. Diciembre de 2008.

**MMAMRM (2009).** Quinta Comunicación española enviada a la CMNUCC.

**MMAMRM (2010).** Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero de España e información adicional años 1990-2008. Comunicación a la Secretaría del Convenio Marco sobre Cambio Climático y Protocolo de Kioto. Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino. Secretaría de Estado de Cambio Climático. D.G. de Calidad y Evaluación Ambiental D.G. Oficina Española de Cambio Climático. Abril de 2010.

**Moreno, J.M. (dir.) (2005).** Evaluación preliminar general de los impactos en España por efecto del cambio climático. Ministerio de Medio Ambiente. Madrid.

**OCDE (2009).** The Economics of Climate Change: Mitigation Policies and Options for Global Action Beyond 2012. OCDE, París.

**Pacala, S. y Socolow, R. (2004).** Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies. Science 305, 968-972

**Plá, J.L. (2010).** Mesa Redonda CNE: Transporte, Energía y CO<sub>2</sub> MOVELE: Proyecto piloto de impulso del vehículo eléctrico. Comisión Nacional de la Energía 12 de abril de 2010.

**Point Carbon (2010).** Carbon 2010 – Return of the sovereign. Tvinnereim, E., Røine, K. and Heimdal, C. (eds.).

**Del Río, P. (2010).** La Directiva sobre Mercado de Derechos de Emisión en la UE y sus efectos sobre los sectores productivos españoles. Revista de Economía Crítica nº4, pp.39-65. Julio 2005.

**Del Río, P. (2008).** Ten years of renewable electricity policies in Spain: an analysis of successive feed-in tariff reforms. Energy Policy 36(8), 2917-2929.

**Del Río, P., Labandeira, X. y Linares, P. (2010).** Energía y sostenibilidad en España. Economistas 281-285

**Stern, N. (2007).** Stern Review on the Economics of Climate Change. Comisión Europea (2009).

**Stowell, D. (2005).** Climate trading: development of Kyoto Protocol Markets. Palgrave Macmillan, Basingstoke.

**The Economist (2010).** The clouds of unknowing. The Economist March 20<sup>th</sup> 2010, pp.73-76

**United Nations Environmental Program (UNEP).** CDM database.

**UNFCCC (2009).** Report on national greenhouse gas inventory data from Parties included in Annex I to the Convention for the period 1990.2007. FCC/SBI/2009/12

**UNFCCC (2010).** Página web: <http://www.unfccc.de>.



**Notas**

Resumen Ejecutivo

Capítulo I.  
Hitos, metas  
y regulación

Capítulo II.  
Gas Natural Fósil  
frente al cambio  
climático

Valoración  
y conclusiones

Referencias

Notas

## Notas

- (1) Para más detalles sobre los acuerdos alcanzados en Cancún, véase la sección.1.6.1.1.
- (2) Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino (2010).
- (3) IPCC (2007).
- (4) Stern (2007); OCDE (2009); Edenhofer et al (2009).
- (5) OCDE (2009).
- (6) IPCC (2007); Stern (2007).
- (7) Los escenarios asumen distintas tasas de crecimiento económico y demográfico, así como distintas tasas de cambio tecnológico.
- (8) Edenhofer et al (2009).
- (9) MMAMRM (2008).
- (10) Para un análisis detallado de estos impactos, véase Moreno et al (2005).
- (11) Edenhofer et al (2009).
- (12) Edenhofer et al (2009).
- (13) Este apartado está parcialmente basado en The Economist (2010).
- (14) The Economist (2010).
- (15) Edenhofer et al (2009).
- (16) OCDE (2009).



- (17) Obviamente, se trata de una cuestión de probabilidades: asegurar una gran probabilidad de que se no se producen daños irreversibles implica concentraciones de las emisiones menores que los 450ppm y, por tanto, mayores reducciones de las emisiones.
- (18) AIE (2010a).
- (19) Comisión Europea (2009).
- (20) IPCC (2007).
- (21) Conviene destacar que tales estimaciones no son predicciones que permitan prever de modo exacto las reducciones futuras, si no que sirven como guía para entender el papel relativo de las diferentes opciones disponibles.
- (22) AIE (2007, 2008).
- (23) AIE (2008, 2010).
- (24) AIE (2008, 2010).
- (25) AIE (2008).
- (26) AIE (2010a).
- (27) AIE (2008, 2009).
- (28) El ciclo de sustitución del capital es una restricción clave a la rapidez con la que las tecnologías bajas en carbono pueden introducirse sin incurrir en un coste desproporcionado. En la introducción de tecnologías radicales, que dan lugar a grandes reducciones de emisiones, se debe tener en cuenta esta barrera de los elevados costes de sustitución temprana del capital.
- (29) AIE (2010a).
- (30) del Río et al (2010).
- (31) Es bien sabido que la dependencia energética española es elevada (80%) e incluso superior a la media comunitaria. La dependencia en petróleo es del 99,5% y la del gas natural es de un 97%.
- (32) Si bien hay que señalar que esta ventaja puede ser considerada ficticia, mientras no se internalicen todos los costes externos de las distintas fuentes energéticas. Por otro lado, desde la perspectiva de las políticas tecnológicas e industriales, las inversiones en el desarrollo de fuentes de energía alternativas, a pesar de sus mayores costes, pueden contribuir a la competitividad mediante la creación de prometedoras actividades económicas en mercados globales en rápido crecimiento.
- (33) UNFCCC (2009).
- (34) AIE (2009).
- (35) CE/EEA (2010).
- (36) CE/EEA (2010).
- (37) MMAMRM (2010).
- (38) CE/EEA (2010).
- (39) AIE (2008, 2009, 2010); Edenhofer et al (2009); Stern (2007); OCDE (2009) e IPCC (2007), entre otros.
- (40) El término “beneficios secundarios” o “co-beneficios” de la mitigación incluye mejoras en la seguridad del suministro energético, menor contaminación local (y coste del control), mejoras en la salud humana, incrementos en la producción agraria, menor afección a ecosistemas y ventajas en términos de empleo. Por supuesto, la mitigación implica la aparición de nuevas tecnologías, nuevos mercados y nuevas oportunidades de negocio. Por ejemplo, las inversiones en fuentes de electricidad con bajas emisiones podrían representar los \$500bn al año en 2050 (Stern 2006). Pero también supone un menor dinamismo económico en las actividades más contaminantes que se ven perjudicadas por una menor cuota de negocio como consecuencia de la introducción de nuevas tecnologías de mitigación.
- (41) McKinsey (2009); Stern (2007); Edenhofer et al (2009).
- (42) AIE (2009).
- (43) OCDE (2009). No obstante, el modelo de la OCDE no incluye algunas tecnologías de mitigación importantes y, en particular, la captura y almacenamiento de carbono (AIE, 2010).

- (44) AIE (2010a).
- (45) Esta cifra supone un 1,1% del PIB global anual entre hoy y 2050, y es similar al PIB de Italia.
- (46) AIE (2009).
- (47) AIE (2009).
- (48) EEA (2006).
- (49) Edenhofer et al (2009).
- (50) La discusión de esta subsección está basada en Hernández y del Río (2007).
- (51) Los países del Anexo I a la Convención son los países desarrollados y los países con economías en transición, es decir, todos los del bloque afín a la extinta Unión Soviética. Todos estos países coinciden prácticamente con los países del Anexo B al Protocolo de Kioto. Por lo tanto, en este documento utilizaremos indistintamente ambos términos para referirnos a ese grupo de países, así como las expresiones “no-Anexo I” y “no-Anexo B” para referirnos a los países no incluidos en esos Anexos (los países en vías de desarrollo y los países menos desarrollados).
- (52) Brander (2003).
- (53) En el caso de los países europeos, tendrán en cuenta su objetivo en el Acuerdo de Reparto de la Carga, ARC.
- (54) Stowell (2005), p. 40.
- (55) Stowell (2005).
- (56) Braden (2003).
- (57) Point Carbon (2010).
- (58) UNFCCC (2010).
- (59) UNEP (2010).
- (60) UNEP (2010).
- (61) Point Carbon (2010).
- (62) La quinta encuesta de Point Carbon muestra una insatisfacción general con el resultado de Copenhague, con un 70% de los encuestados “muy insatisfechos” o “insatisfechos” (Point Carbon, 2010).
- (63) Las expectativas de un acuerdo global se han reducido. Sólo un 37% de los encuestados por Point Carbon esperan que se logre un acuerdo global en Cancún, frente al 59% del año pasado (Point Carbon, 2010).
- (64) Gagelmann and Hansjürgens (2002) explican claramente la diferencia entre los enfoques *downstream* y *upstream*.
- (65) Esta subsección está basada en la publicación MMA (2008).
- (66) Esta subsección está basada en la publicación MMA (2008).
- (67) Excepcionalmente la Comisión podrá admitir energía no consumida en la UE de proyectos con terceros países cuando estén previstos proyectos de interconexión en determinados plazos.
- (68) MMA (2008).
- (69) Neveras y congeladores (Directiva 2003/66/EC), Hornos eléctricos (Directiva 2002/40/EC), Aires acondicionados (Directiva 2002/31/EC), Bombillas (Directiva 98/11/EC), Lavavajillas (Directiva 97/17/EC y Directiva 99/9/EC), Lavadoras (Directiva 96/89/EC), Combinación de lavadoras y secadoras (Directiva 96/60/EC) y lavadoras (Directiva 95/12/EC) y Electrodomésticos (Directiva 92/75/EC).
- (70) La crisis económica sufrida por nuestro país ha acercado la evolución de las emisiones a las previsiones del +37%
- (71) Comisión Europea (2009).
- (72) Fundación Encuentros (2010). Obsérvese que los datos son de 2006, es decir, antes del *boom* solar en nuestro país.
- (73) Véase del Río (2008) y Fundación Encuentros (2010). Para un análisis de los detalles de todas las regulaciones que han influido en la promoción E-FER, así como de su evolución, véase del Río (2008) y CNE (2010).



- (74) CNE (2011).
- (75) MITYC (2010a).
- (76) Este apartado está basado en la Quinta Comunicación española enviada a la CMNUCC (MMA 2009).
- (77) Plá (2010).
- (78) [http://www.la-moncloa.es/ServiciosdePrensa/NotasPrensa/MIN/\\_2010/ntpr20100406\\_vehiculoElectrico.htm](http://www.la-moncloa.es/ServiciosdePrensa/NotasPrensa/MIN/_2010/ntpr20100406_vehiculoElectrico.htm)
- (79) Plá (2010).
- (80) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 7.
- (81) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 6.
- (82) Amado Gil, Cambio Climático y Medio Ambiente, Gas Natural Fenosa (17 de enero de 2011).
- (83) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 7.
- (84) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 6.
- (85) Entrevistas a Elena Mateos, Mercados de CO<sub>2</sub>, Gas Natural Fenosa (6 y 18 de mayo de 2010).
- (86) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 6.
- (87) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 22.
- (88) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 7.
- (89) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 5.
- (90) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 6.
- (91) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 8.
- (92) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 8.
- (93) Fuente de estos párrafos: Entrevistas a Amado Gil, Medio Ambiente, Gas Natural Fenosa (6 de mayo y 11 de junio de 2010); Gas Natural Fenosa (2009c), pp. 12-24.
- (94) Definición de los alcances empleados para la clasificación de las emisiones de GEI contempladas por la Compañía en su herramienta:

Alcance 1. Emisiones directas de GEI, entendiéndose como tales las procedentes de fuentes que son controladas por la propia Compañía: emisiones derivadas de los centros de generación eléctrica; del transporte y distribución de gas; de los procesos de licuefacción y regasificación; del transporte de GNL; del consumo de combustibles para la extracción de carbón en minas; de los vehículos pertenecientes a la flota; y de la combustión de combustibles para la climatización de oficinas.

Alcance 2. Emisiones indirectas debidas a la generación de energía eléctrica que es adquirida por la Compañía para su propio consumo, pero que no es generada por el grupo.

Alcance 3. Emisiones indirectas derivadas de cada uno de los sistemas de los ciclos de vida, que no pueden ser controladas por la Compañía o que no tienen relación con sus actividades directas: emisiones derivadas de los procesos de extracción; tratamiento y transporte de todos los combustibles empleados; del transporte y gestión de los residuos generados; de la producción de la energía eléctrica distribuida por el grupo pero no generada por empresas del grupo; y de los desplazamientos del personal en avión, tren o cualquier otro medio de transporte no perteneciente a la flota de vehículos del grupo.

- (95) AIE (2008, 2010)
- (96) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 20.
- (97) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 80.
- (98) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 20.
- (99) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 82.
- (100) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 27.
- (101) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 27.
- (102) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 29.
- (103) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (104) Gas Natural Fenosa (2009a), p. 34.

- (105) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (106) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (107) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (108) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 28.
- (109) Gas Natural Fenosa (2009a), p. 35.
- (110) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (111) Entrevista a Marina Fernández, Inteligencia de Mercado y Estudios, Gas Natural Fenosa (24 de junio de 2010).
- (112) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 29.
- (113) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 30.
- (114) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (115) Entrevista a Blanca Losada, Directora de Gestión de Red de Electricidad de Gas Natural Fenosa, en Madrid Diario (26 de mayo de 2010).
- (116) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 41.
- (117) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (118) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 30.
- (119) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 85.
- (120) Gas Natural Fenosa (2009d).
- (121) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 40.
- (122) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 31.
- (123) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 84.
- (124) José Hurtado, Estrategia Comercial y Marketing, Gas Natural Fenosa (2 de marzo de 2011)
- (125) Más información en [www.energylab.es](http://www.energylab.es)
- (126) Manual de Eficiencia Energética (2009), Gas Natural Fenosa, p. 67.
- (127) Entrevistas a Elena González, Directora General, EnergyLab (6 de mayo y 11 de junio de 2010).
- (128) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 30.
- (129) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 39.
- (130) No obstante, desde una perspectiva dinámica, las energías renovables son la opción con un mayor potencial de reducción de costes en el tiempo, llegando a ser competitivas en distintos horizontes temporales (dependiendo de la madurez actual de las distintas tecnologías) durante los próximos 40 años.
- (131) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 39.
- (132) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 27.
- (133) Sala de Comunicación, Gas Natural Fenosa ([www.salacomunicacion.unionfenosa.es](http://www.salacomunicacion.unionfenosa.es)), 7-12-2006.
- (134) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 27.
- (135) Comisión Europea (<http://ec.europa.eu/environment/>).
- (136) AIE (2008, 2010)
- (137) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 46.
- (138) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 46.
- (139) Gas Natural Fenosa (2009a), p. 33.
- (140) Gas Natural Fenosa (2009a), pp. 33-34.
- (141) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (142) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 84.
- (143) Gas Natural Fenosa (2009a), p. 35.
- (144) AIE (2010a).

- (145) Entrevista a Marina Fernández, Inteligencia de Mercado y Estudios, Gas Natural Fenosa (24 de junio de 2010).
- (146) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 38.
- (147) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 40.
- (148) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 19.
- (149) Entrevista a Marina Fernández, Inteligencia de Mercado y Estudios, Gas Natural Fenosa (24 de junio de 2010).
- (150) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 28.
- (151) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 29.
- (152) Gas Natural Fenosa (2009a), p. 34.
- (153) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 28.
- (154) Entrevista a Marina Fernández, Inteligencia de Mercado y Estudios, Gas Natural Fenosa (24 de junio de 2010).
- (155) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (156) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (157) Gas Natural Fenosa (2009a), p. 33.
- (158) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 9.
- (159) Gas Natural Fenosa (2009a), p. 33.
- (160) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (161) Fundación Entorno, Canal Empresa Sostenible ([www.fundacionentorno.org](http://www.fundacionentorno.org)).
- (162) Gas Natural Fenosa, Canal de Eficiencia Energética ([www.empresaeficiente.com](http://www.empresaeficiente.com)).
- (163) AIE (2008, 2009).
- (164) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (165) Point Carbon (2010).
- (166) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 34.
- (167) Entrevistas a Elena Mateos, Mercados de CO<sub>2</sub>, Gas Natural Fenosa (6 y 18 de mayo de 2010).
- (168) Entrevistas a Elena Mateos, Mercados de CO<sub>2</sub>, Gas Natural Fenosa (6 y 18 de mayo de 2010).
- (169) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 29.
- (170) AIE (2008).
- (171) El resto de los sectores considerados contribuiría con un 38% (generación eléctrica), 17% (edificación) y 19% (industria).
- (172) AIE (2010a).
- (173) <http://www.iangv.org/>
- (174) Gas Natural Fenosa (2009a), p. 30.
- (175) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 39.
- (176) Gas Natural Fenosa (2009c), p. 31.
- (177) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 85.
- (178) Gas Natural Fenosa (2009b), p. 51.
- (179) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (180) Gas Natural Fenosa, Canal de Eficiencia Energética ([www.empresaeficiente.com](http://www.empresaeficiente.com)).
- (181) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (182) Gas Natural Fenosa (2009a), p. 35; Gas Natural Fenosa (2009c), p. 39.
- (183) Cuestionario a Javier Alonso, Responsable de I+D+i, Gas Natural Fenosa (28 de julio de 2010).
- (184) Entrevistas a Elena González, Directora General, EnergyLab (6 de mayo y 11 de junio de 2010).

Edición  
Gas Natural Fenosa

Elaborado por  
IE Business School

Diseño y maquetación  
Global Diseña, S. L.

Depósito legal  
M-16533-2011

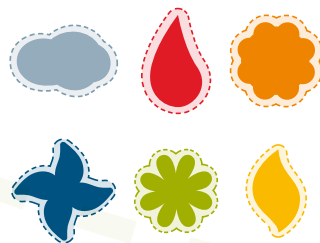
Impresión  
Global Diseña, S. L.

Impreso en papel ecológico libre de cloro

ELEMENTAL  
CHLORINE  
FREE  
GUARANTEED







gasNatural  
fenosa

[www.grandesclientes.gasnaturalfenosa.es](http://www.grandesclientes.gasnaturalfenosa.es)