

Informe publicado por
cortesía de SUELO SOLAR:
www.suelosolar.es

INFORME DE LA SUBCOMISIÓN DE ANÁLISIS DE LA ESTRATEGIA ENERGÉTICA ESPAÑOLA PARA LOS PRÓXIMOS 25 AÑOS

Congreso de los Diputados

Comisión de Industria, Turismo y Comercio

17 de Noviembre de 2010

SUELOSOLAR.ES

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	11
1.1. Consideraciones previas	11
1.1.1. Objetivo del documento	12
1.1.2. Escenarios analizados	14
1.1.3. Consideraciones sobre la prospectiva	15
1.1.4. La estructura del documento.....	16
2. EL CONTEXTO INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA CON ESPECIAL REFERENCIA A LA UNIÓN EUROPEA.....	17
2.1. Consideraciones Generales.....	17
2.2. Los compromisos internacionales	19
2.2.1. Compromisos medioambientales y de eficiencia energética	19
2.2.2. Compromisos energéticos de la Unión Europea.....	24
2.2.3. Situación del Mercado Interior	28
2.3. La demanda mundial de energía primaria	31
2.4. Disponibilidad y coste de materias primas a nivel mundial.....	33
2.4.1. El petróleo y otros combustibles.....	33
2.4.2. El gas natural	35
2.4.3. El carbón	37
2.4.4. El uranio	39
2.5. Las emisiones de CO ₂ y otros gases de efecto invernadero	40
2.5.1. Efectos de las emisiones sobre el medioambiente	40
2.5.2. La demanda y emisiones de CO ₂ a nivel mundial	41
2.5.3. Las emisiones de CO ₂ de la Unión Europea	43
2.6. La dependencia energética y la seguridad de suministro	44
2.6.1. Situación actual y factores que afectan a la dependencia.....	44

2.6.2. Factores que afectan a la seguridad de suministro	46
3. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA	49
3.1. Tendencias energéticas recientes	49
3.1.1. Intensidad energética	50
3.1.2. Dependencia energética	51
3.1.3. Efectos medioambientales.....	53
3.1.4. La demanda de energía primaria y su cobertura	54
3.1.5. La demanda final de energía y su cobertura.....	55
3.1.6. Transformación de energía primaria en energía de uso final.....	56
3.1.7. Situación actual de dependencia y fuentes de abastecimiento	58
3.2. Las energías renovables	60
3.3. Las infraestructuras energéticas.....	61
4. ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO: ESCENARIO DE CONSENSO.....	69
4.1. Limitaciones tecnológicas, derivadas de factores de instalación, económicos o de gestión del sistema.....	70
4.1.1. Evolución de la disponibilidad y coste de los combustibles fósiles y de las emisiones de efecto invernadero	72
4.1.2. Precios energéticos	73
4.1.3. Grado de desarrollo de las principales tecnologías	76
4.1.4. Costes de las tecnologías renovables	77
4.2. Variables de entorno.....	79
4.2.1. Evolución de la política energética de la Unión Europea	81
4.2.2. Evolución de las macromagnitudes económicas	84
4.2.3. Evolución de las macromagnitudes energéticas	85
4.3. Variables de decisión	87
4.3.1. Energía Primaria	87
4.3.2. Energía Final.....	88

4.3.3.Sector Eléctrico	89
4.4. Consideraciones sobre las energías renovables.....	92
4.4.1.Las energías renovables en los Escenarios de referencia eléctricos.....	94
4.5. Reparto por sectores consumidores de energía	97
4.6. Prospectiva a 2020, en el escenario de Banda de Eficiencia	98
4.7. Prospectiva a 2035, en el escenario de Banda de Eficiencia	102
5. LA ENCRUCIJADA TECNOLÓGICA	105
5.1. Consideraciones previas	105
5.2. Tecnología y sostenibilidad	109
5.3. La perspectiva española	110
5.4. Análisis de alternativas energéticas a largo plazo	111
5.4.1.Desarrollo de las tecnologías de generación	113
5.4.2.Tecnologías de almacenamiento.....	118
5.4.3.Tecnologías de transporte.	120
5.4.4.Tecnologías de gestión de red	123
6. TENDENCIAS Y OBJETIVOS DEL SISTEMA ENERGÉTICO ESPAÑOL	124
6.1. Competitividad económica.....	124
6.2.Objetivo de producción con energías renovables	126
6.3.Intensidad energética.....	129
6.4.Seguridad de abastecimiento	129
6.5.Compromisos medioambientales	130
7. CONSIDERACIONES FINALES Y CONCLUSIONES.....	132
7.1. Consideraciones finales.....	132
7.2. Conclusiones.....	136
7.2.1.Pilares del sistema energético.	136
7.2.2.Eficiencia energética	136
7.2.3.Fuentes energéticas en la generación eléctrica.....	137

7.2.4.Sectores consumidores	140
7.2.5.Infraestructuras	142
7.2.6.Investigación, desarrollo e innovación	146
7.2.7.Regulación	146
7.2.8.Prospectiva y mix energético 2020. Vectores de evolución 2035	148
7.2.9.Control Parlamentario.....	152

SUELOSOLAR.ES

ÍNDICE DE GRÁFICOS Y FIGURAS

Gráfico 1 Grado de progreso hacia los objetivos del protocolo de Kioto por parte de los países de la UE15.....	20
Gráfico 2 Evolución de emisiones de CO ₂ respecto a los objetivos por países. Desviación (%) respecto al objetivo de emisiones en 2010.....	22
Gráfico 3 Pilares del sistema energético	24
Gráfico 4 Principales novedades del paquete de medidas de la UE post 2012 para el mercado de emisiones.....	25
Gráfico 5 Infraestructuras de gas y electricidad que la UE considera prioritarias.....	26
Gráfico 6 Resumen de la regulación europea en energía.....	27
Gráfico 7 Precios de la electricidad y el gas en la UE	29
Gráfico 8 Grado de concentración del mercado	30
Gráfico 9 Demanda mundial de energía primaria según combustible en el escenario de referencia del IAE	32
Gráfico 10 Proyección de la producción mundial de combustibles líquidos (2035) ...	34
Gráfico 11 Histórico de los precios semanales de los combustibles líquidos y proyección a 2035 (precios nominales)	34
Gráfico 12 Precios medios IEA de importación de crudo (USD por barril) y proyección en los escenarios de Referencia y Escenario 450	35
Gráfico 13 Producción mundial de gas natural por región (Trillones de pies cúbicos) cúbicos).....	36
Gráfico 14 Precios esperados del gas natural (Dólares por millón de Btu).....	37
Gráfico 15 Producción mundial de carbón (cuatrillones de Btu)	38
Gráfico 16 Protección del precio de carbón (USD por millón de Btu)	38
Gráfico 17 Proyección de la producción mundial de uranio (Tn).....	39
Gráfico 18 Proyección de la evolución del precio del uranio (USD por Libra)	39
Gráfico 19 Nivel de concentración de CO ₂ en la atmósfera.....	40

Gráfico 20 Escenarios de estabilización de la concentración de CO ₂ en función de las emisiones	41
Gráfico 21 Emisiones de CO ₂ relativas a la energía según combustible y región en el escenario de Referencia del IAE	42
Gráfico 22 Reducción necesaria de las emisiones para alcanzar el escenario de 450 ppm	42
Gráfico 23 Emisiones de CO ₂ por sectores en la UE-25 (Mt CO ₂).....	44
Gráfico 24 Dependencia energética de la UE	45
Gráfico 25 Mix de consumo de energía primaria y de generación eléctrica EU27	45
Gráfico 26 Distribución de las reservas de gas y petróleo a nivel mundial	47
Gráfico 27 Distribución de las reservas, producción y consumo de petróleo a nivel mundial	48
Gráfico 28 Evolución de la intensidad energética (kep / 1000 € PIB) por países	51
Gráfico 29 Evolución del autoabastecimiento energético en España	52
Gráfico 30 Dependencia energética por países expresada como porcentaje del consumo de energía primaria.....	52
Gráfico 31 Demanda de energía primaria en TWh.....	55
Gráfico 32 Mix y capacidad de generación de electricidad del 2009	56
Gráfico 33 Diagrama de Sankey de la energía en España 2009 (Metodología AIE)	57
Gráfico 34 Porcentaje de las importaciones de petróleo respecto al PIB de España..	58
Gráfico 35 Distribución de los aprovisionamientos de gas y petróleo en España	59
Gráfico 36: Mapa de la red de transporte del Sistema Ibético	62
Gráfico 37: Comparación del grado de interconexión de España con otros países europeos.....	64
Gráfico 38: Panorámica del sector gasista en España.....	65
Gráfico 39: Logística de productos petrolíferos y puntos de producción/importación de consumo	66
Gráfico 40 Volatilidad de los precios de los combustibles fósiles	72
Gráfico 41 Escenarios de evolución de los precios del gas en España	74

Gráfico 42 Proyecciones del precio de CO ₂ en Euros constantes (EUR ₂₀₁₀ /Ton)	76
Gráfico 43 Proyecciones del precio de CO ₂ en Euros constantes (EUR ₂₀₁₀ /Ton)	76
Gráfico 44 Instalación máxima de potencia renovable	78
Gráfico 45 Requerimiento de equipos de punta según potencia renovable.....	79
Gráfico 46 Matriz de energía primaria	88
Gráfico 47 Matriz de energía final	89
Gráfico 48 Integración de las energías renovables	90
Gráfico 49 Balance eléctrico nacional.....	91
Gráfico 50 Dimensionamiento de equipos de bombeo según potencia eólica instalada	94
Gráfico 51 Balance eléctrico renovable.....	95
Gráfico 52 Análisis de costes: segmento medio-bajo de vehículos.....	96
Gráfico 53 Consumo de energía por sectores	98
Gráfico 54 Consumo de energía por sectores. Tasa de variación interanual.	98
Gráfico 55 Emisiones mundiales de CO ₂ en los escenarios Inicial y del BLUE Map. ...	108
Gráfico 56 Tecnologías clave para reducir las emisiones de CO ₂ conforme al escenario del BLUE Map	109
Gráfico 57 Estado actual de desarrollo de las principales tecnologías de generación eléctrica	113
Gráfico 58 Estado de desarrollo actual de las principales tecnologías aplicables al transporte por carretera	121
Gráfico 59 Estimación del coste de generación de electricidad en España según tipo de combustible	125
Gráfico 60 Coste de generación eléctrica (c€ ₂₀₁₀ /kWh).....	126
Gráfico 61 Participación de energías renovables en el consumo final.....	127
Gráfico 62 Participación de energías renovables en el transporte	128
Gráfico 63 Participación de las energías renovables en el consumo fina	128
Gráfico 64 Intensidad energética 2009-2020	129

Gráfico 65 Dependencia energética	130
Gráfico 66 Proyección de emisiones de CO ₂ -eq en España	131
Gráfico 67 Proyección de emisiones de CO ₂ -eq en la generación eléctrica en España	131

SUELOSOLAR.ES

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Grado de cumplimiento de los objetivos de Kioto; situación por países en 2008	21
Tabla 2 Evolución de emisiones de CO ₂ respecto a los objetivos por países. Desviación (%) respecto al objetivo de emisiones en 2010	22
Tabla 3 Evolución precio del gas en España; Euros constantes (2010) por MWh	74
Tabla 4 Escenarios más probables para la conferencia sobre cambio climático de Cancún	82
Tabla 5 Macromagnitudes económicas adoptadas en la creación de los escenarios (Banda de Eficiencia)	85
Tabla 6 Macromagnitudes energéticas adoptadas en la creación de los escenarios (Banda de Eficiencia)	86
Tabla 7 Consumo de energía primaria.....	88
Tabla 8 Consumo de energía final	89
Tabla 9 Balance eléctrico nacional	91
Tabla 10 Principales magnitudes de la prospectiva energética en el escenario de Banda de Eficiencia en 2020.....	99

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Consideraciones previas

En la historia de la humanidad el descubrimiento de nuevas fuentes de energía ha jugado un papel transcendental en el desarrollo económico y social. En sus comienzos y hasta hace muy pocos años, los sistemas energéticos estaban ligados a las características del medio natural y el avance de los conocimientos en cada época.

La era del carbón a gran escala, seguida del petróleo y el gas, han sustentado el desarrollo tecnológico y social, desde los albores de la revolución industrial hasta nuestros días. Las fuentes energéticas actuales incluidas las renovables, en las formas que hoy conocemos, son energías de transición en un mundo que avanza aceleradamente en la nueva era de la globalización y que está sumido en una encrucijada energética y ambiental cuya solución requiere acuerdos de ámbito global, pero también compromisos a escala europea, que se trasladen a la legislación de cada país también con el máximo consenso.

Los problemas actuales tenderán a agravarse. A la dificultad de adoptar decisiones globales por la complejidad de la coyuntura geopolítica, motivada en parte, por las enormes diferencias en el desarrollo de los países de la comunidad internacional, se añaden tres factores que se interrelacionan entre sí:

- El crecimiento de la población mundial, sobre todo en países emergentes y en vías de desarrollo, que eleva las necesidades de energía a un ritmo sin precedentes.
- Este ritmo de crecimiento de la demanda de energía, produce a su vez una disminución del periodo que hasta ahora se estimaba para el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles,
- El progresivo aumento de la temperatura media del Planeta, como consecuencia del alto porcentaje de combustibles fósiles que se emplean para satisfacer la demanda energética mundial y su responsabilidad en la concentración de gases de efecto invernadero en la atmosfera.

Para superar estos desafíos se requieren políticas de alcance mundial que no acaban de producirse a pesar de los esfuerzos de la ONU y de Europa de manera destacada. Los intereses en juego han resultado tan divergentes, que las diferentes Conferencias Mundiales para prevenir el Cambio Climático, desde Kioto hacia Copenhague, no han alcanzado acuerdos definitivos aunque sí se está avanzando en la dirección correcta.

Ante esta situación es esencial disponer de una visión más amplia de los desafíos a los que estamos abocados y analizarlos desde todos los puntos de vista posibles, así

como realizar prospectivas periódicas sobre las características, dificultades y tendencias del modelo energético que permita asegurar el abastecimiento de la creciente población mundial, y hacerlo de forma sostenible.

Es esencial disponer los recursos necesarios para acelerar el cambio tecnológico que haga posible el desarrollo de energías renovables más eficientes, y también es importante, alcanzar un alto grado de concienciación ciudadana y actuar de forma coordinada y simultánea desde diferentes ámbitos: político, económico, social, medioambiental y tecnológico.

Para Europa, que tiene una fuerte dependencia energética, es sumamente importante avanzar en el campo del autoabastecimiento y solo será posible con energías de futuro ya sean renovables, nuclear o de carbón limpio. Para España con una dependencia aún mayor es esencial además alcanzar un grado óptimo de interconexión con Europa y acertar en la transición y la transformación del modelo energético, como trata de reflejar este informe.

1.1.1. Objetivo del documento

La energía constituye uno de los ejes centrales de la economía y el motor del desarrollo y la estabilidad de la sociedad. Garantizar, en términos de país, la disponibilidad de un sistema de abastecimiento energético fiable, competitivo y sostenible es una de las grandes exigencias del siglo XXI

Nuestro sistema energético está condicionado por los esfuerzos para conseguir la seguridad en el suministro de las fuentes de energía primaria, por las elevadas emisiones de CO₂, y la necesidad de reducir el impacto sobre el medio ambiente, así como la elevada dependencia, superior a la media europea y también por el aislamiento de nuestra red básica del resto del continente además de otros problemas que afectan al conjunto del sistema y que necesitan ser solucionados cuanto antes, y es deseable que sea con el máximo consenso, si queremos alcanzar un futuro energético eficiente, sostenible y competitivo.

En este contexto, se hace patente la necesidad de estudiar a largo plazo la evolución de la matriz energética y las circunstancias específicas que condicionarán esta evolución en España.

El Congreso de los Diputados, consciente de esta realidad, creó en mayo del pasado año, por unanimidad de todos los grupos parlamentarios, una Subcomisión de análisis de la prospectiva energética española para los próximos 25 años. El objetivo de la Subcomisión es elaborar un informe que tras analizar los distintos aspectos de la energía tanto a nivel mundial como europeo y nacional, recogiera un conjunto de consideraciones y propuestas sobre el futuro del sector energético español en el horizonte de 2035.

Durante más de un año de trabajo, la Subcomisión ha recibido las aportaciones de más de 60 comparecientes, representantes de todos los sectores de la energía, de los Organismos Reguladores, de los operadores del sistema, de los ámbitos científicos y académicos, de los expertos y consultores, de los Centros especializados de la Administración y desde varios Ministerios, especialmente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que siempre nos prestó su colaboración y la información que le solicitamos. Todos ellos han presentado detallados informes ante los miembros de la subcomisión, que agradecemos y que han sido de inestimable valor para la elaboración de este documento.

El análisis de la situación actual de nuestro sector energético es el punto de partida para comprender los comportamientos del futuro. La dimensión interna del sector energético, las características que lo definen, como el marco regulatorio o la seguridad de suministro pasando por el modelo tarifario o la integración de las energías renovables, entre otras consideraciones, serán objeto de este estudio.

El Informe extrae una serie de conclusiones acerca de determinadas características de la estrategia energética española que deben permitir un aumento de la competitividad de la economía en condiciones equitativas en el mercado interior y global. En dicho sentido, se analizan parámetros como la intensidad energética o la evolución de los precios de la energía en los diferentes escenarios contemplados así como su repercusión sobre la competitividad de la economía.

También se analiza el impacto que tendrán, en la conformación de la estrategia energética española, las medidas para estabilizar las concentraciones de los gases de efecto invernadero en los diferentes escenarios.

Existe cierto consenso en la comunidad internacional de la necesidad de adoptar todas las medidas necesarias para impedir un incremento de la temperatura del planeta superior a los 2º centígrados, si bien varios países en desarrollo apuntan más hacia valores de 1,5º centígrados.

La Subcomisión ha elaborado distintos escenarios de futuro, con el objeto de establecer los parámetros y vectores de actuación que van a definir la estrategia energética de España en el largo plazo. Esta estrategia debe de ser capaz de alcanzar los compromisos adquiridos en el seno de la UE, hasta 2020 y a partir de ese punto, tener en cuenta una serie de hipótesis y vectores de evolución y comportamiento, que permitan alcanzar los nuevos objetivos que se fijen para 2035.

Por último el informe, tras analizar todas las cuestiones inherentes a la situación de la energía tanto a nivel mundial como europeo y nacional, recogerá un conjunto de consideraciones, recomendaciones y un apartado de **conclusiones** sobre el medio y largo plazo de la energía española que esperamos sean útiles para la sociedad y para

el conjunto del sector de la energía, de forma que contribuya a hacerlo más seguro, más competitivo y más sostenible al mismo tiempo que acentúe su perfil de motor para la creación de empleo y riqueza del país.

1.1.2. Escenarios analizados

Para poder realizar dichas hipótesis, se construyen diversas imágenes del futuro que recogen por un lado los factores exógenos al sistema energético -como son los precios de la energía en los mercados internacionales, los acuerdos ambientales a nivel internacional y su grado de cumplimiento, los precios de la tonelada de CO₂ o la evolución de la economía mundial- y, por el otro, los factores propios del sistema energético nacional -tales como la demanda de energía, el potencial de las fuentes autóctonas, el parque de generación eléctrica, la evolución de las tecnologías y de los sistemas de gestión de la energía o las apuestas políticas en ámbitos tan importantes como el ahorro y la eficiencia energética o las energías renovables-. El conjunto de todos los factores considerados y de su comportamiento conforman los distintos escenarios considerados en este estudio.

Se analizan diferentes escenarios al objeto de cubrir con verosimilitud la evolución futura del sistema energético nacional. De todos ellos, se han elegido una serie de escenarios centrados en torno a dos bandas, de forma análoga a la propuesta de la Agencia Internacional de la Energía en su último informe.

a) El escenario de Banda Tendencial

En primer lugar, se considera una banda de escenarios para identificar el futuro en ausencia de acción política y social para hacer frente a los retos que se plantean en el ámbito de la energía y el medioambiente. Este escenario, denominado Banda Tendencial, implica una situación en la que las políticas introducidas en nuestro sistema hasta la actualidad no tienen seguimiento durante los próximos años.

A nivel global el escenario de Banda Tendencial viene representado por aquel donde no cambian las políticas energéticas aunque sí se tienen en cuenta los efectos a corto plazo de las medidas económicas y legislativas vigentes. En éste escenario las emisiones de GEI a nivel mundial crecerían desde las 29 Gt emitidas en 2007 a las 40 Gt previstas en 2030, casi tres veces superiores al nivel de emisiones sostenibles del planeta. Es un escenario que resulta inviable desde el punto de vista climático, económico y social.

b) El escenario de Banda de Eficiencia

Se considera, por otro lado, como escenario más plausible el denominado de Banda de Eficiencia que refleja una situación en la que se mantuviera de forma sostenida en el tiempo una política energética activa comprometida con el cambio climático,

impulsando continuas mejoras en la eficiencia y el ahorro energético y planes ambiciosos de políticas de energías renovables.

El escenario de Banda de Eficiencia, se corresponde a nivel global, con el escenario alternativo de la AIE que incluye medidas para estabilizar las concentraciones de CO₂ en 450 ppm y limitar el aumento de la temperatura del planeta a 2°C. Para conseguirlo se necesitan fuertes inversiones en tecnologías renovables y eficiencia energética principalmente, así como nuevos compromisos de todos los países para estabilizar el clima. En este escenario, tras un periodo de crecimiento a corto plazo, se reducirían las emisiones anuales para mantenerlas por debajo de los niveles actuales.

La configuración de escenarios se complementa con unos ejercicios de modelización energética, es decir con la aplicación de uno o varios modelos para la simulación del sistema energético

Los resultados obtenidos permiten cuantificar las tendencias de futuro y evaluar el grado de cumplimiento de los compromisos que España está adquiriendo para el futuro así como la fortaleza estratégica de nuestro país en cuanto al suministro de energía. En este aspecto, los escenarios y las modelizaciones aplicadas cubren un abanico de posibilidades satisfactorio.

1.1.3. Consideraciones sobre la prospectiva

La prospectiva energética requiere realizar predicciones sobre la evolución futura de ciertas variables importantes y, por lo tanto, construir diversas imágenes del futuro que incluyan tanto los factores exógenos al sistema energético como son, por ejemplo, los precios de la energía en los mercados internacionales, los acuerdos ambientales a nivel internacional y su grado de cumplimiento, los precios de la tonelada de CO₂ o la evolución de la economía mundial, así como los factores propios del sistema energético: la demanda de energía, el potencial de las fuentes autóctonas, el parque de generación eléctrica, la evolución de las tecnologías y de los sistemas de gestión de la energía y, también, las apuestas políticas en ámbitos tan importantes como el ahorro, la eficiencia y las energías renovables. Realizar por tanto predicciones sobre la evolución de muchas de estas variables introduce márgenes de error elevados – por la amplitud del período considerado, 25 años– que hay que ponderar y ajustar con nuevos análisis de carácter periódico.

Por otro lado, los óptimos parciales en los tres indicadores que se glosaban anteriormente (competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad del sistema energético), no coinciden con el óptimo global y además, sus avances se mueven en sentidos divergentes, (el ejemplo más claro y comentado lo constituyen los objetivos parciales de penetración de las energías renovables y el de competitividad del

sistema energético). Por tanto, además de realizar una prospectiva que ayude a entender cuál es la sensibilidad de ciertas variables bajo diversas hipótesis de escenarios, la dificultad de definir la política energética radica en el hecho de tener que buscar continuamente soluciones de compromiso entre los tres objetivos antes citados, de manera que el óptimo global se sitúe en una zona satisfactoria en términos de competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad.

1.1.4. La estructura del documento

Bajo estas premisas el documento consta de tres partes bien diferenciadas y un capítulo final de conclusiones.

La primera parte se ocupa de analizar el contexto internacional de la energía con especial referencia a la Unión Europea, (Capítulo 2) y la situación en España (Capítulo 3). En el Capítulo 2 se analiza la disponibilidad y coste de las materias primas, de las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero, el problema de la dependencia energética y seguridad de suministro y el estado de desarrollo en que se encuentran las tecnologías energéticas.

En el Capítulo 3, se analiza la situación del sector de la energía en España. En él, se hace una revisión de las características de la demanda de energía primaria y energía final en el sistema energético español, prestando especial atención a determinados elementos vinculados al mismo, como son la intensidad energética, la situación actual de dependencia y la garantía de abastecimiento, entre otros.

En la segunda parte, Capítulo 4, se realiza una descripción de los elementos que definen el escenario de evolución más plausible adoptado para el sistema energético español y se realiza una caracterización de las principales variables de dicho escenario de acuerdo con los compromisos adquiridos en el seno de la UE, que deben ser alcanzados en el horizonte del año 2020. Con ese mismo escenario se analizan los vectores de evolución hasta 2035 tal como fija la resolución por la que se crea ésta Subcomisión. El escenario adoptado es el que se corresponde con el Escenario de Banda de Eficiencia, que ha sido descrito en el punto 1.1.2.

La tercera parte del documento Capítulo 5, recoge de forma separada dada su importancia, una serie de reflexiones sobre el papel clave de las tecnologías energéticas y su evolución en la consecución de los objetivos marcados en el contexto insoslayable de la sostenibilidad.

Por último, el documento recoge una serie de conclusiones adoptadas por la Subcomisión y que se refieren a los elementos que han de definir el camino a seguir en el despliegue de la política energética española a medio y a largo plazo.

2. EL CONTEXTO INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA CON ESPECIAL REFERENCIA A LA UNIÓN EUROPEA

2.1. Consideraciones Generales

Las características más relevantes del sistema energético están relacionadas con el elevado consumo de energía de los países emergentes que reflejan las transformaciones políticas, económicas y sociales que se están produciendo en el mundo. En los últimos 15 años el 90% del crecimiento del consumo energético mundial se ha producido en los países emergentes más relevantes, los conocidos con el acrónimo BRIC (Brasil, Rusia, India y China). Mientras los países de la OCDE en los últimos 20 años han tenido un crecimiento económico medio del 2,2%, el de los países emergentes ha sido del 4,7%.

En el periodo comprendido desde 1995 a 2005 los precios del petróleo se han mantenido con cierta estabilidad y con crecimientos moderados. Desde 2005 sin embargo, se ha producido un fuerte incremento del nivel de precios con períodos de elevada volatilidad. Solo en los últimos 2 años el barril de petróleo subió hasta 150\$, bajó hasta los 40\$, volvió a subir hasta los 100\$ y ahora cotiza en el entorno de los 80\$.

Las reservas de petróleo mundiales se han incrementado un 63,2 por ciento desde 1985, muy por encima del crecimiento de la producción, del 42,4 por ciento. En consecuencia, la ratio de reservas sobre producción, es decir, la vida estimada de los yacimientos de petróleo, se ha incrementado. Si en 1985 se estimaba que las reservas ya probadas garantizaban la producción durante 37 años más, actualmente aseguran una producción durante 42 años adicionales.

Por su parte, el crecimiento del gas natural durante este período ha sido muy importante, con un crecimiento de la producción del 90 por ciento, en línea con el incremento de las reservas probadas.

En su conjunto, los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) representan casi el 90 por ciento de las fuentes de energía primaria, prácticamente el mismo nivel que alcanzaban en 1985.

Desde esta fecha, los cambios más significativos han sido la ligera caída del petróleo (que ha reducido cuatro puntos porcentuales su participación, hasta el 35 por ciento), suplida en su totalidad por el gas natural (cuya participación ha aumentado en estos cuatro puntos, hasta el 25 por ciento), mientras el carbón ha mantenido estable su cuota en el 30 por ciento.

El 10 por ciento de la energía primaria no cubierto por los combustibles fósiles resulta una cifra todavía reducida, y sin embargo representa una cuña en la matriz

energética que tendrá un impacto duradero en la configuración del sector durante los próximos años. Para ello ha sido necesaria la interiorización social, económica y política, de las consecuencias que el modelo energético del último siglo estaba teniendo sobre el equilibrio del planeta. Hoy, el mundo científico, Naciones Unidas y un buen número de Gobiernos, están aunando sus esfuerzos para lograr implantar modelos energéticos menos contaminantes y más sostenibles.

Las tecnologías de aprovechamiento de las fuentes energéticas renovables representan la mejor apuesta para esta conciliación entre la necesidad energética de las economías y el respeto al medio ambiente. Las tecnologías renovables son el resultado de un esfuerzo innovador de muchas décadas que, gracias a la apuesta pionera de los Gobiernos, de los investigadores y de las empresas, ha permitido el desarrollo a nivel comercial de muchas tecnologías, algunas de las cuales están ya cerca de resultar competitivas con las fuentes tradicionales.

Gracias a la sostenibilidad de sus fuentes, a la reducción de las emisiones contaminantes, a que contribuyen a reducir la dependencia energética de los países, al componente tecnológico que incorporan, y a que favorecen el desarrollo de zonas rurales y un mejor aprovechamiento de los recursos, las energías renovables constituyen la principal apuesta de los Gobiernos para, durante las próximas décadas, configurar una matriz energética sostenible en todos los sentidos, económica, social y medioambientalmente.

Es necesario considerar también por su importancia y por su valor neto para la sociedad las políticas basadas en el ahorro y la eficiencia energética: consumir menos energía para producir lo mismo, es decir, utilizar menos recursos manteniendo el nivel de bienestar. Las potencialidades del ahorro energético son muy notables como lo demuestra el hecho de que la mayoría de los países que han tenido un proceso de desarrollo económico han mejorado al mismo tiempo su eficiencia energética.

Las actividades de los sectores primario y secundario son más intensivas en consumo energético, mientras que el desarrollo del sector terciario se traduce en un aprovechamiento más eficiente de los recursos. Las tecnologías de la información y la comunicación ofrecen inmensas oportunidades en este sentido.

La convergencia entre las tecnologías de la información y la comunicación con el ahorro y la eficiencia energética, mediante el desarrollo de redes inteligentes y que hacen posible la generación distribuida, diluirá en el futuro las diferencias de intensidad energética entre los sectores productivos, y contribuirá a mejorar la eficiencia energética agregada de las economías.

La historia del desarrollo económico de los países demuestra que existen modelos muy diferentes de crecimiento y de intensidad energética. Corea del Sur, por ejemplo, tiene una intensidad energética que prácticamente duplica la de Italia, pese a que la renta per cápita de ambos países es muy similar.

A su vez, las economías de Rusia, Canadá y China tienen una intensidad energética muy alta (un consumo que supera las 250 toneladas equivalentes de petróleo por cada millón de dólares en paridad de poder de compra de producción), pese a que el grado de desarrollo económico de los tres países es muy distinto.

En definitiva, existen modelos muy diferentes de crecimiento y de producción, en cuanto a su intensidad energética se refiere. Esta heterogeneidad demuestra la existencia de espacios para apostar por un modelo sostenible en el largo plazo, favoreciendo la transición de las economías hacia eslabones superiores de la cadena de valor, que permitan un aprovechamiento más eficiente de los recursos disponibles.

2.2. Los compromisos internacionales

2.2.1. *Compromisos medioambientales y de eficiencia energética*

A nivel internacional los compromisos más importantes están ligados al Protocolo de Kioto. Este Protocolo fue aprobado por la Unión Europea en Febrero de 2002, tras su ratificación por parte de Rusia.

El Protocolo de Kioto es un instrumento internacional destinado a luchar contra el cambio climático y representa el compromiso de la mayoría de Estados desarrollados de reducir las emisiones de los gases que producen el efecto invernadero.

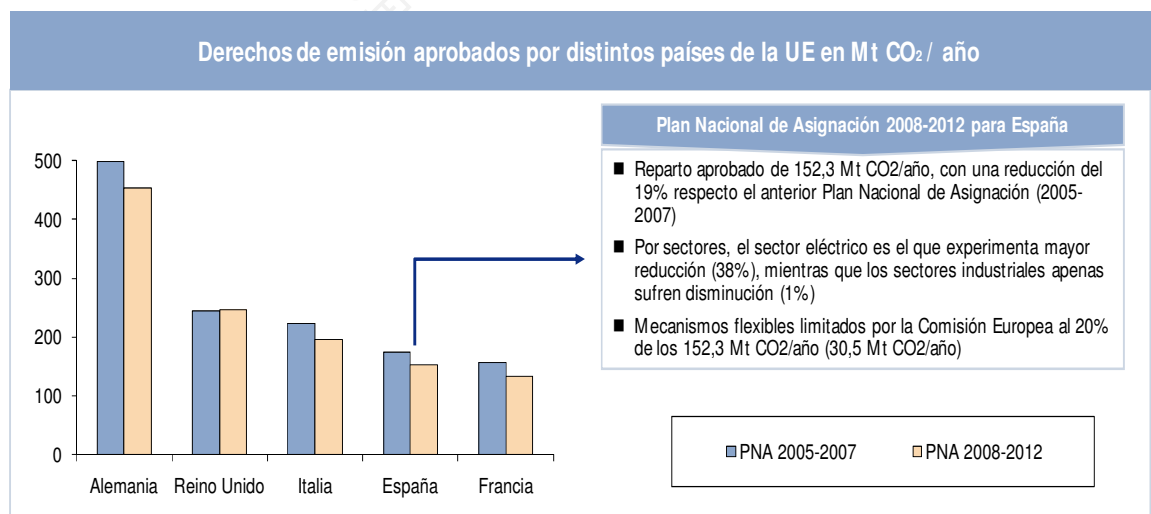
Con el compromiso de lograr los objetivos del protocolo de Kioto, la Unión Europea debe reducir conjuntamente sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 8 % con respecto al nivel de 1990 durante el periodo 2008 y 2012. Este objetivo se reparte de forma diferente entre cada uno de los Estados miembros.

En este sentido, en la Unión Europea se han puesto en marcha distintas estrategias y medidas para reforzar las políticas nacionales de reducción de las emisiones y dotar de mayores mecanismos de coordinación a los países miembros:

- Apoyo de las fuentes de energía renovables.
- Incentivación de las tecnologías de carbón limpio y sumideros de carbono.
- Fomento de la eficiencia energética.
- MAC, Mecanismos de aplicación conjunta (entre países desarrollados).
- MDL, Mecanismos de Desarrollo Limpio (entre países desarrollados y países en vías de desarrollo).
- Creación del mercado europeo de derechos de emisión de CO₂ (Directivas 2003/87/CE y 2004/101/CE):

- Se fundamenta en la compra/venta de derechos o créditos de emisión entre países. De esta manera, aquellos Estados que reduzcan sus emisiones más de lo comprometido pueden vender los créditos de emisiones excedentarios a los países que consideren más difícil satisfacer sus objetivos.
- Incluye a los principales sectores industriales y las instalaciones de combustión de más de 20 MW.
- Implica sanciones económicas por exceso de emisión sobre los derechos asignados (40 € / t CO₂ en 2005-2007; 100 € / t CO₂ a partir de 2008).
- Cada país debe elaborar un Plan Nacional de Asignación (2005-2007; 2008-2012) que determine la cantidad de derechos de emisión gratuitos para cada instalación.

Gráfico 1 Grado de progreso hacia los objetivos del protocolo de Kioto por parte de los países de la UE15



Fuente: DGTREN y Planes nacionales de asignación

El impacto los Planes nacionales de asignación 2005-2007 ha tenido un efecto limitado en la reducción global de emisiones. Esta circunstancia se debe a que estos planes fueron en muchos casos poco ambiciosos:

- Objetivos poco ambiciosos para sectores industriales (salvo el eléctrico).
- A las empresas les sale más barato comprar derechos que cambiar a tecnologías eficientes.

- En 2006, en Europa se emitieron menos toneladas de CO₂ que las asignadas gratuitamente por los gobiernos (sólo 5 países superaron la cuota de emisión, entre ellos Italia, España y Reino Unido).

Por este motivo, los planes nacionales de asignación para el periodo 2008-2012 son más ambiciosos, disminuyendo los derechos de emisión para cada uno de los países miembros y corrigiendo parte de los problemas identificados en los planes nacionales de asignación del periodo anterior (2005-2007).

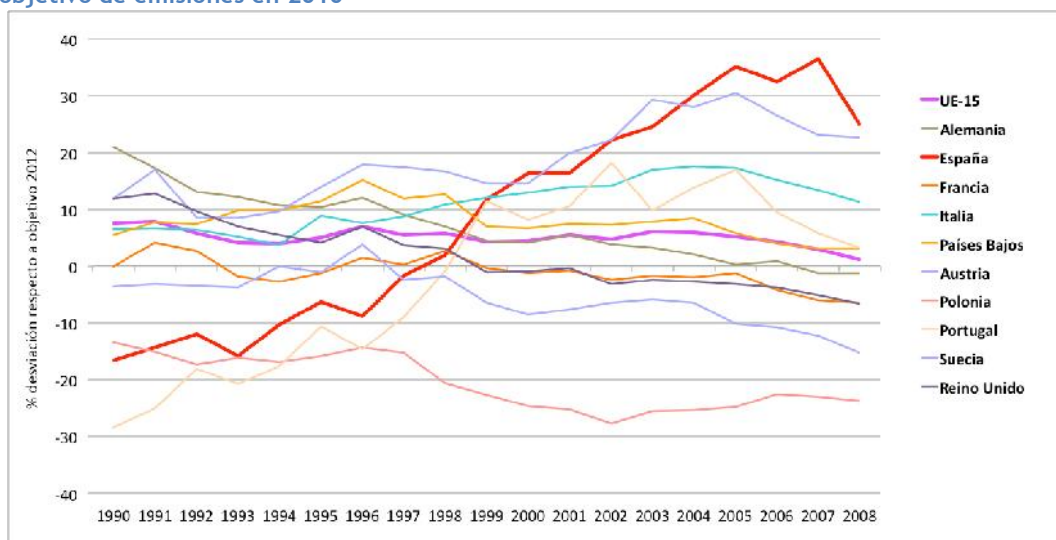
A pesar de todo, el avance de la Unión Europea durante los últimos años ha sido importante, tal y como se refleja en los datos de 2008, recogidos en la Tabla 1, y en el Gráfico 2, año en el que las emisiones fueron 93,1% en porcentaje sobre la base de 1990, es decir las emisiones se redujeron en un 6,9%.

Tabla 1 Grado de cumplimiento de los objetivos de Kioto; situación por países en 2008

	% sobre emisiones del año base (1990) en 2008	Objetivo en 2012 de % sobre emisiones del año base	Diferencia
UE-15	93,1 %	92%	-1,1%
Alemania	78%	79%	-1%
España	140%	115%	25%
Francia	94%	100%	-7%
Italia	105%	94%	11%
Países Bajos	97%	94%	3%
Austria	110%	87%	23%
Polonia	70%	94%	-24%
Portugal	130%	127%	3%
Reino Unido	89%	104%	-15%

Fuente: EEA - Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2009

Gráfico 2 Evolución de emisiones de CO₂ respecto a los objetivos por países. Desviación (%) respecto al objetivo de emisiones en 2010



Fuente: EEA (Agencia Europea del Medio Ambiente) - Tendencias y proyección de emisiones de gases de efecto invernadero en Europa 2009¹

Tabla 2 Evolución de emisiones de CO₂ respecto a los objetivos por países. Desviación (%) respecto al objetivo de emisiones en 2010

	UE-15	Alemania	España	Francia	Italia	Países Bajos	Austria	Polonia	Portugal	Suecia	Reino Unido
1990	7,5	20,9	-16,6	-0,1	6,5	5,5	11,9	-13,5	-28,4	-3,6	11,9
1991	7,9	17,2	-14,4	4,1	6,7	7,7	17	-15,1	-25,1	-3,1	12,8
1992	5,7	13,1	-11,9	2,7	6,3	7,4	8,5	-17,4	-18,1	-3,5	9,6
1993	4,1	12,2	-15,8	-1,9	5,1	9,8	8,5	-16,2	-20,7	-3,7	6,9
1994	4	10,7	-10,4	-2,8	3,7	9,8	9,6	-16,9	-17,7	-0,1	5,5
1995	5	10,4	-6,3	-1,2	8,9	11,4	14	-15,9	-10,7	-1,1	4,2
1996	6,9	12	-8,8	1,4	7,6	15,2	17,9	-14,3	-14,7	3,9	6,9
1997	5,4	9	-1,7	0,2	8,7	11,9	17,4	-15,3	-9	-2,5	3,7
1998	5,8	7	1,9	2,6	10,9	12,6	16,6	-20,6	-1	-1,8	3,1
1999	4,3	4,4	11,8	-0,4	12,1	7	14,5	-22,7	11,5	-6,5	-1,1
2000	4,5	4,1	16,4	-1,2	12,9	6,7	14,6	-24,7	8,2	-8,6	-0,9
2001	5,5	5,4	16,3	-0,8	13,9	7,4	19,9	-25,3	10,6	-7,7	-0,4
2002	4,8	3,8	22,1	-2,5	14,1	7,2	22,1	-27,7	18,2	-6,5	-3,2
2003	6	3,3	24,6	-1,7	16,9	7,8	29,3	-25,5	9,8	-5,8	-2,4
2004	5,9	2,1	30,1	-2	17,6	8,4	28	-25,4	13,8	-6,4	-2,7
2005	5,2	0,3	35,2	-1,3	17,3	5,7	30,5	-24,8	17	-10,2	-3,2
2006	4,3	0,8	32,5	-4,2	15,2	4	26,5	-22,5	9,5	-10,8	-3,8
2007	2,9	-1,3	36,4	-6	13,4	3,1	23	-23	5,8	-12,3	-5,1
2008	1,1	-1,3	25	-6,5	11,3	3,1	22,6	-23,8	3,3	-15,3	-6,6
Objetivo	92	79	115	100	93,5	94	87	94	127	104	87,5

Fuente: EEA (Agencia Europea del Medio Ambiente) - Tendencias y proyecciones de emisión de gases de efecto invernadero en Europa 2009

Si se mantiene el ritmo actual, en el año 2012 las emisiones conjuntas de la UE15 se habrán reducido un 6,8% sobre el año base. Por este motivo, se han puesto en

¹Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2009

marcha nuevas medidas que posibilitarán al conjunto de la Unión Europea alcanzar los objetivos de Kioto de una manera satisfactoria.

A escala global, el Protocolo de Kioto se ha mostrado insuficiente para producir un impacto significativo sobre el cambio climático, ya que:

- Algunos países desarrollados como EE.UU. y Australia, con importantes reservas de carbón no ratificaron el Protocolo.
- El acuerdo sólo incluye a los países desarrollados y no a las economías en vías de desarrollo, que por su elevado crecimiento tendrán las mayores necesidades de consumo de energía durante los próximos años.
- Muchos países han optado por mecanismos alternativos más flexibles para no limitar su crecimiento y competitividad, retrasando de manera significativa la toma de decisiones con impacto real.

Con el objetivo de reemplazar el Protocolo de Kioto y aumentar el impacto de sus medidas, se han llevado a cabo negociaciones para lograr un acuerdo vinculante, firmado por todas las principales economías (tanto países desarrollados, como no desarrollados).

El inicio de estas negociaciones tuvo lugar en Noviembre 2007 en Bali y culminó, en Diciembre de 2009, con la Conferencia Internacional sobre el cambio climático de Copenhague, en la que no se logró aprobar oficialmente el documento final (carece de carácter vinculante).

Aunque en el acuerdo final, se mantiene el objetivo de que la temperatura global no aumente más de dos grados centígrados, no se establecen mecanismos concretos para lograrlo y tampoco se incluyen las recomendaciones del IPCC que pedían la reducción de emisiones entre un 25% y un 40%, sobre el nivel que tenían en 1990 para el año 2020.

El acuerdo debe ser desarrollado en los próximos meses y los resultados de los avances en la negociación serán presentados en la Conferencia contra el cambio climático, que tendrá lugar en Cancún a finales del año 2010.

En el futuro se espera que se adopten medidas más ambiciosas para luchar contra el cambio climático. En concreto, la Unión Europea ya ha establecido compromisos unilaterales adicionales para la reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero en el 2020(respecto a valores de 1990), que podría ser ampliado al 30% en función de que otros países adquieran compromisos comparables, e incluso se ha propuesto la posibilidad de fijar un porcentaje de entre el 60-80% en el 2050.

En todos estos escenarios, será necesario tomar decisiones sobre las tecnologías que deben priorizarse para cumplir los objetivos de estos compromisos.

2.2.2. Compromisos energéticos de la Unión Europea

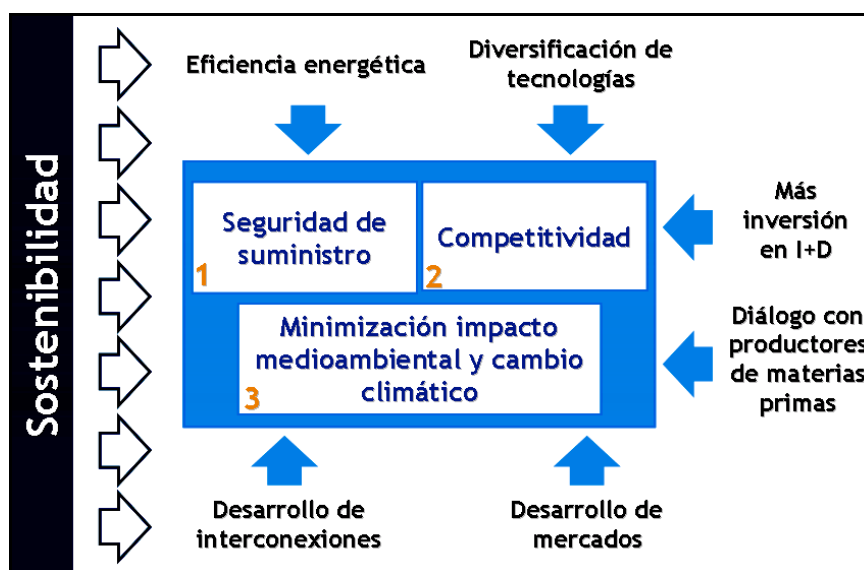
En Europa, para avanzar en una Política Energética, la Comisión Europea propuso en Enero de 2007 un conjunto de medidas, ratificadas en Marzo de 2008 por la Presidencia del Consejo Europeo y que se basan en tres pilares fundamentales:

1. Seguridad de suministro.
2. Aumento de la competitividad de la economía europea en condiciones equitativas en el mercado interior y global.
3. Lucha contra el cambio climático y protección del medio ambiente.

Estos objetivos se han concretado en tres compromisos principales, que se conocen como el paquete energético de la UE y que deben alcanzarse en 2020; los tres se encuentran íntimamente ligados entre sí y marcarán la política energética y medioambiental a medio y largo plazo:

1. Disminuir un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a las de 1990.
2. Alcanzar, como objetivo vinculante, el 20% de energías renovables en el consumo de energía final (incluyendo el aumento del uso de energías renovables en el transporte hasta un 10% del consumo energético en este sector).
3. Lograr una mejora de la eficiencia energética del 20% respecto al escenario tendencial.

Gráfico 3 Pilares del sistema energético



En el esquema representado se han tenido en cuenta los compromisos del tercer paquete energético de la UE, al que hemos hecho referencia así como las cuestiones principales que emanan de los pilares del sistema energético europeo.

Esta estrategia se ha materializado en un plan de acción que incluye las siguientes medidas:

A. Actualizar el régimen de derechos de emisión.

Gráfico 4 Principales novedades del paquete de medidas de la UE post 2012 para el mercado de emisiones

Reparto de derechos de emisión centralizado	<ul style="list-style-type: none"> Se fija un objetivo global de reducción del 10% en 2020 respecto a 2005 y se establecen objetivos nacionales de limitación o reducción de las emisiones. La asignación gratuita será centralizada por la Comisión Europea, desapareciendo de esta manera los Planes Nacionales de Asignación. No hay asignación gratuita para la producción de energía (salvo excepciones). Los límites de emisión para los sectores cubiertos por el sistema (generación eléctrica, sectores de uso intensivo de la energía, y, a partir de 2012, el transporte aéreo) se reducirán anualmente hasta que, para 2020, el número de cuotas de emisión sea un 21% inferior a los niveles de 2005. o lo que es lo mismo se reduce anual y linealmente un 1,74%.
Se introduce la subasta	<ul style="list-style-type: none"> Se da un peso mucho mayor al sistema de subasta, siendo éste el método de asignación para el sector eléctrico (salvo un régimen de excepciones para los nuevos Estados miembro), fomentando una introducción gradual del sistema de subastas para los sectores industriales que no están expuestos a fugas de carbono.
Nuevos sectores	<ul style="list-style-type: none"> Se incluye el sector del transporte aéreo en el comercio de derechos de emisión a partir de 2012. Se incluye toda instalación de combustión > 20MW Posibilidad de exclusión voluntaria de pequeños emisores para instalaciones < 35MW y con emisiones inferiores a 25.000 tCO₂eq y Capacidad térmica), a petición de los estado miembros. Potencialmente podrían entrar otros sectores del transporte como el marítimo en 2015.

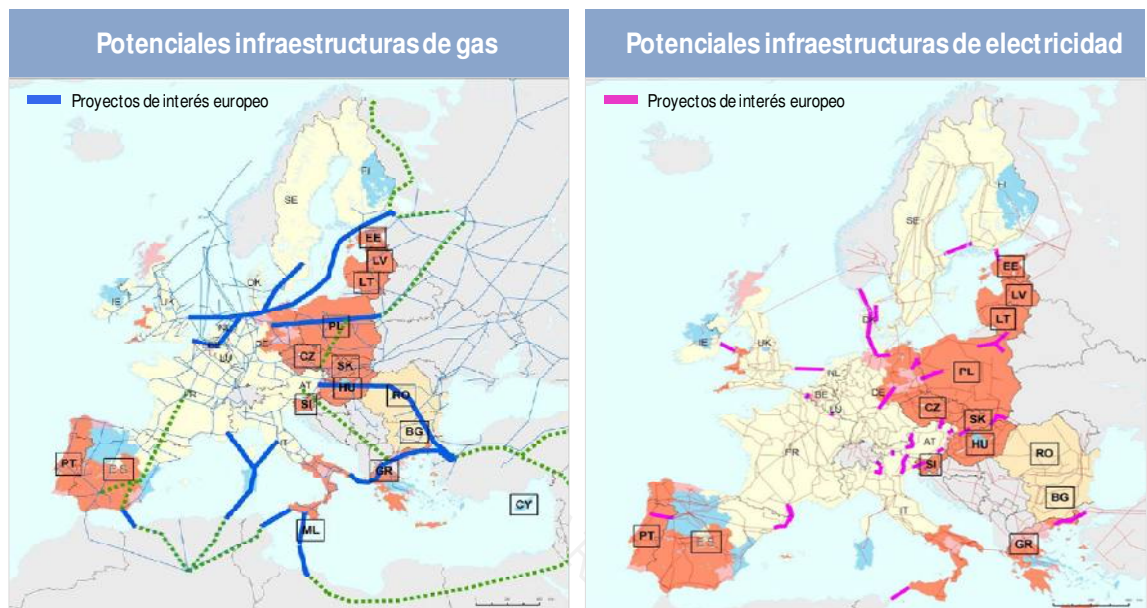
Fuente: DGTREN

B. Promover de la inversión en nuevas infraestructura e introducción de mejoras en las infraestructuras energéticas existentes

- Elaboración del “Plan de interconexión del Báltico” (incluye infraestructuras de gas, electricidad y almacenamiento) que permitirá la interconexión efectiva del Báltico con la Unión Europea y la diversificación del abastecimiento.
- Construcción del “Corredor meridional de gas” para asegurar el suministro de gas desde el Caspio y Oriente medio.
- Evaluación de la situación global de las infraestructuras de GNL en Europa con el fin de determinar las lagunas existentes y mejorar la situación de aquellos países que dependen casi en exclusiva de un solo proveedor.
- Construcción del “Anillo de energía mediterráneo” (incluye infraestructuras interconexiones de gas y electricidad) con el objetivo de explotar el potencial solar y eólico de la región.

- Ampliación de las interconexiones Norte-Sur en Europa Central y Sudoriental (infraestructuras de gas y electricidad) con el fin de crear un gestor común de la red de gas y el oleoducto paneuropeo.
- Elaboración de un “Plan rector para una red marítima en el Mar del Norte” con el objetivo de conectar los diversos proyectos de energía eólica marina proyectados en la zona.

Gráfico 5 Infraestructuras de gas y electricidad que la UE considera prioritarias



Fuente: Plan prioritario de interconexión de la UE

C. Mejorar la política energética en el marco de las relaciones internacionales de la Unión Europea (acuerdos comerciales, relaciones bilaterales, etc.) con el objetivo de priorizar a los países proveedores de energía.

D. Mejorar el régimen de reservas estratégicas de petróleo y gas, y de los mecanismos de respuesta ante crisis.

E. Impulsar la eficiencia energética mediante la presentación de un nuevo conjunto de iniciativas para conseguir mejores resultados:

- Revisión y ampliación de la directiva de eficiencia energética en edificios.
- Revisión de la directiva sobre etiquetado energético: ampliación de la obligatoriedad a una gama más amplia de productos (actualmente solo se aplica a electrodomésticos), revisión de las clasificaciones, etc.

- Fomento de la cogeneración para aprovechar la producción combinada de calor y electricidad.
- Mejora de los mecanismos de evaluación comparativa y trabajos para divulgar las mejores prácticas entre los países.

F. Mejorar el aprovechamiento de los recursos energéticos interiores de la Unión Europea y de aquellas cuyas fuentes de abastecimiento se encuentren diversificadas:

- Desarrollo de las energías renovables: eliminación de los obstáculos que dificulten la penetración efectiva y rápida de las tecnologías (capacidad de absorción de energía renovable por la red eléctrica, lentitud de los procedimientos administrativos de autorización, etc.).
- Mejora de la eficiencia en la utilización del carbón como componente esencial en el abastecimiento de la Unión Europea, fomentando centrales de alto rendimiento y el uso generalizado de sistemas de Captura y almacenamiento de CO₂ (Objetivo: Construir 12 plantas de demostración para el 2015).
- Aumento de la inversión para extraer reservas de petróleo y gas no convencionales siempre y cuando el coste no sea elevado en relación a su posible importación de un país tercero.
- Análisis de la extensión de la vida útil de las centrales nucleares, sustitución de las centrales actuales o realización de nuevas inversiones.

Gráfico 6 Resumen de la regulación europea en energía

	COMUNICACIONES	DIRECTIVAS	REGLAMENTOS
EMISIONES Y CAMBIO CLIMÁTICO	<ul style="list-style-type: none"> • COM (2007) 2 final: Limitar el calentamiento mundial a 2° C; Medidas necesarias hasta 2020 • COM (2006) 583 final: Movilización de fondos públicos y privados para favorecer el acceso a servicios energéticos inocuos con el clima 	<ul style="list-style-type: none"> • DIRECTIVA 2003/87/CE : por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad 	
MERCADO INTERIOR	<ul style="list-style-type: none"> • COM (2009) 111 final: programa de concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía • COM (2008) 781 final: plan de actuación de la Unión Europea en pro de la seguridad y solidaridad en el sector de la energía 	<ul style="list-style-type: none"> • DIRECTIVAS 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad • DIRECTIVAS 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas 	<ul style="list-style-type: none"> • REGLAMENTO (CE) no 715/2009: sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural • REGLAMENTO (CE) no 714/2009 sobre las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad • REGLAMENTO (CE) n° 2236/95: normas generales para la concesión de ayudas financieras comunitarias en el ámbito de las redes transeuropeas
ENERGÍAS RENOVABLES	<ul style="list-style-type: none"> • COM (2006) 34 final: Estrategia de la UE para los biocarburantes • COM (2008) 768 final: Energía 	<ul style="list-style-type: none"> • DIRECTIVA 2009/28/CE: Fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables 	

	eólica marítima; Acciones necesarias para alcanzar los objetivos de política energética para el año 2020 y años posteriores	• DIRECTIVA 2003/30/CE: Fomento del uso de biocombustibles u otros combustibles renovables en el transporte	
EFICIENCIA ENERGÉTICA	<ul style="list-style-type: none"> • COM (2008) 772 final: Reducir el consumo de energía primaria en un 20 % • COM (2000) 247 final: Eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos 	<ul style="list-style-type: none"> • DIRECTIVA 2009/33/CE: promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes • DIRECTIVA 2008/0221 (COD) sobre el etiquetado de los neumáticos • DIRECTIVA 2004/8/CE: Cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil • DIRECTIVA 2002/91/CE: Eficiencia energética de los edificios • DIRECTIVA 2000/55/CE : Eficiencia en Iluminación 	
CARBÓN	<ul style="list-style-type: none"> • COM (2006) 843 final: Producción sostenible de electricidad a partir de combustibles fósiles; Conseguir centrales eléctricas de carbón con emisiones próximas a cero después de 2020 • COM (2008) 13 final: Apoyar la producción sostenible de electricidad a partir de combustibles fósiles 	• DIRECTIVA 2009/31/CE: relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono	• REGLAMENTO (CE) No 405/2003 relativo al control comunitario de las importaciones de hulla originarias de terceros países
NUCLEAR	<ul style="list-style-type: none"> • COM (2007) 568 final: Programa Nuclear • COM (2009) 143 final: Comunicación sobre la no proliferación nuclear • COM 96/29/Euratom: Normas básicas para la protección de la salud pública 	• DIRECTIVA 2008/114/CE: Infraestructuras críticas europeas y la evaluación de la necesidad de mejorar su protección	• REGLAMENTO (EURATOM) No 1493/93 DEL CONSEJO de 8 de junio de 1993 relativo a los traslados de sustancias radiactivas entre los Estados miembros

Fuente: Unión Europea - Eurlex

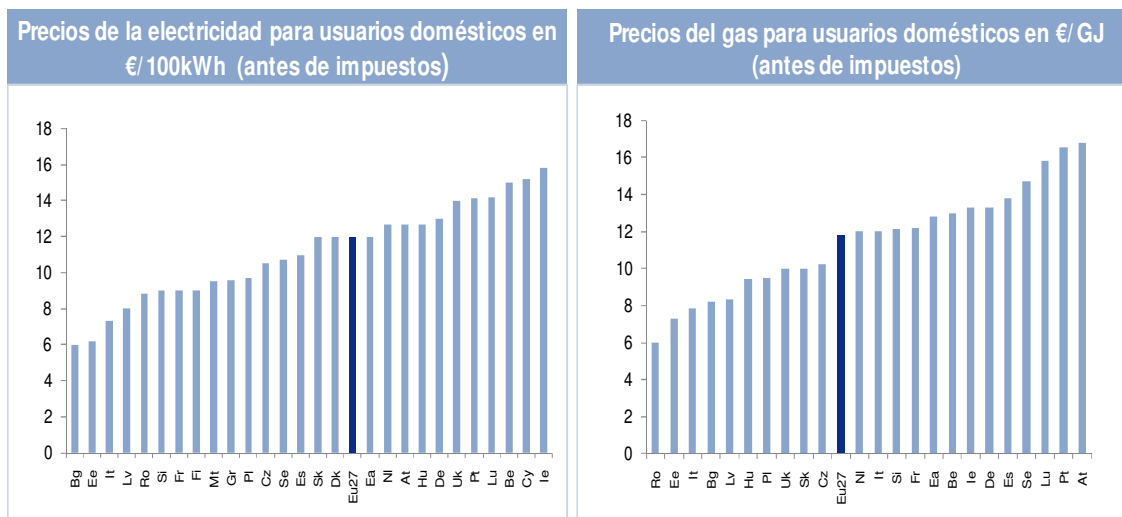
En conclusión y para el periodo de 2020-2035, la Política energética de la Unión Europea apunta a una mayor reducción del CO₂ en el abastecimiento de electricidad (mayor relevancia de las energías renovables, carbón limpio, extensión de las nucleares y mejoras de eficiencia), un mayor esfuerzo en la reducción de la dependencia del petróleo en el sector transporte y a la habilitación de una red eléctrica interconectada e inteligente (Smart-grids).

2.2.3. Situación del Mercado Interior

El Mercado Interior de la electricidad y el gas se ha ido implantando de manera desigual en toda la Unión Europea desde 1999.

Las Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado de la electricidad y del gas tenían como objetivo acelerar el progreso hacia un mercado interior liberalizado. Sin embargo, a pesar de los avances alcanzados después de transcurrir seis años desde la entrada en vigor de estas directivas, los precios difieren significativamente en cada uno de los países.

Gráfico 7 Precios de la electricidad y el gas en la UE



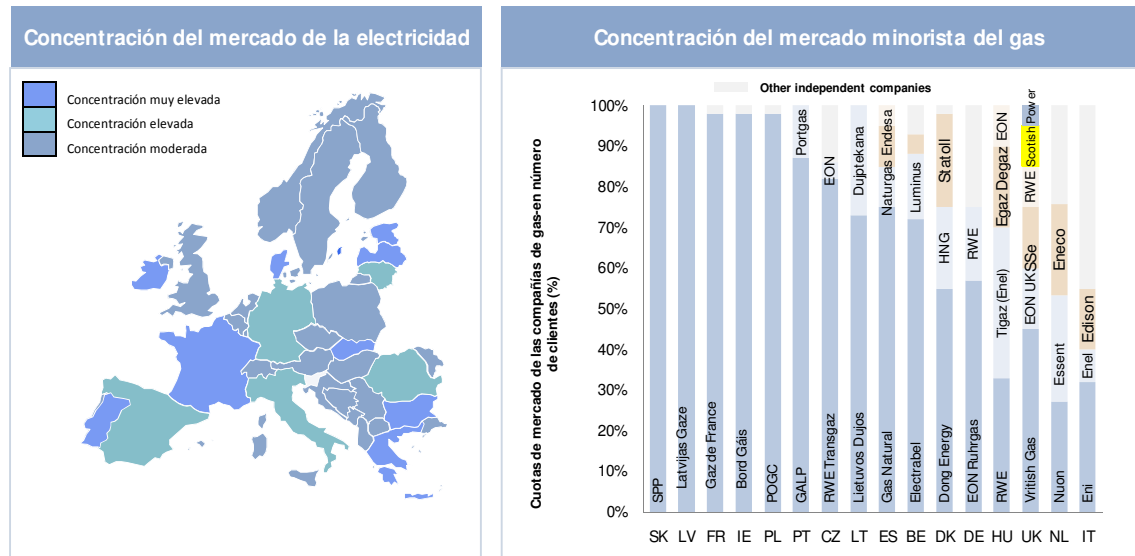
Fuente: Comisión europea - Eurostat

Esta situación, se debe a que continúan existiendo, en muchos de los Estados miembros, obstáculos que han dificultado el funcionamiento competitivo del mercado:

- Acceso discriminatorio a las redes de transporte y distribución, que implica en muchos casos barreras a la inversión, así como dificultades para integrar energías renovables en la red.
- Existencia de mercados aislados o no suficientemente interconectados, como es el caso de España.
- En gran parte de los Estados miembros, siguen existiendo precios regulados que suponen un techo para la realización de ofertas competitivas a precios libres.
- Falta de liquidez y transparencia en tarifas, capacidades, etc.
- Separación insuficiente de las redes de transporte y distribución, que no elimina el conflicto de intereses que surge de la integración vertical de las compañías.
- Separación insuficiente entre las actividades de comercialización y distribución.
- Competencias insuficientes de las autoridades regulatorias de los Estados miembros y falta de coordinación a nivel conjunto.
- Desconfianza de los consumidores en las ofertas de las compañías y poca percepción de los beneficios de la liberalización.

Como resultado de estas deficiencias, las compañías de gas y electricidad mantienen en la mayoría de los países sus posiciones dominantes y los consumidores no tienen la posibilidad real de optar a suministradores alternativos.

Gráfico 8 Grado de concentración del mercado



Fuente: Comisión europea - Eurostat

Con el objetivo de completar el Mercado Interior de la electricidad y el gas, durante el 2009 surgen las dos nuevas Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y el gas, así como un nuevo Reglamento 714/2009 que se refiere a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. Las principales medidas a impulsar mediante estos cambios regulatorios son las siguientes:

- Separación de las actividades de transporte, distribución y comercialización para eliminar los incentivos que tienen las compañías verticalmente integradas.
- Simplificación de los procedimientos de autorización que dan lugar a una carga burocrática desproporcionada y que hasta el momento han constituido un obstáculo para el acceso de nuevos agentes al mercado:
 - Los Estados miembros deberán fijar criterios para la concesión de autorizaciones de construcción de instalaciones generadoras en su territorio, teniendo en cuenta la necesidad de cumplir el objetivo del 20% en energías renovables, así como la necesidad de reducir emisiones.
 - Estos criterios y procedimientos deben hacerse públicos y se deberá informar del motivo de no concesión de la autorización, teniendo

los afectados la posibilidad de interponer recurso ante el gestor de la red de transporte o distribución.

- Fomento de la modernización de las redes de distribución mediante la construcción de redes inteligentes, que mejoren las condiciones para la instalación de capacidad de generación descentralizada y el establecimiento de medidas de eficiencia energética.
- Introducción de medidas que fomenten la transparencia de los precios y las tarifas: los Estados garantizarán que las empresas suministradoras informen a los clientes, en sus facturas, de la contribución de cada fuente energética a la combinación total de combustibles de la empresa del año anterior, impacto en medioambiente y emisiones de CO₂, etc.
- Establecimiento de una red europea de gestores de red de transporte de electricidad que tenga las siguientes funciones: desarrollar la interoperabilidad de la red interconectada, planificación del desarrollo de la red en el ámbito comunitario, definición de normas de conexión a la red, intercambio de datos, liquidaciones, asignación de capacidad, gestión de las congestión, etc.
- Fomento de medidas para que las empresas eléctricas optimicen la gestión de la energía (fórmulas de precio innovadoras, proyectos de gestión de la demanda, etc.)
- Promoción de la cooperación entre Estados miembros: Fomento de la cooperación entre los estados miembros mediante homogeneización de marcos legales, reglamentarios y técnicos, facilitación de la integración de mercados energéticos aislados.

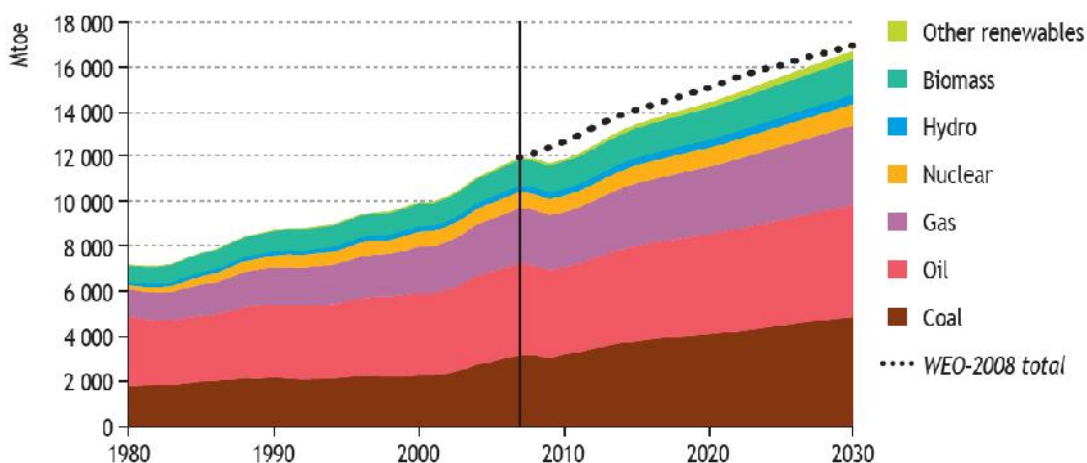
Este conjunto de medidas impulsará la estrategia energética “20-20-20” y contribuirá a establecer un mercado energético común para los estados miembros a la vez que modernizará las redes de transporte y distribución.

2.3. La demanda mundial de energía primaria

La energía mundial ha experimentado el impacto de la crisis económica, al igual que los restantes sectores. Según la Agencia Internacional de la Energía, en su Informe Anual 2009, este impacto va a suponer un menor crecimiento de la demanda para los próximos años, que se calcula en torno al uno y medio por ciento anual, entre 2010 y 2035. La novedad más importante de cara al futuro es que el crecimiento de la demanda energética se va a producir no en los países desarrollados –Europa y Estados Unidos– sino en los países emergentes de Asia –China e India– y los países de Oriente Medio. Los combustibles fósiles continuarán siendo la fuente de energía primaria más importante, tanto en el presente como en el próximo futuro.

Efectivamente, en la actualidad las dos terceras partes de la energía mundial se producen mediante combustibles fósiles, especialmente los derivados del petróleo, el gas natural y el carbón.

Gráfico 9 Demanda mundial de energía primaria según combustible en el escenario de Referencia del IAE



Fuente: IAE - World Energy Outlook 2009

En el Gráfico 9, se aprecian las proyecciones de demanda mundial de energía final en el horizonte 2030, por tipo de fuentes y el total que ascenderá a 16.789 Mtep (millones de toneladas equivalentes de petróleo) en el Escenario de Referencia.

En dicho escenario — Escenario de Referencia—, la Agencia Internacional de la Energía establece las siguientes tendencias generales para el periodo de proyección (2007-2030):

- A. Los combustibles (petróleo y otros combustibles alternativos como el biodiesel, etc.) continuarán siendo la fuente de energía dominante, dada su preponderancia en los sectores del transporte e industria. Sin embargo, esta fuente de energía disminuirá su ritmo de crecimiento, así como su importancia total en la demanda energética, debido a los progresivos aumentos de precios.
- B. El gas natural continuará siendo una fuente de energía importante para la generación eléctrica, debido a su mayor eficiencia y menor contaminación que otros combustibles fósiles. En este sentido, el gas crecerá a un ritmo del 1,5%.
- C. La demanda de carbón se incrementará a un ritmo del 1,9% anual, llegando a constituir, un 29% de la energía consumida en el mundo en el año 2030. Este crecimiento estará motivado por el crecimiento de países emergentes como China o India, así como de países

desarrollados con reservas importantes de este tipo de combustible como EEUU.

- D. Las energías renovables serán las que aumenten a un mayor ritmo de crecimiento durante este periodo. El crecimiento se producirá en gran parte en la energía hidráulica y eólica, que representarán respectivamente un 54% y un 33% del aumento total de las energías renovables en 2030.
- E. Respecto a la energía nuclear, siguen existiendo algunas incertidumbres sobre su posible evolución. Sin embargo, países con elevadas necesidades energéticas como China, India, Corea del Sur, EEUU y Japón aumentarán sus programas nucleares y realizarán importantes inversiones hasta 2030.

Como consecuencia de lo anterior, se puede concluir:

- El consumo de la energía primaria crecerá de forma sostenida, aunque en mayor medida en los países emergentes.
- Aumentará el consumo de todas las fuentes energéticas, pero se mantendrán los combustibles fósiles como el recurso más importante, especialmente el petróleo por su incidencia en el sector del transporte.
- Aumentará la dependencia de las importaciones en el abastecimiento energético de los países desarrollados.
- La ganancia de eficiencia y ahorro energético constituye un elemento imprescindible para lograr los objetivos de la política energética.
- Las energías renovables y las tecnologías limpias van a resultar imprescindibles para conseguir los objetivos medioambientales.

2.4. Disponibilidad y coste de materias primas a nivel mundial

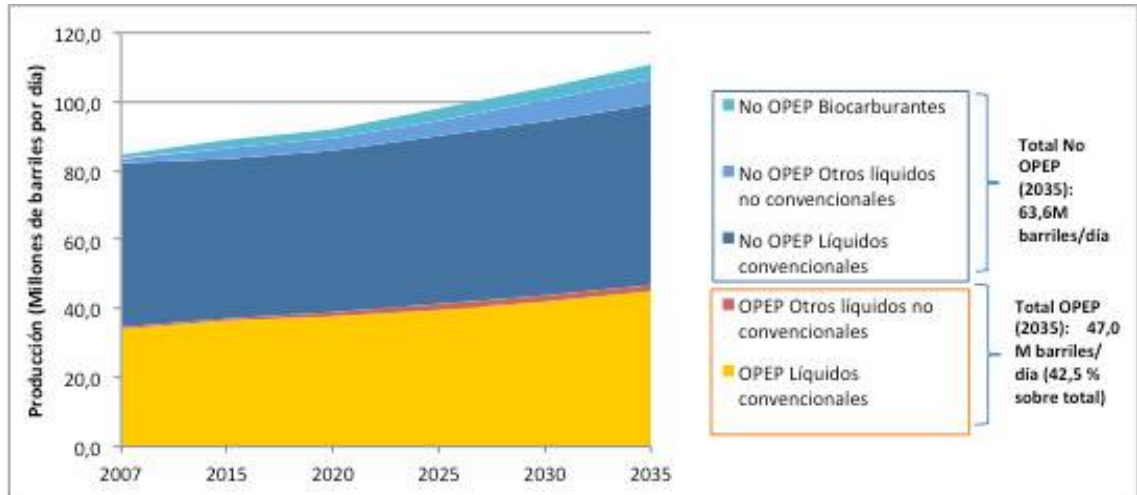
2.4.1. El petróleo y otros combustibles

El precio del petróleo se mantendrá por encima de los 100\$ el barril durante gran parte del periodo hasta el 2035. La Agencia Internacional de la Energía estima que la producción de combustibles líquidos aumentará de los 86 millones de barriles por día actuales hasta los 106 millones de barriles por día en 2035.

Los países de la OPEP aumentarán su producción de petróleo en 9,1 millones de barriles por día de aquí al 2035, lo que representa un 41% del incremento total de la producción. Estos aumentos de la producción permitirán a la OPEP seguir influyendo significativamente en el mercado del petróleo, en términos de precio y suministro.

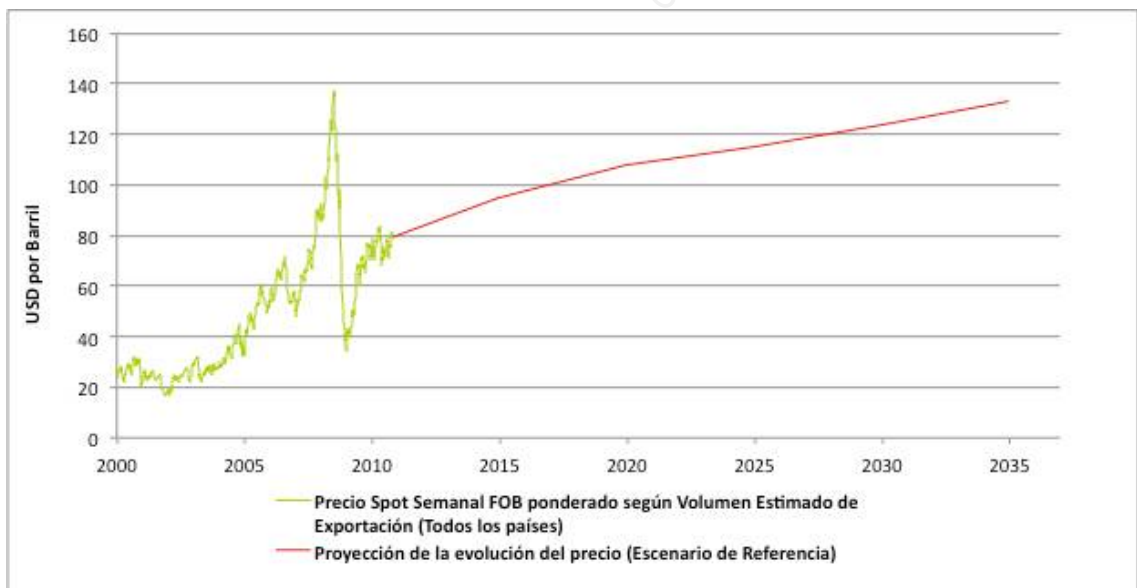
La parte del incremento necesario de producción para cubrir la demanda de combustibles corresponderá en un 57,5% a países no miembros de la OPEP. De este incremento un 73% se deberá a combustibles no convencionales (Biocombustibles, Crudos pesados, *Coal to liquids* “CTL”, *Gas to liquids* “GTL”, etc.), alcanzando un 12% de la producción total en el año 2030.

Gráfico 10 Proyección de la producción mundial de combustibles líquidos (2035)



Fuente: Energy Information Administration (EIA) - International Energy Outlook 2009 y datos históricos

Gráfico 11 Histórico de precios de los combustibles líquidos y proyección a 2035 (precios nominales)



Fuente: Energy Information Administration (EIA) - International Energy Outlook 2009 y datos históricos

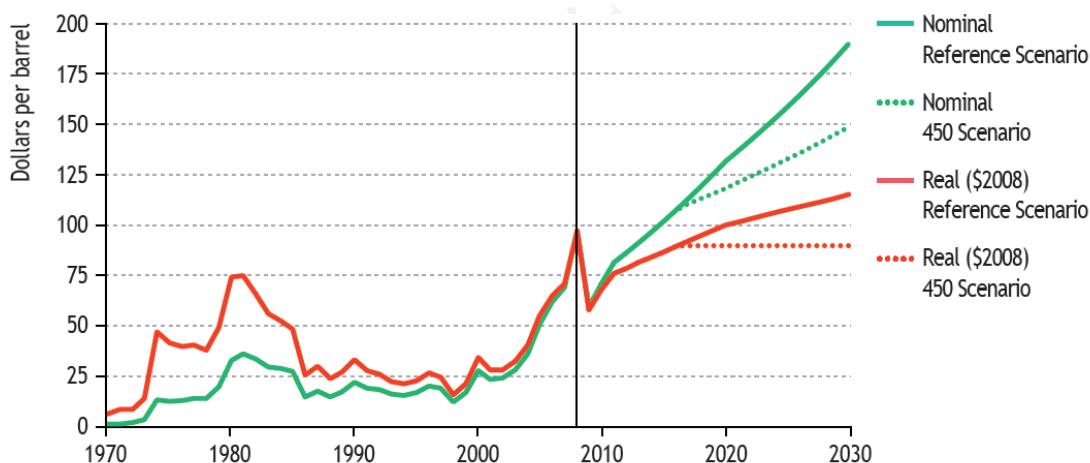
Los biocombustibles tendrán un papel relevante en la cobertura del aumento de la demanda, representando un 45% del total de los combustibles no convencionales y alcanzando una producción de 5,9 millones de barriles por día en 2035. Los países que más contribuirán a este incremento de la producción de biocombustibles serán EEUU y Brasil entre otros.

Respecto a las reservas del petróleo, se estima que a Enero de 2009 las reservas totales eran de poco más de 1.250 miles de millones de barriles. El 80% de estas reservas de petróleo está concentrada en 8 países (aproximadamente un 60% de las reservas pertenecen a países de la OPEP).

Sin embargo, el elevado precio del barril hará económicamente rentable el desarrollo de combustibles líquidos no convencionales y el uso de nuevas tecnologías de recuperación de petróleo que permitirán incrementar las reservas hasta alcanzar los 2.600 miles de millones de barriles, lo que se estima suficiente para cubrir el consumo hasta 2035.

Un ejemplo que explica la suficiencia de las reservas de petróleo es el hecho de que EEUU, contaba con reservas en 1998 de 22,5 miles de millones de barriles y de 21,3 miles de millones de barriles en 2008, es decir, durante estos diez años se ha producido una disminución de solo 1,2 miles de millones de barriles, a pesar de que en este mismo periodo la producción fue de 22,2 miles de millones de barriles.

Gráfico 12 Precios medios IEA de importación de crudo (USD por barril) y proyección en los escenarios de Referencia y Escenario 450



Fuente: IEA - World Energy Outlook 2009

2.4.2. El gas natural

A fin de satisfacer el crecimiento de la demanda, los productores mundiales de gas natural tendrán que aumentar la producción en 37 trillones de pies cúbicos entre

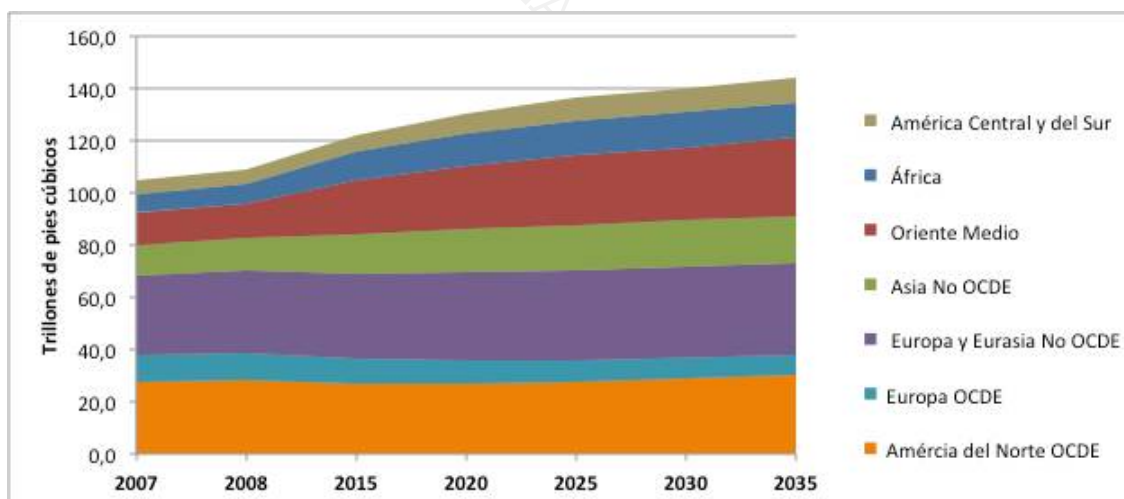
2010 y 2035. Alrededor de un 84% del aumento de la producción de gas natural se producirá en Oriente medio, Rusia y África.

Con más del 40% de las reservas mundiales de gas y con el mayor incremento esperado de producción, los países de Oriente Medio jugarán un papel muy significativo en la futura producción de gas. Actualmente, los cuatro principales productores de gas natural en Oriente Medio (Irán, Arabia Saudita, Qatar y los Emiratos Árabes), han establecido planes para incrementar la producción de gas natural a fin de satisfacer el aumento previsto de la demanda de su región, así como de otros mercados.

El segundo aumento más significativo en la producción de gas natural se producirá en países como Rusia, y otros países de la antigua Unión Soviética. En esta región la producción de gas natural aumentará de los 30 trillones de pies cúbicos en 2006 a 40,3 trillones de pies cúbicos en 2035. Rusia seguirá siendo el productor más importante de gas natural a nivel mundial, alcanzando una producción de 31,3 billones de pies cúbicos en 2035.

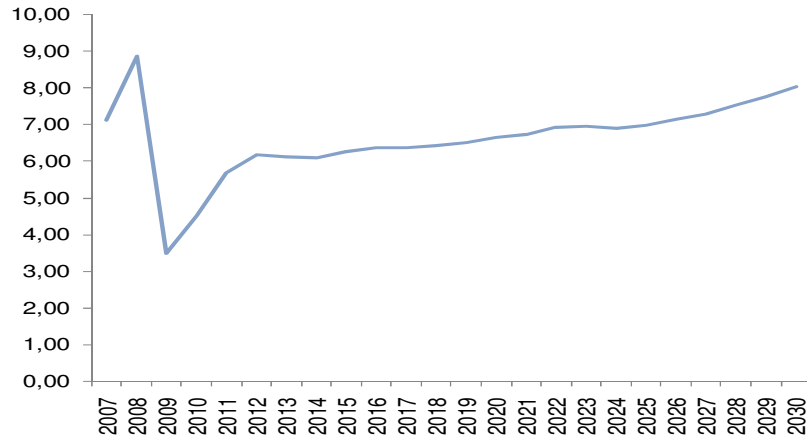
También se espera un aumento importante en la producción de gas natural en África, hasta alcanzar los 13,9 trillones de pies cúbicos en 2035. En la actualidad, más del 85 por ciento del gas natural africano se produce en Argelia, Egipto, y Nigeria.

Gráfico 13 Producción mundial de gas natural por región (Trillones de pies cúbicos)



Fuente: AIE - World Energy Outlook 2009

Gráfico 14 Precios esperados del gas natural (Dólares por millón de Btu)



Fuente: AIE - World Energy Outlook 2009

Según la Agencia Internacional de la Energía las perspectivas de cobertura de la demanda de gas natural se basan en datos que indican una ratio entre reservas totales y producción que permitirá alcanzar unos 60 años.

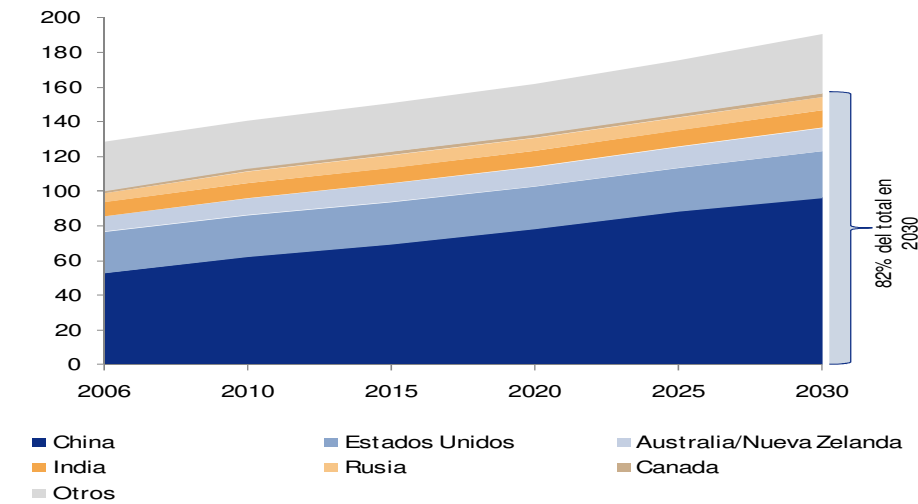
Adicionalmente, recientes exploraciones realizadas en Canadá y EEUU demuestran la viabilidad de obtener reservas de gas no convencionales, mediante la aplicación de nuevas tecnologías (perforación horizontal, utilización de químicos y otros materiales para romper las piedras, que permiten su extracción de los pozos, etc.). Estas nuevas circunstancias hacen suponer un aumento significativo de las reservas estimadas de gas natural y una posible reducción de su precio en el futuro.

Las reservas de gas natural (185 billones de metros cúbicos) necesarias para cubrir esta demanda se concentran en un número reducido de países. Para poder importar estos recursos, se espera un desarrollo generalizado de infraestructuras de importación de gas y un incremento del mercado de GNL a escala mundial que representará, por primera vez, una cuantía importante sobre el mercado total del gas natural en 2030.

2.4.3. El carbón

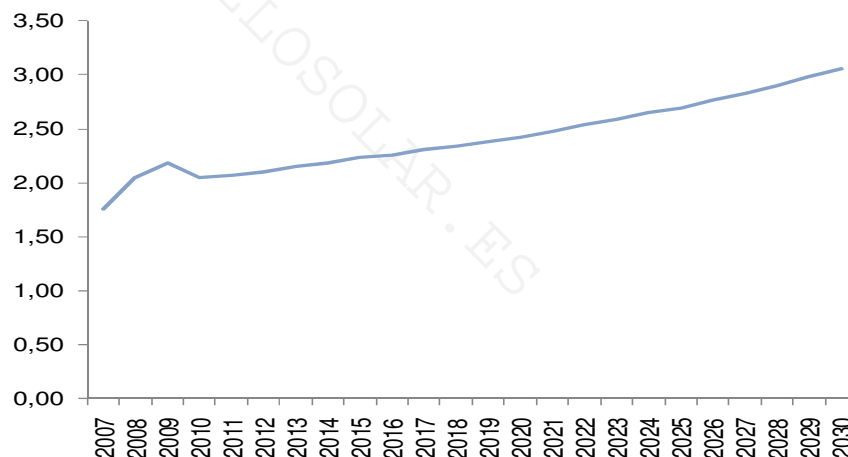
De 2010 a 2030, la producción mundial de carbón aumentará de los 140,7 cuatrillones de Btu actuales a los 190,7 cuatrillones de Btu en 2030. En este periodo China, los Estados Unidos y la India incrementarán su producción en 43,5 cuatrillones de Btu, 3,2 cuatrillones de Btu y 1,8 cuatrillones de Btu respectivamente, haciendo un total de 48,5 cuatrillones de Btu (97% del incremento total), que se consumirán en su gran mayoría en los países de origen.

Gráfico 15 Producción mundial de carbón (cuatrillones de Btu)



Fuente: AIE - World Energy Outlook 2009

Gráfico 16 Protección del precio de carbón (USD por millón de Btu)



Fuente: AIE - World Energy Outlook 2009

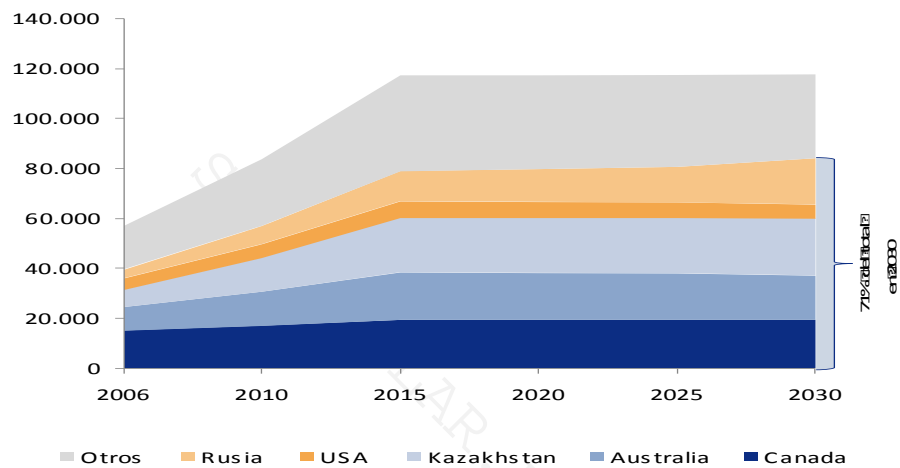
También se espera que otros países como Canadá, Australia y Nueva Zelanda incrementen su producción considerablemente durante el periodo de referencia. Australia, que actualmente es el principal exportador de carbón lo continuará siendo en el futuro, siendo esta producción destinada principalmente a los mercados asiáticos que se mantienen como los principales importadores. También se espera que otras regiones como Rusia, África y América central y del Sur aumenten su producción en la medida que aumente el comercio internacional de este combustible.

2.4.4. El uranio

Según la Agencia Internacional de la Energía, el precio del uranio aumentará progresivamente como consecuencia de la construcción de nuevas plantas nucleares en distintos países, China, India, EEUU, etc.

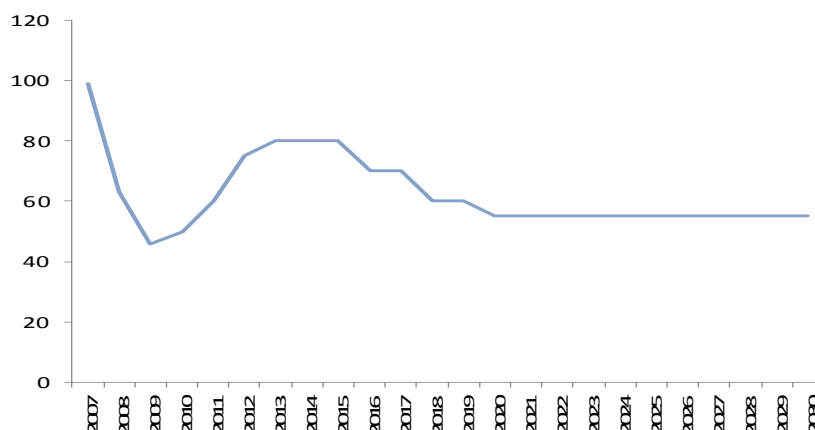
Además, hay que tener en cuenta que en un próximo futuro estarán disponibles las tecnologías de reprocesamiento del uranio gastado para su posterior utilización en reactores nucleares. Estas tecnologías harán posible que el uranio no represente un problema de disponibilidad a la hora de evaluar el futuro uso de la energía nuclear.

Gráfico 17 Proyección de la producción mundial de uranio (Tn)



Fuente: AIE - World Energy Outlook 2009

Gráfico 18 Proyección de la evolución del precio del uranio (USD por Libra)



Fuente: AIE - World Energy Outlook 2009

2.5. Las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero

2.5.1. Efectos de las emisiones sobre el medioambiente

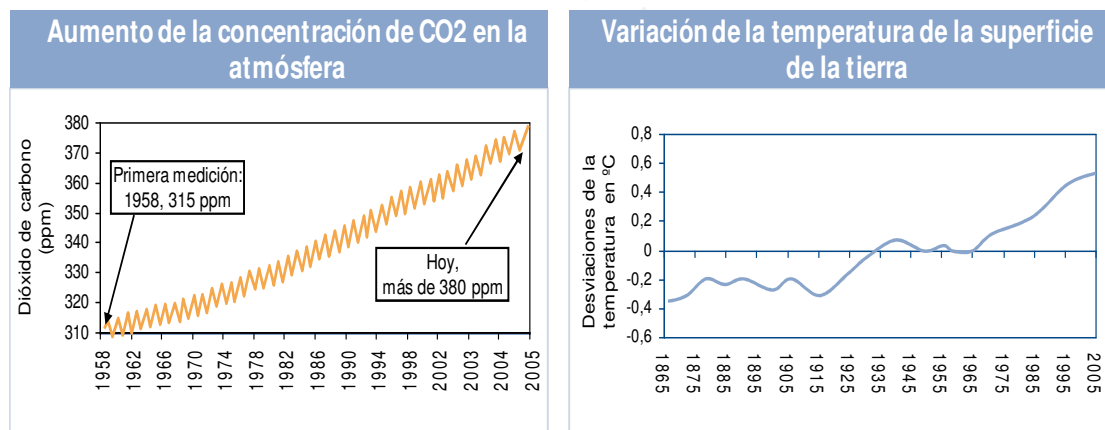
El aumento de CO₂ y otros gases, resultantes de las actividades del hombre como CH₄, N₂O, CHC-11 y CF₄, en la atmósfera es el principal causante del efecto invernadero.

El efecto invernadero constituye uno de los principales motivos del calentamiento global (cambio climático) y puede tener un elevado impacto económico (Según el panel intergubernamental de las naciones unidas contra el cambio el cambio climático podría tener un impacto estimado del 20% sobre el PIB de la economía mundial).

La concentración actual de CO₂ en la atmósfera se encuentra sobre las 380 partículas por millón (ppm). Según los estudios de la Agencia Internacional de la Energía el nivel de partículas podría superar las 450-550 ppm, sino se adoptan políticas de control de las emisiones y se mantiene la tendencia actual. La concentración de CO₂ en la atmósfera podría aumentar hasta los 1.260 ppm en el año 2100.

La estabilización de las concentraciones de los gases de efecto invernadero a niveles admisibles exigirá no sólo la estabilización de las emisiones anuales, sino una importante reducción en términos absolutos de las mismas.

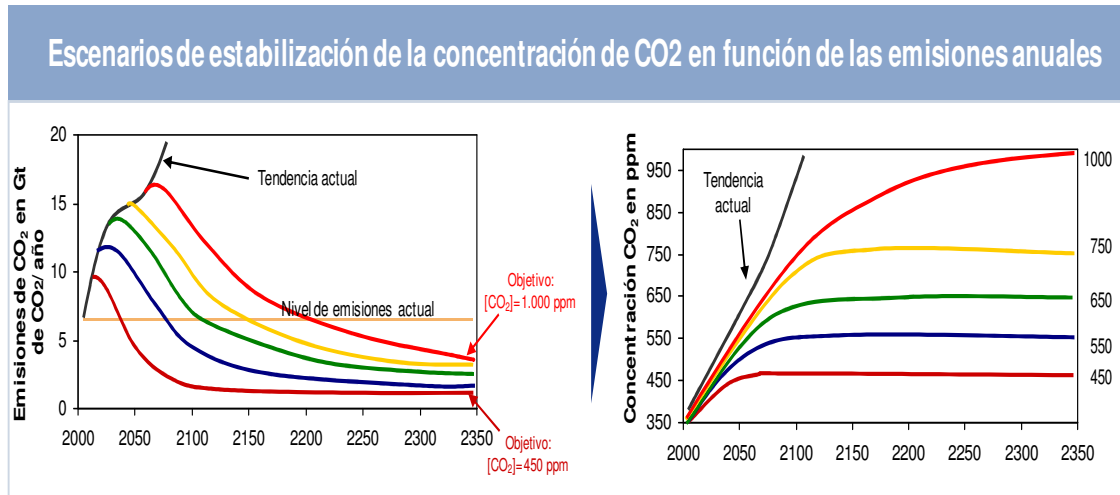
Gráfico 19 Nivel de concentración de CO₂ en la atmósfera



Fuente: National Oceanic & Atmospheric Administration y Intergovernmental Panel on Climate Change

El Gráfico muestra la tendencia de crecimiento de las emisiones anuales de CO₂ a nivel mundial y su efecto sobre la concentración atmosférica (curva de color negro). Las demás curvas representan escenarios de reducción de emisiones más ambiciosos y el nivel de concentración de CO₂ atmosférico resultante en ppm.

Gráfico 20 Escenarios de estabilización de la concentración de CO₂ en función de las emisiones anuales



Fuente: IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)

2.5.2. Emisiones de CO₂ a nivel mundial

Como resultado de la crisis económica, y por primera vez desde 1981, la demanda mundial de energía se ha reducido en 2009 de manera significativa. Sin embargo, es de esperar que reanude su crecimiento a un ritmo anual del 1,6% durante los próximos años, alcanzando, los 16.700 millones de toneladas equivalentes de petróleo en 2030.

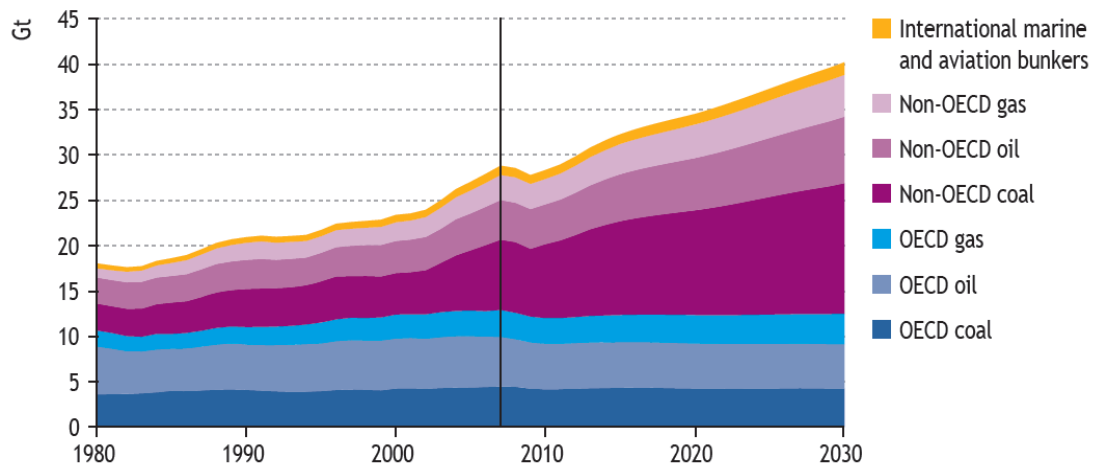
Este aumento, que representa un crecimiento del 40% sobre la demanda de energía primaria, vendrá determinado en gran medida por los países emergentes como China e India y otros países de Oriente Medio.

Los combustibles fósiles, principales causantes de las emisiones de CO₂, continuarán cubriendo la mayor parte de esta demanda, con más de un 80% de la cuota de la demanda de energía primaria en 2030.

El crecimiento esperado en la demanda energética implicará aumentos en las emisiones de CO₂, que podrían crecer a un ritmo del 1,7% hasta el año 2030. Conforme a las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía las emisiones de CO₂ superarán en 2030 las 38.000 Mt, lo que representa un aumento de más del 130% respecto al nivel de emisiones estimadas para el 2010.

Tal y como se aprecia en el gráfico 21 el crecimiento de la demanda esperada se producirá en países emergentes (no OCDE), tanto en gas y en petróleo como en carbón. Entre dichos países emergentes destaca el crecimiento esperado en países como China y la India especialmente.

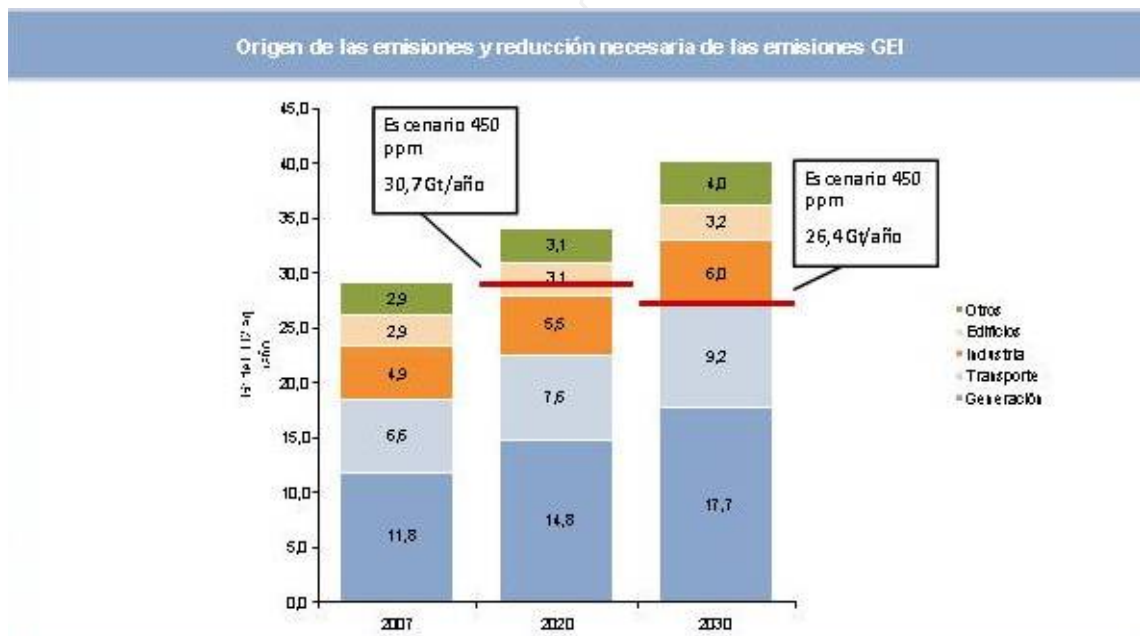
Gráfico 21 Emisiones de CO₂ relativas a la energía según combustible y región en el escenario de Referencia del IAE



Fuente: IAE - World Energy Outlook 2009

En cuanto a la distribución de las emisiones por sectores, el principal aumento de las emisiones de CO₂ del gas y carbón vendrá motivado por la instalación de más 4.800 GW de capacidad de generación eléctrica y el aumento de las emisiones de CO₂ del petróleo por el crecimiento del transporte.

Gráfico 22 Reducción necesaria de las emisiones para alcanzar el escenario de 450 ppm



Fuente: International Energy Agency (IEA)

2.5.3. *Las emisiones de CO₂ de la Unión Europea*

La reorganización del sistema energético que tuvo lugar en los países de la Europa del Este a principios de los 90, produjo una considerable reducción de las emisiones de CO₂, compensándose, de este modo, las crecientes emisiones del resto de miembros de la Unión Europea.

Exceptuando las emisiones procedentes del sector del transporte, que se han incrementado progresivamente desde 1990, el resto de los sectores han experimentado un descenso considerable.

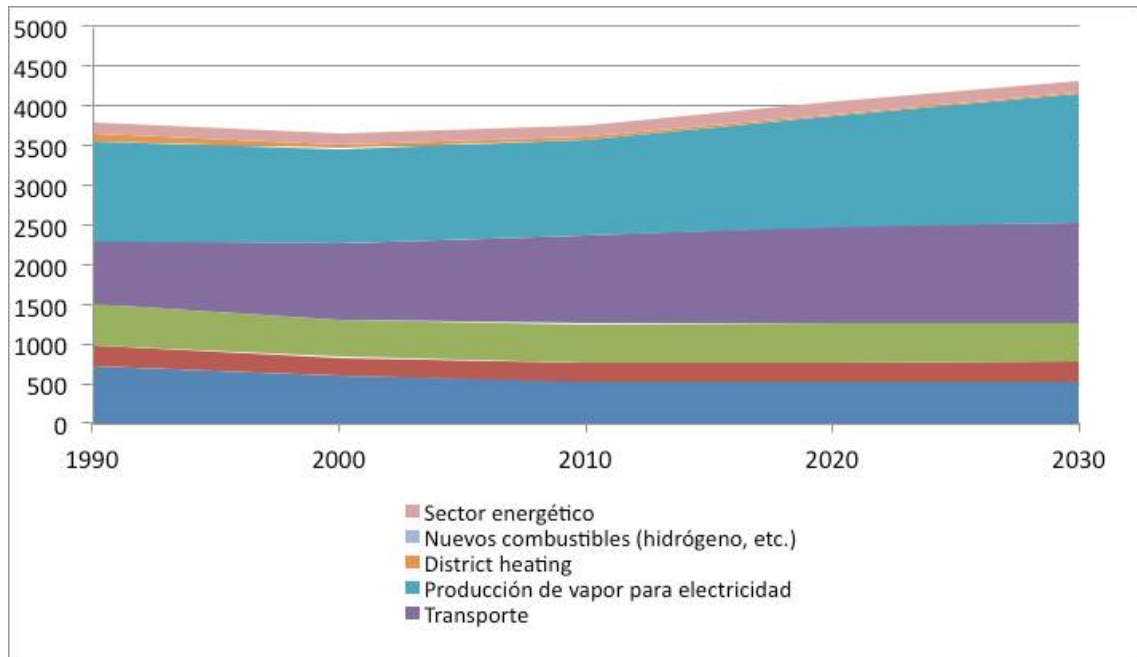
Gran parte de esta reducción de emisiones se debe al incremento de la utilización del gas natural como sustituto del carbón, tanto para la generación eléctrica como para su utilización en usos industriales.

Las proyecciones para la Unión Europea apuntan a un aumento moderado (crecimiento medio del 0,31% cada año) de las emisiones de CO₂ durante el periodo 2010-2030, con la previsión de unas 4.270 toneladas de CO₂ emitidas en este último año:

- La mayor parte de estas emisiones serán debidas a aumentos en el sector transporte, como consecuencia del incremento del comercio de mercancías y la aviación comercial entre los distintos países de la Unión Europea.
- El ritmo de crecimiento de las emisiones se reducirá a partir de 2025. Esta reducción se deberá a la desaceleración del transporte especialmente de pasajeros, así como a la mejora de la eficiencia energética.
- Las emisiones de CO₂ en el sector de la generación eléctrica se incrementarán a un ritmo del 0,51% anual, debido a una mayor competitividad de los precios del carbón respecto del gas natural.

El resto de sectores crecerán a un ritmo muy moderado del 0,33%. Este crecimiento moderado se deberá a la implantación de medidas de eficiencia energética que conseguirán contener el crecimiento de la demanda.

Gráfico 23 Emisiones de CO₂ por sectores en la UE-25 (Mt CO₂)



Fuente: UE-25 Energy and Transport Outlook to 2030

2.6. La dependencia energética y la seguridad de suministro

2.6.1. Situación actual y factores que afectan a la dependencia

Europa sufre una importantísima dependencia energética como se aprecia en el Gráfico 22. Por ello, la seguridad energética ocupa un lugar cada vez más importante en la agenda de la Unión Europea y en la mayoría de los países desarrollados.

Hay que tener en cuenta que, pese a su vital importancia, la seguridad energética carece de una definición común y de una metodología para su evaluación. Aunque su significado varía entre los distintos países y organismos internacionales, esta expresión se suele emplear para referirse a alguno de los siguientes significados: fiabilidad de suministro, autoabastecimiento, seguridad de las infraestructuras, estabilidad y diversidad de los proveedores, reducción del consumo gracias a la eficiencia energética, diversificación en el transporte de energía, mayor sostenibilidad del medio ambiente.

La Comisión Europea se refiere en el Libro Verde “Hacia una estrategia europea de seguridad de abastecimiento energético” a la seguridad energética como a la disponibilidad física y constante de los productos energéticos en el mercado a un precio asequible para todos los consumidores, teniendo en cuenta las preocupaciones ecológicas y con la perspectiva de lograr un desarrollo sostenible.

Gráfico 24 Dependencia energética de la UE



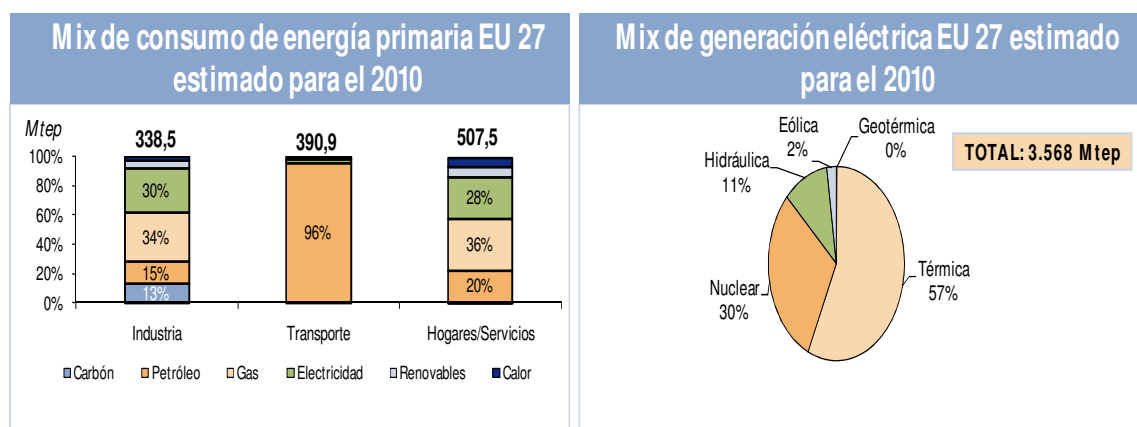
Fuente: Libro Verde - Hacia una estrategia europea de seguridad de abastecimiento energético; Comisión Europea 2000

La seguridad energética es, pues, fundamental ya que en el futuro, el crecimiento de la demanda producirá como resultado una mayor dependencia. En el escenario actual y si se cumplen las previsiones de la Comisión Europea, la dependencia energética europea pasará del 56% actual hasta el 65% en 2030.

Esta dependencia será especialmente acusada en el petróleo, alcanzando el 95% y en gas natural, donde pasará del 64% al 84%.

La dependencia energética se debe, entre otras razones, a las actuales estructuras de consumo de energía primaria y de generación eléctrica de la Unión Europea que dependen en gran medida de los combustibles fósiles.

Gráfico 25 Mix de consumo de energía primaria y de generación eléctrica EU27



Fuente: DGTREN UE

En estas condiciones, la seguridad de suministro constituye uno de los ejes principales de la Política Energética de la Unión Europea. Si se quiere reducir el nivel de dependencia energética, durante los próximos años se deberán tomar medidas tanto por el lado de la demanda (eficiencia energética) como por el lado de la oferta (principalmente cambios en el sector eléctrico y el transporte)

- Cambios en el mix generación eléctrica que permitan diversificar el suministro de fuentes de energía primaria (aumento de renovables y mayor relevancia de energía nuclear y carbón limpio)
- Cambios en el transporte que reduzcan la dependencia de este sector del petróleo (biocombustibles, coche eléctrico, etc.)
- Cambios en el sector industrial, residencial y servicios que permitan una mayor eficiencia en el uso de la energía (cogeneración, gestión de la demanda, nuevos materiales y equipos, etc.)

Desde la publicación del Libro Verde de la Comisión Europea se han sucedido iniciativas ambiciosas para diseñar una política que dé respuestas al problema de seguridad de suministro. Según el acuerdo del Consejo de mayo de 2007, el elemento clave de la respuesta a la seguridad de suministro es una política energética integrada. Como desarrollo de esta Política Común, se aprobó un Plan de actuación con 5 puntos clave:

- 1.- Infraestructuras necesarias y diversificación de las fuentes de abastecimiento de energía.
- 2.- Incorporación de la política energética a la política exterior.
- 3.- Reservas de petróleo y gas y mecanismos de respuesta frente a las crisis.
- 4.- Eficiencia energética.
- 5.- Aprovechamiento de los recursos energéticos propios de la Unión Europea.

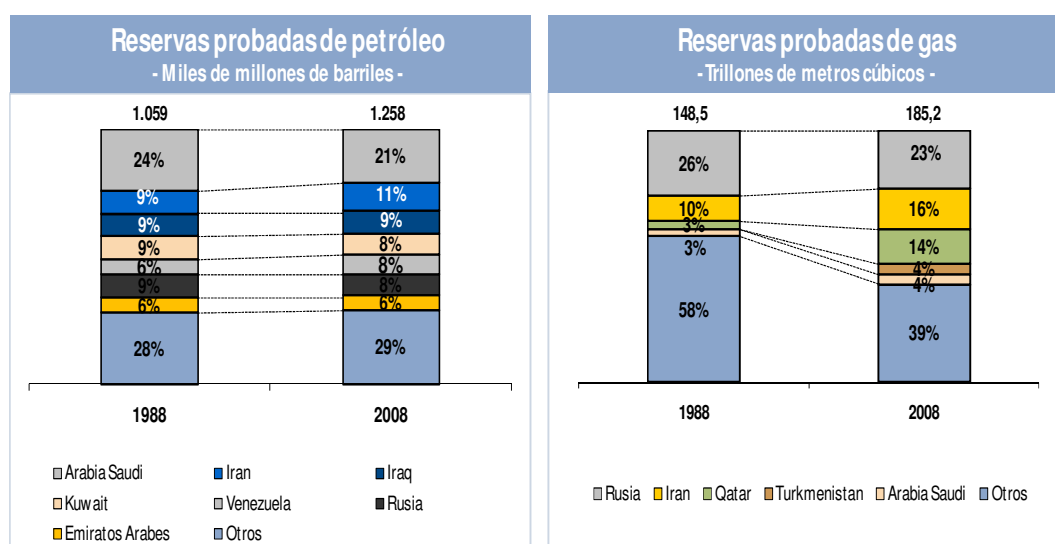
2.6.2. Factores que afectan a la seguridad de suministro

En los últimos años la dependencia energética de los países desarrollados, no sólo ha aumentado de forma importante, sino que las reservas, especialmente de combustibles fósiles, disponibles se encuentran cada vez más concentradas.

- Petróleo: Los países de Oriente Medio concentran más del 60% de las reservas de petróleo a nivel mundial, mientras que otros países como Venezuela y Rusia concentran un 8% de las reservas mundiales cada uno.
- Gas Natural: Un 60% de las reservas mundiales de gas están concentradas en países de Oriente Medio y de la Ex URSS. Rusia concentra el 23% de las

reservas mundiales, seguido de de Irán y Qatar con un 16% y un 14% cada uno.

Gráfico 26 Distribución de las reservas de gas y petróleo a nivel mundial



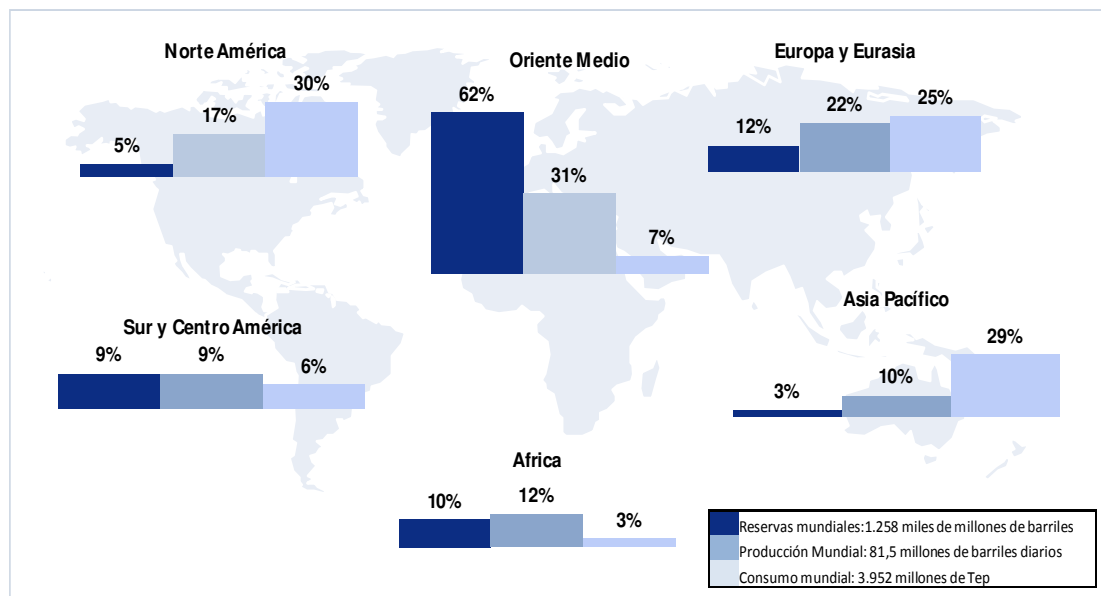
Fuente: BP Statistical Review

Algunos de los principales productores de estos combustibles se caracterizan por la inestabilidad política y económica, lo que representa un riesgo para la seguridad energética de los países importadores. Algunos ejemplos recientes de conflictos energéticos los encontramos en:

- Interrupción de suministro por desavenencias entre miembros de la antigua URSS: en enero de 2006 Rusia interrumpe el suministro de gas a la Unión Europea por un desacuerdo con Ucrania y en enero de 2007 Bielorrusia bloquea el suministro de crudo ruso.
- Aumento del precio del gas argelino: en marzo 2007 Argelia anuncia subidas unilaterales (un dólar por millón de BTU) del precio del gas que vende a España.
- Aparición de revueltas civiles en Nigeria durante el periodo 2003-2008, que provocaron interrupciones de la producción de gas (uno de los principales proveedores de gas de España y de otros muchos países de la Unión Europea).
- Política de nacionalizaciones de las compañías petrolíferas y gasistas de países de América Latina: conflicto de Repsol YPF en 2007 por el anuncio de Bolivia de querer revisar los contratos de las grandes petroleras extranjeras.

- Debate sobre la creación de una OPEP del gas (abril 2007): la escasa liquidez del mercado del gas (sólo un pequeño porcentaje del consumo mundial de gas corresponde a GNL) ha impedido que de momento se haya formalizado.
- Amenazas de Irán de cortar el suministro de petróleo en el caso de ser atacado por EE.UU. (Junio 2006).

Gráfico 27 Distribución de las reservas, producción y consumo de petróleo a nivel mundial



Fuente: BP Statistical Review

En el caso concreto del petróleo en las próximas dos décadas, la OPEP seguirá teniendo una gran influencia en el mercado de petróleo, tal y como ha hecho en otras ocasiones, reduciendo o aumentando su nivel de producción. La OPEP controla aproximadamente el 31% de la producción mundial de petróleo y el 62% de las reservas. Su cuota en las exportaciones de crudo se sitúa en alrededor del 51%. Además, concentra la totalidad de la capacidad excedentaria de producción de petróleo del mundo, lo que convierte a la OPEP en el eje dominante del mercado petrolero.

3. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA

3.1. Tendencias energéticas recientes

El modelo energético español se caracteriza por una alta demanda energética, (aunque se ha ralentizado en los dos últimos años como consecuencia de la crisis económica), un elevado peso de los recursos fósiles y una dependencia exterior superior al 80%, muy por encima de la media europea. Esta caracterización se inscribe dentro del intenso proceso de transformación del sector energético a nivel internacional que está teniendo lugar en este principio de siglo.

En España, además de las consecuencias debidas a las transformaciones del ámbito internacional mencionadas, se han producido cambios en el sector energético motivados por nuestras propias características y necesidades. En las últimas décadas, han estado en vigor cinco documentos de planificación energética: los Planes Energéticos Nacionales 1983-1992 y 1991-2000, y los tres instrumentos de planificación aprobados tras la liberalización llevada a cabo mediante la ley 54/1997, del sector eléctrico: las Planificaciones de los Sectores de Electricidad y Gas de 2002-2011, 2005-2011 y 2007-2016, esta última actualmente en vigor.

Asimismo, el sector energético se ha enfrentado a muchos retos, dando respuesta a la mayor parte de ellos y demostrando una extraordinaria capacidad de innovación y de adaptación a los requerimientos de los consumidores. El primer reto ha sido afrontar la extraordinaria fase de crecimiento económico que ha tenido la economía española durante los últimos años. Desde 1985, el crecimiento real acumulado del Producto Interior Bruto ha sido del 110 por ciento. En términos nominales, lógicamente, el incremento ha sido aún mayor: la producción anual española se ha multiplicado por cinco, pasando de 180 mil millones a superar el billón de euros.

El sector energético ha sido capaz de abastecer este fuerte ritmo de crecimiento sin convertirse en un cuello de botella para la economía, sino todo lo contrario, alimentando el propio crecimiento económico. Basta señalar algunos datos que ilustran la magnitud de los esfuerzos realizados: en 1985 la potencia eléctrica instalada en nuestro país se situaba en 41.400 MW. Actualmente supera los 100.000 MW. Es decir, sólo en los últimos veinticinco años se han instalado más MW de los que se construyeron desde que a finales del siglo XIX comenzase el desarrollo de la energía eléctrica en España. La mayor potencia eléctrica ha permitido incrementar la producción bruta de electricidad desde los 127 TWh de 1985 hasta los 300 TWh producidos en 2009. En el sector del gas natural, el crecimiento ha sido incluso más significativo. En 1985 el consumo de gas natural en España se situaba en 2,4 bcm. En

2009, se situó alrededor de los 35 bcm, habiéndose multiplicado por tanto por quince.

En agregado, el consumo de energía primaria prácticamente se ha duplicado en este período, con un crecimiento medio anual que supera el 2,7 por ciento. El fortísimo crecimiento de la demanda de energía ha tenido como consecuencia la acumulación de algunos desequilibrios en el modelo, que se comentan de manera más detallada en los siguientes apartados.

3.1.1. Intensidad energética

La intensidad energética en España es muy elevada lo que significa que para producir una misma unidad de PIB, consume mucha más energía que los países de nuestro entorno, incluso de aquellos dotados con una estructura productiva y de un grado de desarrollo económico similar. A finales de 2009, para producir la misma cantidad de PIB, España consumía un 24 por ciento más que la media de los países de la UE-15 y un 12 por ciento más que los países de la UE-27.

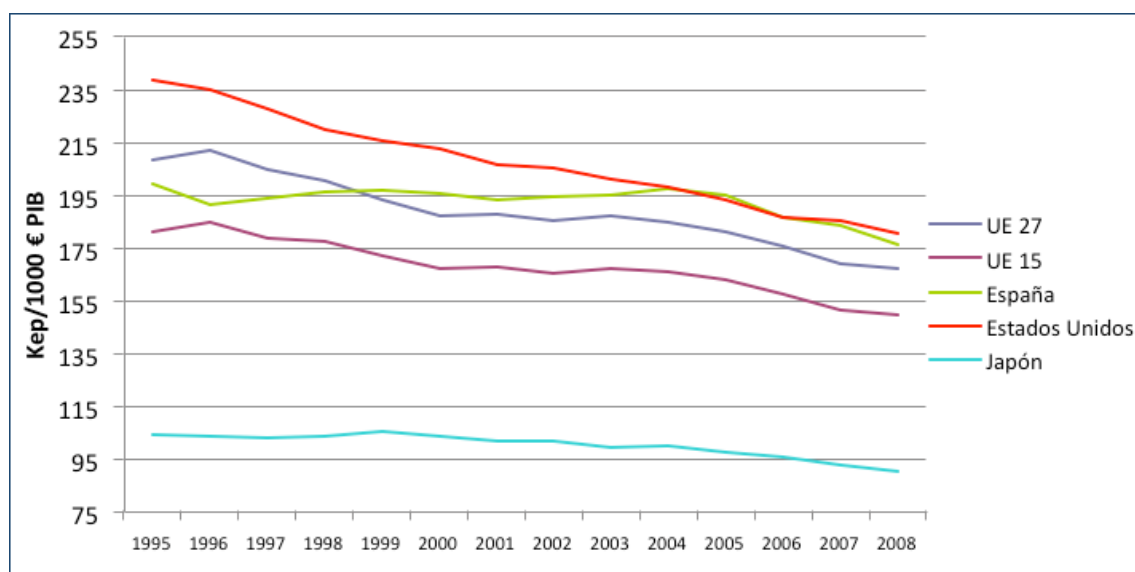
Este rasgo no es una característica consustancial a la economía española. En 1991, España era más eficiente energéticamente que los países de la UE-15. Hasta 1997, España era más eficiente que la media de los países de la UE-27. Sin embargo, la evolución durante los siguientes años tuvo sentidos completamente inversos: mientras la mayor parte de los países europeos realizaba esfuerzos sostenidos hasta reducir progresivamente la intensidad energética de sus economías, España no sólo no lograba alcanzar estas reducciones, sino que incluso incrementó la intensidad energética de su economía.

La ineficiencia energética española tiene varias causas. Por un lado, un modelo de crecimiento excesivamente sesgado hacia sectores con un consumo energético muy intensivo, como la construcción. Pero, principalmente, el factor más importante ha sido que los precios energéticos no reflejaban correctamente los costes de producción de la energía, enviando señales erróneas a los consumidores y a las empresas.

La mejora de la eficiencia en la utilización de los recursos energéticos es un vector esencial de desarrollo en los próximos años. Por un lado, supone potenciales “bolsas” de mejora, en el sentido de que resulta posible obtener los mismos niveles de producción y consumo, utilizando para ello menores inputs energéticos. Por otro lado, la mayor intensidad energética de la economía española implica una mayor vulnerabilidad de la economía española frente a las oscilaciones de los precios energéticos. Desde 2002, tuvo lugar un incremento sincronizado de las principales materias primas energéticas, conocido como “superciclo de las *commodities*”. Este incremento tuvo un efecto más inflacionario en aquellas economías que, como la española, presentaban una estructura más intensiva en el consumo energético. A

partir del año 2004 y hasta 2008, como puede apreciarse en la gráfica siguiente se ha producido una disminución de la intensidad energética en un porcentaje del 13%, que representa un ahorro de 93 millones de barriles de petróleo al año, lo que indica la importancia que tiene para nuestra economía mejorar este ratio.

Gráfico 28 Evolución de la intensidad energética (kep / 1000 € PIB) por países



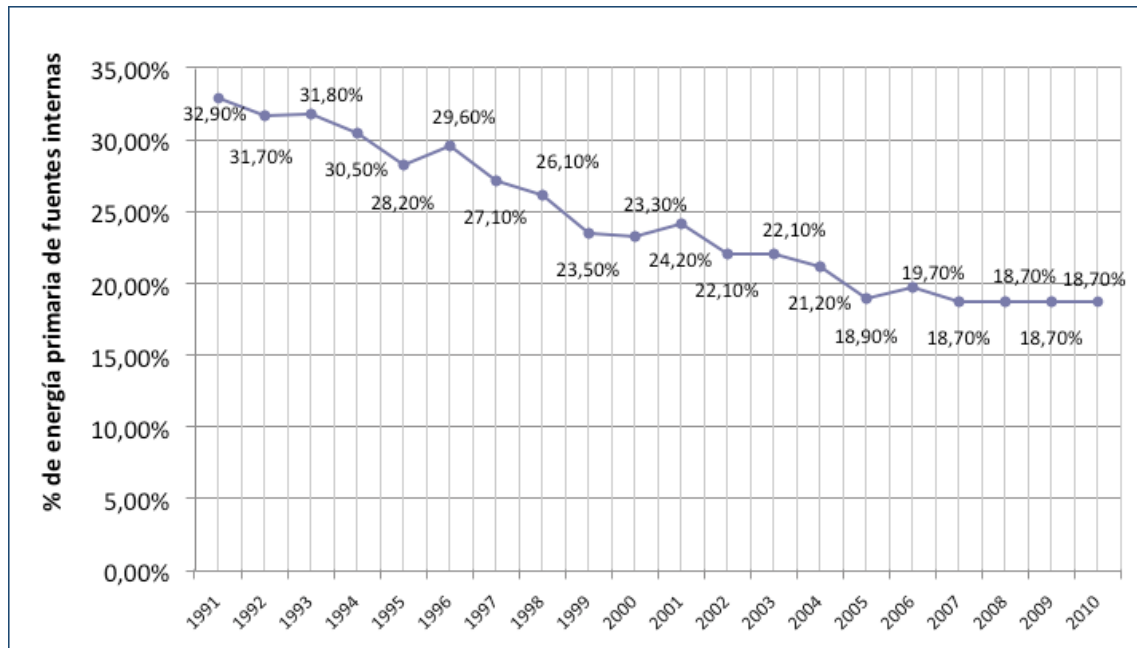
Fuente: Eurostat

La mayor intensidad energética de nuestro país no sólo resulta ineficiente, por el mayor consumo de petróleo, sino que además supone una pérdida de competitividad para la estructura productiva en su conjunto, que debilita nuestra posición en los mercados internacionales y que es imprescindible seguir reduciendo, hasta converger con la media de la UE-27 antes de 2020 y con la media de la UE-15 antes de 2030.

3.1.2. Dependencia energética

Un segundo rasgo de nuestro modelo energético es su elevada dependencia, con más de un 80% de las fuentes energéticas procedentes del exterior, principalmente petróleo y gas natural. La excesiva dependencia supone un riesgo cada vez mayor, que afecta a la seguridad de suministro y que es necesario reducir cuanto antes. La dependencia tiene un segundo efecto negativo y es que introduce una volatilidad adicional sobre los costes de los procesos productivos. Al ser tan elevada, origina que las oscilaciones de los precios del petróleo o del gas natural en los mercados internacionales se trasladen de forma tan determinante a la estructura productiva.

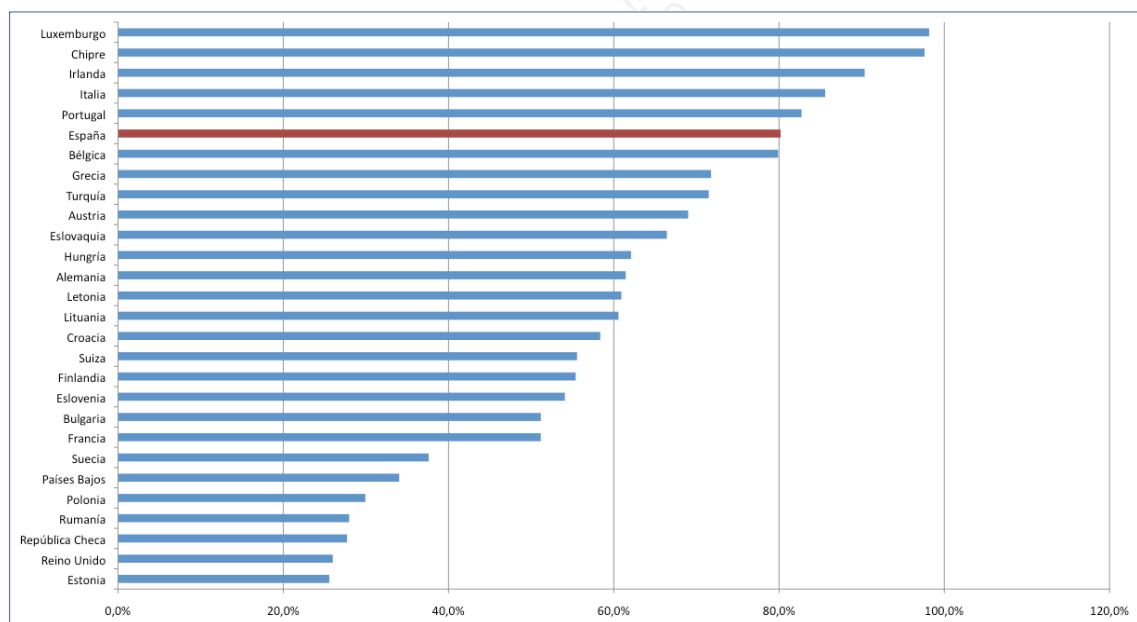
Gráfico 29 Evolución del autoabastecimiento energético en España



Fuente: Boletín Trimestral de Coyuntura Energética. MITyC

La elevada dependencia sitúa a España en una posición de debilidad frente a los países del entorno como se refleja en la grafica siguiente.

Gráfico 30 Dependencia energética por países expresada como porcentaje del consumo de energía primaria.



Fuente: EUROSTAT

3.1.3. Efectos medioambientales

En tercer lugar, el desarrollo sostenible desde un punto de vista medioambiental se ha convertido en eje prioritario, especialmente a nivel europeo. En este sentido, el protocolo de Kioto fija para España el compromiso de no superar sus emisiones de efecto invernadero más de un 15% en el periodo 2008-2012 frente a las del año 1990. Como instrumento para alcanzarlo, en noviembre de 1997, la Comisión Europea adoptó la Comunicación sobre “Energía para el futuro: fuentes de energía renovables - Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios”, en el que se propuso doblar la cuota de participación de las fuentes de energías renovables en el consumo interior bruto de energía de la Unión Europea, marcando un objetivo indicativo del 12% para el año 2010, objetivo que fue transpuesto a nivel nacional en España y recogido en la Ley 54/1997.

La Directiva 2001/77/CE de 27 septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, fijó la cuota del 22,1% de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable sobre el consumo de electricidad de la Unión Europea en el año 2010 y, a su vez, estableció para España un objetivo de un 29,4%.

A más largo plazo, el Consejo Europeo, en sus conclusiones del 8 y 9 de marzo de 2007 sobre la política energética para Europa, insiste en la necesidad de incrementar la eficiencia energética en la UE para lograr el objetivo de ahorrar un 20% del consumo de energía de la UE en comparación con los valores proyectados para 2020. Establece también los objetivos vinculantes de alcanzar un porcentaje del 20% de energías renovables en el consumo total de energía de la UE en 2020. También se indica la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% con respecto a 1990. El objetivo se divide entre sectores a los que les aplica la Directiva de comercio de derechos de emisión (sectores directiva) y sectores a los que no les aplica (sectores difusos). Para los primeros se establece un objetivo comunitario de reducción del 21% con respecto a 2005. Para los segundos, se establece una reducción del 10%, frente a 2005. Considerando ambos objetivos conjuntamente, a nivel comunitario se alcanzaría una reducción del 14,2% respecto a 2005, equivalente a una reducción del 20% respecto a 1990.²

² En 2005, el total de las emisiones equivalentes de CO₂ era un 6,8% por debajo de los niveles de 1990, incluyendo las emisiones de la aviación. Por tanto, para alcanzar una reducción de un 20% con respecto a 1990, es necesario una reducción adicional de un 13,2%, y esta reducción comparada con los niveles de 2005, se traduce en una reducción de un 14,2%. Teniendo en cuenta que los sectores directiva representan el 40% del total de emisiones de efecto invernadero de la UE-27, la combinación de una reducción del 21% en sectores directiva y un 10% en sectores difusos supondría a nivel comunitario una reducción del 14,2% respecto a 2005, equivalente a una reducción del 20% respecto a 1990.

Finalmente, la Directiva de 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales conseguir una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

Para ello, establece objetivos para cada uno de los Estados miembros en el año 2020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año. En España, el objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 —mismo objetivo que para la media de la UE—, junto a una contribución del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año.

Por último, existe un consenso en la comunidad internacional sobre la necesidad de adoptar medidas para impedir un incremento de la temperatura del planeta superior a los 2° centígrados, pero tiene que traducirse en compromisos verificables.

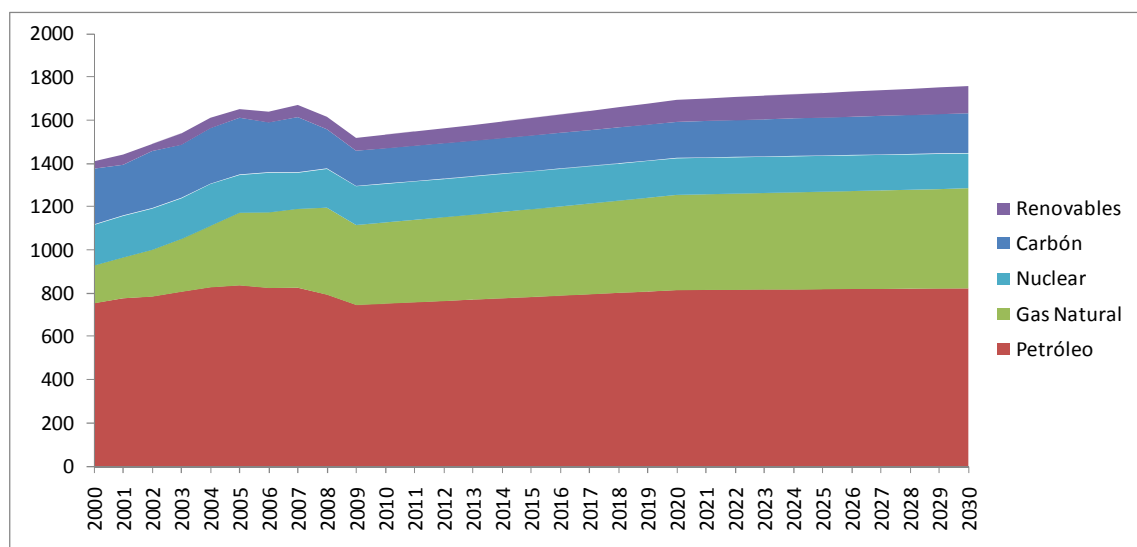
3.1.4. La demanda de energía primaria y su cobertura

La demanda de energía primaria en España en 2009 fue de 130.557 ktep, lo que representa un descenso del 8,2% sobre la demanda del 2008. Esta tasa continúa una tendencia descendente iniciada durante el año anterior como consecuencia de la crisis económica.

- El consumo total de carbón (10.583 ktep), sufrió un descenso del 24,3% respecto al año anterior, debido fundamentalmente a la menor generación eléctrica con este combustible por el cambio que se viene produciendo en el mix de generación (reemplazo de centrales de carbón por ciclos combinados de gas) y por una menor utilización del mismo en consumo final de la industria siderúrgica y del cemento.
- El consumo total de petróleo fue de 63.674 ktep, lo que representa un descenso del 6,6% respecto al del año anterior. Esta reducción de la demanda de productos petrolíferos fue debida en su mayor parte a la reducción del consumo de carburantes para transporte, derivado de la menor actividad económica. A pesar de todo, la demanda de energía de petróleo sigue suponiendo casi un 50% de la energía.
- La demanda total de gas natural registró un descenso del 10,6% respecto al año anterior. Sin embargo, su peso sobre el total de energía primaria ha seguido siendo elevado, con un 23,8% sobre el total consumido.

- Las energías renovables suponen en 2009 un 9,3% del total, después de haber crecido un 12% respecto al 2008. Este aumento se debe sobre todo a la energía eólica, solar y biomasa.
- La producción de energía de origen nuclear disminuyó respecto al 2008 un 10,6% y representa un 10,5% sobre el total de energía primaria consumida en 2009.

Gráfico 31 Demanda de energía primaria en España (TWh)



Fuente: MITyC; DGTREN

Se espera, que la demanda de energía primaria de España recupere el crecimiento durante el 2010. Sin embargo el aumento de la demanda podría ser moderado durante el periodo 2010-2035 -alrededor de un 1,3% de crecimiento anual durante el periodo 2010-2020-. En este caso, la demanda de energía primaria no recuperaría un nivel similar al del año 2007 (año anterior a la crisis) hasta el 2017.

A partir del 2020 se espera que las medidas de eficiencia energética puestas en marcha, mantengan los ritmos de crecimiento de la demanda en porcentajes cercanos al 0,6% anual, por lo que la demanda primaria de energía superaría los 1.900 TWh en el 2030.

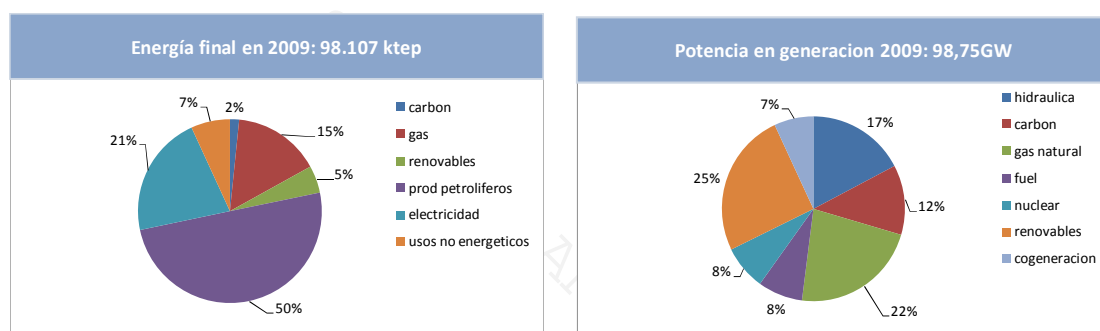
3.1.5. La demanda final de energía y su cobertura

El consumo de energía final en España durante 2009 fue de 98.107 ktep, lo que representa una disminución de 7,1% respecto al año 2008. Esta evolución se ha debido a la menor demanda en todos los sectores como consecuencia de la crisis.

Si partimos del análisis por fuentes de energías, se pueden sacar las siguientes consecuencias:

- El consumo final de productos petrolíferos disminuyó un 7,4%. Los productos petrolíferos más afectados fueron el gasóleo, derivado de una menor actividad económica y en línea con el estancamiento de las ventas de vehículos comerciales, así como las gasolinas que ya venían disminuyendo en años anteriores.
- La demanda de electricidad para usos finales disminuyó alrededor de un 5,7%, alcanzando los 20.989 ktep en 2009. La cobertura de la demanda de electricidad y la potencia total de generación del año 2009, se reflejan en la siguiente figura:

Gráfico 32 Mix y capacidad de generación de electricidad del 2009



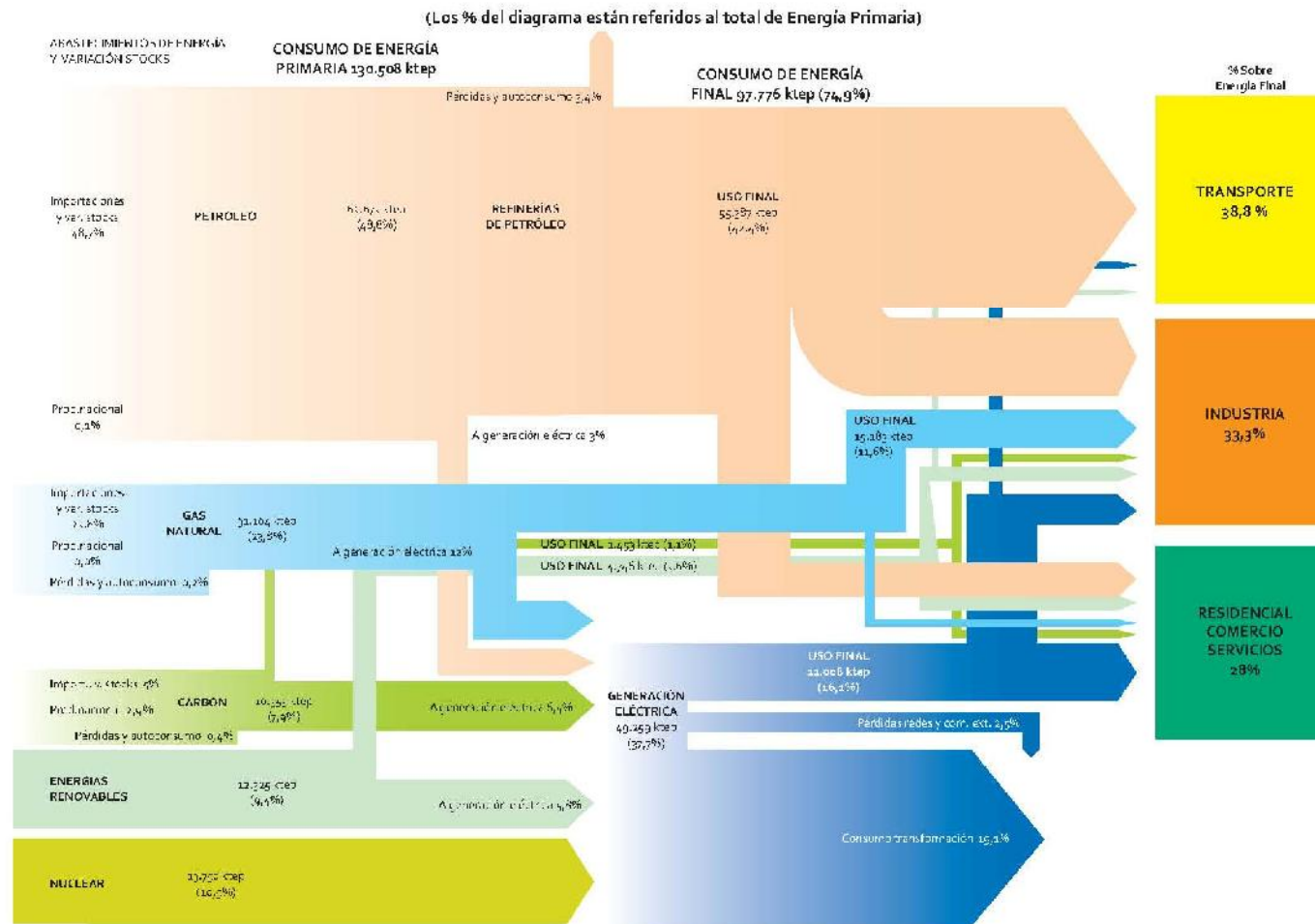
Fuente: REE

- Respecto al gas y al carbón ambos han disminuido por la menor demanda en usos finales como consecuencia de sobre todo una más baja actividad industrial.

3.1.6. Transformación de energía primaria en energía de uso final

El Gráfico representa el diagrama de Sankey correspondiente a los flujos energéticos en España en el año 2009. En él es posible observar la energía que entra en el sistema, tanto con origen doméstico como importado, y cómo esta energía pasa por los distintos procesos de transformación hasta llegar a los consumos finales, indicando además para cada uno de ellos la utilización de los distintos combustibles. También se puede evaluar fácilmente la energía perdida en las distintas transformaciones o procesos de transporte, como medida de la eficiencia global del sistema.

Gráfico 33 Diagrama de Sankey de la energía en España 2009 (Metodología AIE)



Fuente: La Energía en España 2009; MITYC

3.1.7. Situación actual de dependencia y fuentes de abastecimiento

Nuestro país tiene una elevada dependencia energética exterior que supera el 80%, cuando la media europea se sitúa en el 54%. Este nivel de dependencia llega al 100% en el caso de los combustibles fósiles, petróleo y gas.

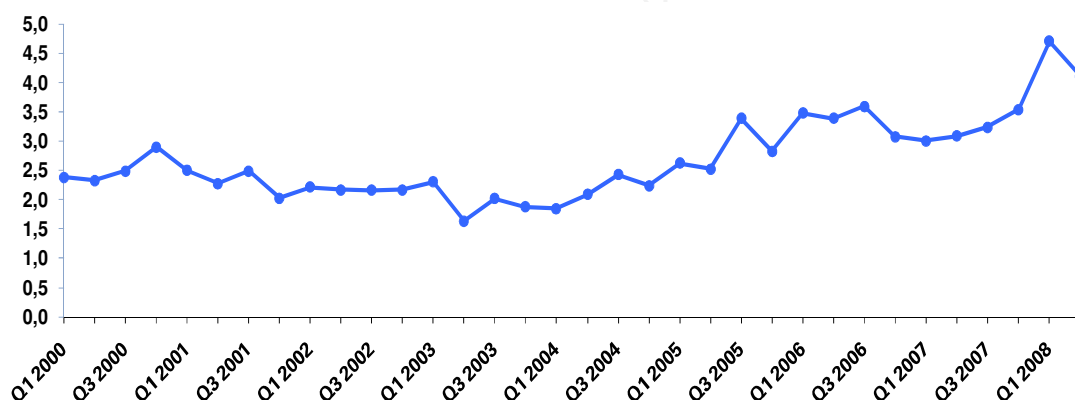
Esta situación de dependencia se va a mantener durante el periodo 2010-2035 atenuándose en la misma medida que aumente la energía producida con tecnologías renovables.

Esta situación de dependencia energética tiene implicaciones muy significativas para la economía española. Algunos ejemplos, que reflejan esta dependencia económica de los combustibles fósiles son:

- En noviembre de 2009 la factura acumulada por pagos del petróleo durante los 12 meses anteriores se situaba en 16.245 millones de euros. El saldo del petróleo en la balanza comercial se situaba en el 32%.
- En el primer semestre de 2008 la balanza comercial de España registraba un déficit de 41.600 millones de euros, lo que hace que nuestro país ocupe el segundo puesto de la Unión Europea después de Inglaterra.

En el primer trimestre de 2008 la importación de petróleo supuso alrededor de un 4% del PIB español.

Gráfico 34 Porcentaje de las importaciones de petróleo respecto al PIB de España



Fuente: MITyC y elaboración propia

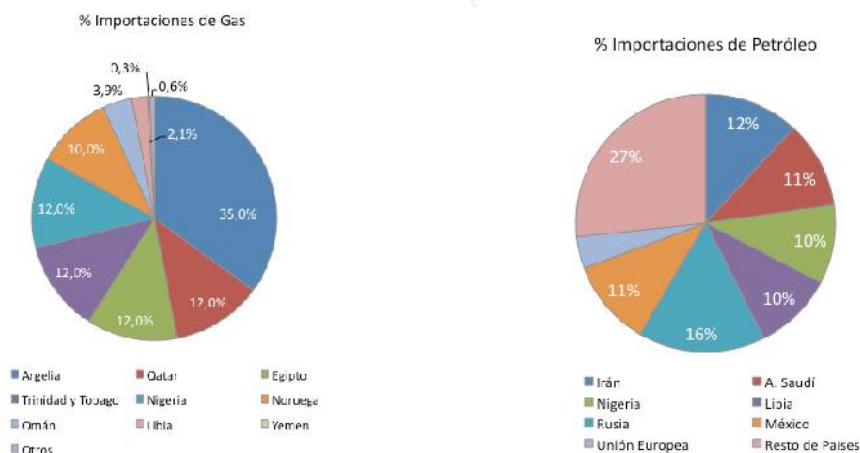
Además del coste por las importaciones energéticas, España ha tenido que incurrir en costes adicionales de infraestructuras para mitigar el riesgo de desabastecimiento (plantas de regasificación, que han permitido que un 72% del gas natural importado

sea licuado) y para asegurar la existencia de un nivel de reservas estratégicas mínimas (almacenamientos subterráneos de gas natural y petróleo).

Como consecuencia de estas inversiones y otras medidas regulatorias adoptadas por el Gobierno de España (Limitaciones regulatorias a la importación del gas procedentes de un mismo origen a un máximo del 50% sobre el total, que hicieron disminuir la importancia del gas natural argelino), el actual aprovisionamiento de petróleo y gas se encuentra relativamente diversificado, teniendo en cuenta la alta concentración de la producción de estos combustibles en pocos países.

- En petróleo, alrededor de un 56% de las importaciones provienen de los países de la OPEP (aunque ninguno de estos países tiene más de un 12%, tal y como se puede observar en la siguiente figura), seguido de Rusia, que con un 16% es nuestra principal fuente de suministro.
- En gas natural, alrededor de un 36% de las importaciones proviene de Argelia (aunque el nivel de dependencia de las importaciones de este país se ha reducido progresivamente como consecuencia de las limitaciones regulatorias). El resto de países importadores se encuentra por debajo del 13% del total de importaciones.

Gráfico 35 Distribución de los aprovisionamientos de gas y petróleo en España



Fuente: MITYC - Balance estadístico de hidrocarburos de Diciembre de 2009

Sin embargo, estos países son, en muchos de los casos, políticamente inestables o han utilizado sus recursos energéticos como arma política en anteriores ocasiones. El bajo grado de interconexión (especialmente en electricidad) y la escasez de almacenamientos para reservas estratégicas (en gas y petróleo) siguen suponiendo,

en caso de una interrupción del suministro, un riesgo importante para la seguridad del sistema energético español.

En este sentido desde el Gobierno español se han puesto en marcha medidas para aumentar el grado de interconexión (interconexión eléctrica con Francia) y seguir aumentando la capacidad de almacenamiento tanto de gas natural como de petróleo.

3.2. Las energías renovables

Nuestro país ha hecho una apuesta decidida por las energías renovables. Las renovables contribuyen a reducir la emisión de gases de efecto invernadero y a aliviar nuestra dependencia energética del exterior. Nos hemos convertido en uno de los países líderes mundiales tanto en generación como a nivel industrial y de innovación, contando con empresas españolas que hoy desarrollan proyectos en muchos países del mundo.

El marco normativo del régimen especial ha sido un factor determinante para el fomento de la inversión en proyectos renovables y para impulsar la industria española.

Sin embargo, la curva de aprendizaje y el desarrollo tecnológico es desigual en las distintas energías renovables.

Así, el crecimiento que ha experimentado el sector eólico ha sido posible gracias a la materialización de muchos proyectos que han precisado no sólo una importante inversión sino también de la coordinación de distintos agentes (Ayuntamientos, Comunidades Autónomas, Gobierno de la Nación, fabricantes de equipos, operadores de las redes, etc.). Hoy la energía eólica es considerada la más eficiente, la que ha avanzado más en su curva de aprendizaje.

Las energías fotovoltaicas han recibido un enorme impulso con la retribución que estableció el Real Decreto 661/2007, pero es necesario que las reducciones de coste que ya se han producido sean progresivamente transferidas a los consumidores, estableciendo un sistema flexible a futuro que permita el ajuste de las primas.

La energía termosolar tiene un gran campo potencial de desarrollo, especialmente las centrales termosolares con almacenamiento térmico, tanto desde la perspectiva del progresivo abaratamiento de los costes de producción como de la propia gestionabilidad del sistema eléctrico.

Las energías renovables han multiplicado por 4,5 su producción durante los últimos ocho años. Durante el pasado año, un 28% de la energía eléctrica fue generada con tecnologías renovables.

Las tecnologías renovables en régimen especial cuentan con dos ventajas: subvención y obligación por parte del sistema de comprar toda la energía que producen.

El sistema ha llevado a que el volumen de primas asociado al régimen especial ascienda a cantidades elevadísimas en millones de euros. Este sistema ha desbordado claramente las previsiones, por lo que parece necesario establecer las oportunas correcciones, manteniendo el principio de seguridad jurídica y en coordinación con los agentes involucrados.

3.3. Las infraestructuras energéticas

Las infraestructuras energéticas constituyen un elemento esencial de nuestra política de energía. Las redes de interconexión resultan vitales para el cumplimiento de los tres pilares de la política energética común: competitividad, sostenibilidad y seguridad de suministro.

Desde el punto de vista interno, la red eléctrica española tiene que hacer frente a la introducción de la generación distribuida para las instalaciones del Régimen Especial mediante la construcción de redes locales conectadas a las redes nacionales existentes mediante sistemas inteligentes. Respecto de las interconexiones internacionales, la posición geográfica de nuestro país es la de “isla energética”, por lo que se hace necesario un grado de interconexión comparable a la de los países del resto de Europa. Especialmente, el grado de interconexión con Francia y a través de ella con el resto del continente europeo, está muy por debajo del 10% de la potencia instalada acordado por el Consejo Europeo de Barcelona en el año 2000.

3.3.1. Redes de transporte y distribución eléctrica.

La red de transporte de electricidad en España consta de más de 34 mil kilómetros de circuito de líneas de alta tensión, y unas 3.100 posiciones de subestaciones y cuenta con una capacidad de transformación de aproximadamente 67.000 MVA.

Desde el punto de vista geográfico, la mayor concentración de líneas de transporte eléctrico se sitúa en el noroeste de la Península, donde confluyen líneas de centrales térmicas e hidroeléctricas de Castilla-León, Galicia y Asturias. La menor densidad, se produce en la zona sureste peninsular, como consecuencia de la ausencia de centrales de producción y grandes centros de consumo eléctrico.

Como se ha señalado, España adolece de un gran déficit de interconexiones con Europa, siendo uno de los países con un porcentaje más bajo de interconexión. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio aprobó en mayo de 2008, el documento de planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 que tiene como objetivo asegurar la calidad de suministro energético. Este documento incluye una

3.3.1.1. Interconexiones internacionales.

El aumento de la interconexión de nuestro país con Francia constituye un objetivo prioritario para garantizar la seguridad del sistema eléctrico español ya que supone la ligazón con el sistema europeo.

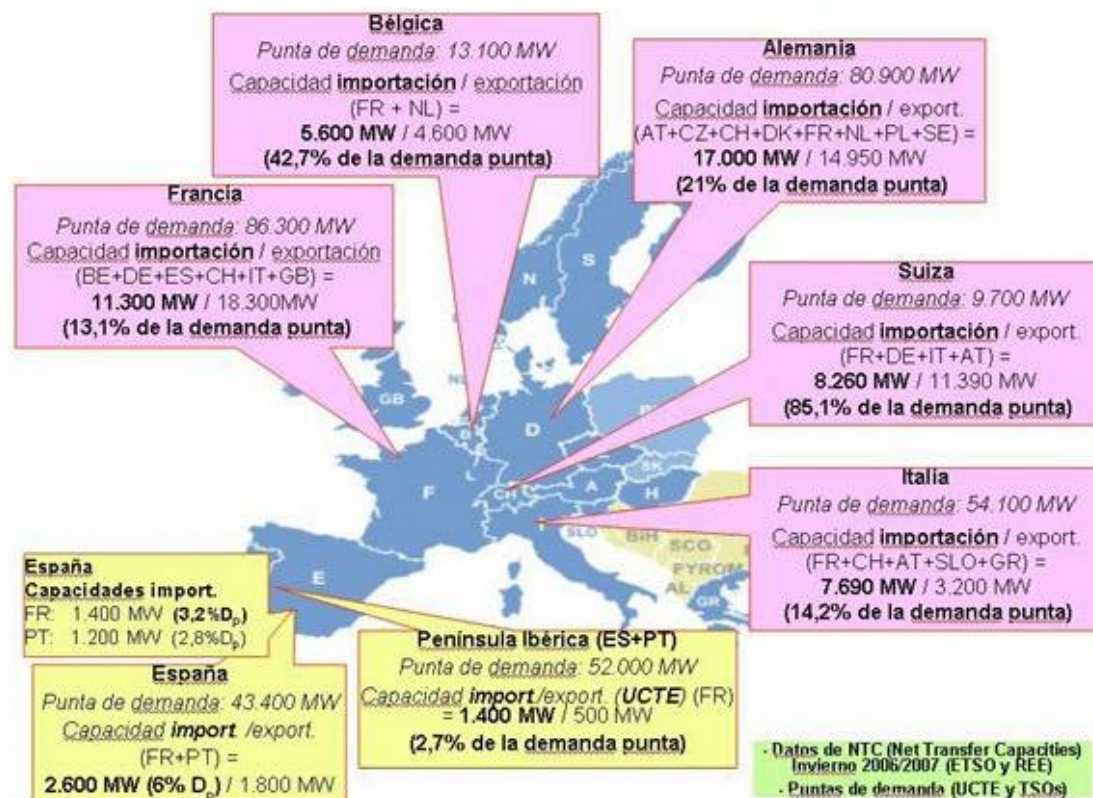
Con este objetivo, Red Eléctrica Española y Réseau de Transport D'Electricité firmaron en 2008 un acuerdo para la construcción de una nueva línea por el este de los Pirineos. Este eje, además de incrementar la capacidad de interconexión, permitirá, en su momento, reforzar la seguridad de los dos sistemas y favorecer la integración de un mayor volumen de energía renovable, especialmente de energía eólica en el sistema ibérico.

El pasado año 2009, se creó la sociedad INELFE, participada al 50 por ciento por cada una de las empresas para desarrollar esta interconexión transpirenaica y para financiar el conjunto de los costes asociados a la construcción de esta infraestructura eléctrica. Esta sociedad está llevando a cabo los estudios técnicos, medioambientales y económicos previos necesarios.

También se continúan los trabajos de refuerzo de la interconexión con Portugal, a través de los ejes del Duero, andaluz y gallego, de forma que se espera que la capacidad de intercambio comercial entre ambos países aumente a 3.000 MW.

Otros proyectos los constituyen la interconexión con Marruecos y Argelia. Respecto del primero se están llevando a cabo los estudios necesarios para evaluar la viabilidad de una ampliación de capacidad de intercambio eléctrico. En relación con Argelia, existen iniciativas para realizar una interconexión de una extensión de 200 kilómetros que uniría a dicho país con Almería, que posibilitaría la conexión con la zona de excedente energético argelino y reforzaría el anillo eléctrico del Mediterráneo.

Gráfico 37: Comparación del grado de interconexión de España con otros países europeos



Fuente: Red Eléctrica Española, datos de 2007

3.3.2. Redes de transporte y distribución de gas

La red de transporte de gas ha crecido de forma importante en los últimos años, aunque presenta insuficiencias de capacidad de almacenamiento. Para paliar esta situación se han puesto en marcha importantes inversiones por parte de ENAGAS. Además, la red peninsular de gas es una de las más eficientes y flexibles de Europa por el número y tamaño de las plantas de regasificación en servicio.

Casi el 73 por ciento del gas natural llega al sistema nacional transportado por buques metaneros, procedentes de diez países suministradores y el 27 por ciento restante, vía gasoducto. Con estas cifras, España, con 6 plantas de regasificación, se sitúa como el tercer país importador de gas natural licuado del mundo, por detrás de Japón y Corea.

En la actualidad, el parque de infraestructuras gasistas en nuestro país está integrado por 6 plantas de regasificación de gas licuado, más de 6.000 kilómetros de gaseoductos de transporte y 31.000 kilómetros de gaseoductos de distribución, 2 almacenamientos subterráneos, 3 yacimientos y 4 conexiones internacionales, con Marruecos, Francia y Portugal.

Respecto de la interconexión con Francia, en 1993 entró en operación la conexión Larrau-Calahorra y con posterioridad, la interconexión de Euskadour. En 2009, Francia ha aceptado aumentar la capacidad de interconexión de gas de Larrau.

La interconexión España-Portugal a través de Badajoz constituye el punto de conexión de gas más significativo entre los dos países que se complementa con el situado en Tuy, Pontevedra. El documento de planificación prevé reforzar las interconexiones con Portugal y la creación de nuevas redes, con la finalidad de consolidar el Mercado Ibérico de gas.

Finalmente y para garantizar el suministro, nuestro país cuenta con tres almacenes de gas -El Serrablo, La Gaviota y Las Marismas- con una capacidad de 2,8 millones de metros cúbicos. Esta capacidad de almacenamiento se verá ampliada en el futuro con los almacenes de Poseidon, Yela y El Castor, que en 2012 entrarán en funcionamiento.

Gráfico 38: Panorámica del sector gasista en España



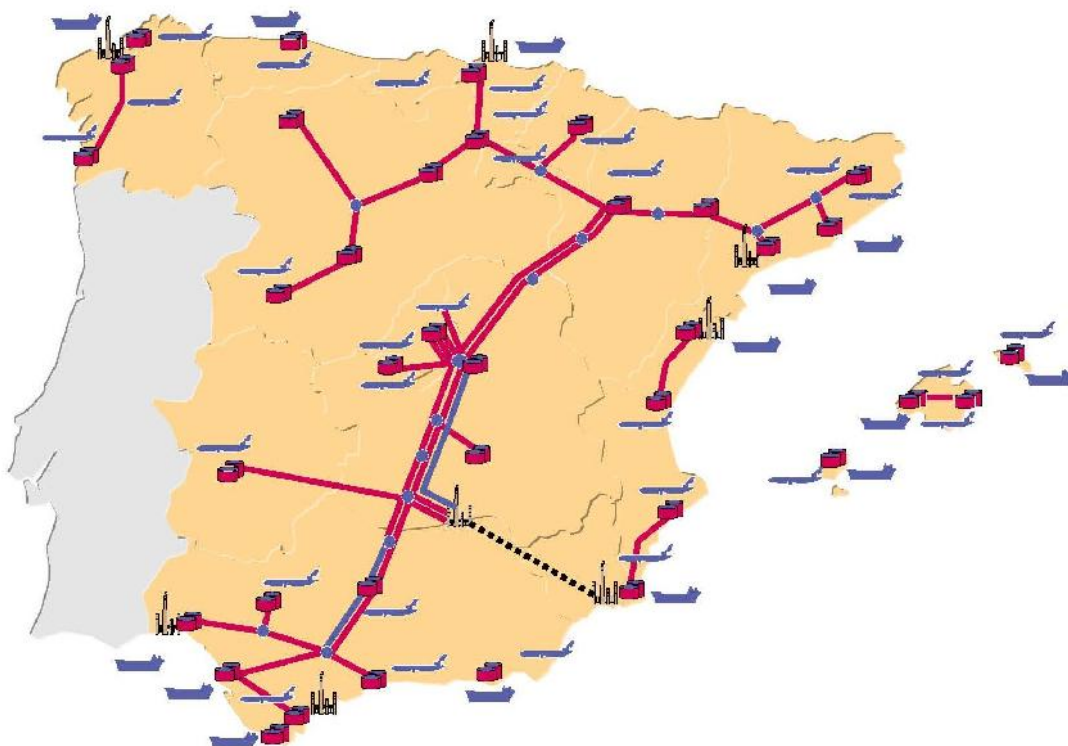
Fuente: Enagas.

3.3.3. Redes de transporte y distribución de petróleo

La red de transporte por tuberías en nuestro país tiene una longitud de más de 4.000 kilómetros, cuyo eje principal discurre desde Cádiz a Barcelona, atravesando Madrid y Zaragoza.

El sistema logístico del petróleo y sus derivados se gestiona principalmente en nuestro país por CLH (Compañía Logística de Hidrocarburos) con una red de más de 3.500 km, que la convierte en una de las más extensas de Europa.

Gráfico 39: Logística de productos petrolíferos y puntos de producción/importación de consumo



Fuente: CLH.

España tiene en la actualidad un importante déficit fundamentalmente de gasóleos, que en los próximos años va a ser amortiguado con un plan de inversiones de más de 6.000 millones de euros en proyectos de maximización de destilados.

- La expansión de la Refinería de Cartagena de Repsol.
- El proyecto URF de la Refinería de Bilbao de Petronor.
- La expansión de la Refinería de Huelva de Cepsa.
- La expansión de la Refinería de Algeciras de Cepsa.

- El proyecto URF de la Refinería de Castellón, de BP.

3.3.4. Las necesidades del futuro

El carácter de “isla energética”, puede seguir siendo aplicado nuestro país a pesar del notable desarrollo de las líneas de transporte de electricidad y gas, el avance en el mallado de las redes, y en la interconexión de los sistemas insulares, debiendo destacarse los hitos de la conexión eléctricas de las Islas Baleares, y del avance de los proyectos de gasificación en Baleares y Canarias.

El alto grado de dependencia de las importaciones de productos petrolíferos que hoy tenemos y que seguirá existiendo en el futuro, aún con la creciente incorporación de renovables, determina que en la próxima década, el desarrollo de las interconexiones internacionales será un elemento básico para hacer posible la integración de nueva potencia de energía renovable, por la flexibilidad que aporta al sistema español la posibilidad de exportar energía en situaciones de mucha producción de ésta energía, o por el contrario, la importación de energía cuando las renovables no aporten la suficiente potencia para garantizar la cobertura de la demanda.

El límite de producción máxima de energía renovable se elevará si podemos disponer de más capacidad de importación para cubrir las pérdidas de generación renovable que puedan producirse ya sea ante incidentes o por variaciones del recurso primario renovable.

Otra característica del sector energético está determinada por los puntos de origen de las materias primas y fuentes de energía que se encuentran fuertemente concentrados, mientras los puntos de consumo tienen una notable dispersión. Por este motivo, las infraestructuras energéticas, y en particular las de interconexión y de almacenamiento, tienen un papel determinante, en la medida en que permiten conectar físicamente la oferta de energía con los puntos de demanda, y al mismo tiempo suavizan las oscilaciones de la oferta, abasteciendo de manera constante y flexible las necesidades de demanda energética.

En definitiva, es necesario seguir desarrollando en el sector eléctrico el incremento de las interconexiones con Francia y Portugal y en el sector gasista culminar la entrada en funcionamiento del gasoducto de Medgaz. Sin embargo, es imprescindible una mayor interconexión, especialmente eléctrica, para incrementar la participación renovable en el mix de generación de forma sostenible técnica y económicamente.

Las dos nuevas conexiones eléctricas planificadas con Francia —una de las cuales tiene prevista su entrada en funcionamiento en 2014 y la otra aún requiere una definición más precisa de la actuación y de su horizonte temporal— no son suficientes para alcanzar el objetivo de disponer en 2020 de una capacidad en las

interconexiones del 10% de la potencia instalada, que se traduciría en unos 10.000 MW.

También es necesario acometer cuanto antes la transformación de las redes de distribución de energía eléctrica en redes inteligentes, las “smartgrids”, para hacer posible, junto con la reglamentación oportuna, la generación distribuida en nuestro país, que acercaría el punto de generación al punto de consumo y supondría un salto cualitativo importante en la implantación de las energías renovables, además de ofrecer nuevas posibilidades al desarrollo de nuestra industria.

Todas estas infraestructuras, deben ser desarrolladas de una manera eficiente y medioambientalmente sostenible por lo que será preciso el concurso y coordinación de todas las Administraciones públicas implicadas.

Y finalmente queremos hacer una referencia a los desarrollos, que impulsados por la UE, serán ya una realidad finalizada o en proceso de culminación en el año 2035.

La Unión Europea en el ámbito del Set Plan, que es el pilar tecnológico de sus políticas energéticas en una de sus iniciativas se refiere a las redes eléctricas y a los desarrollos tecnológicos del futuro.

En este marco se contienen proyectos como el Plan Solar Mediterráneo, el Proyecto Transgreen Initiative o el Proyecto Desertec, que básicamente se refieren al desarrollo a gran escala de las energías renovables en los países del Sur y el Este del Mediterráneo y su conexión con el Continente Europeo, que se realizaría en buena parte por España.

Es obvio resaltar la importancia que estas iniciativas, de las que ya participan algunas empresas españolas, tienen para nuestro futuro energético y no solo por nuestra posición geográfica sino por las posibilidades de desarrollo en innovación de una tecnología, como el transporte de electricidad a larga distancia en corriente continua en alta o muy alta tensión.

También deben ser objeto de nuestra atención, ya lo están siendo por parte de nuestras empresas, los grandes proyectos de parques eólicos offshore, proyectados en el Mar de Norte por Holanda, Alemania y Gran Bretaña, para poder competir con nuestra tecnología en aerogeneradores y en las infraestructuras de transporte a los puntos de consumo.

4. ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO: ESCENARIO DE CONSENSO

Los escenarios que se consideran están referidos a proyecciones sobre el año 2020, que es el horizonte más inmediato para el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el seno de la UE y sobre el año 2035 que es el año fijado para referenciar los análisis de esta subcomisión.

El escenario de consenso

Aunque en el curso de la elaboración del presente Informe se han analizado diversos escenarios, — como es, por otro lado, preceptivo en este tipo de análisis— las conclusiones que se presentan en este documento se refieren de forma exclusiva al escenario denominado de Banda de Eficiencia.

El escenario de Banda de Eficiencia se considera el más plausible para alcanzar los objetivos marcados y refleja una situación en la que se mantuviera de forma sostenida en el tiempo una política energética activa comprometida con el cambio climático, impulsando continuas mejoras en la eficiencia y el ahorro energético y planes ambiciosos de integración de energías renovables.

El escenario de Banda de Eficiencia, se corresponde a nivel global, con el escenario alternativo de la AIE que incluye medidas para estabilizar las concentraciones de CO₂ en 450 ppm, y limitar el aumento de la temperatura del planeta a 2°C. Para conseguirlo se necesitan fuertes inversiones en tecnologías renovables y eficiencia energética principalmente, así como nuevos compromisos de todos los países para estabilizar el clima. Este escenario mantendría las emisiones en torno a los niveles actuales.

Metodología

Para realizar el análisis de prospectiva del sistema energético español a 2020 y 2035 se emplea la metodología de creación de escenarios, que requiere la caracterización de los mismos a partir de una serie de elementos. La caracterización de los escenarios supone una alternativa metodológica a la mera extrapolación de los datos del pasado y del presente. Los escenarios no pretenden vaticinar el futuro de manera exacta sino más bien señalar el futuro más probable a efectos de disminuir el nivel de incertidumbre y riesgos inherentes, y hacer evidentes las interrelaciones entre las variables.

La caracterización de la evolución del sistema energético exige la recopilación de un gran número de factores, algunos exógenos y otros propios al sistema energético: la evolución de la economía mundial y de la demanda de energía, el potencial de las

fuentes autóctonas, el parque de generación eléctrica, la evolución de las tecnologías y de los sistemas de gestión de la energía o las apuestas políticas en ámbitos tan importantes como el ahorro y la eficiencia energética o las energías renovables.

Para el escenario 2020 se hace una descripción detallada de las principales características del sistema energético español: matriz de energía primaria, consumo de energía final, evolución de la dependencia del sistema energético.

Para el escenario 2035, y teniendo en cuenta el elevado nivel de incertidumbre de algunos de los parámetros en ese horizonte temporal, nos parece más acertado identificar los elementos de mayor certidumbre y establecer vectores y objetivos que debe presentar el sistema energético español en dicho horizonte temporal, sin llegar al nivel de detalle del horizonte más cercano.

Para la caracterización de los escenarios se distinguirán tres tipos de variables:

- Limitaciones tecnológicas, derivadas de factores de instalación, económicos o de gestión del sistema.
- Variables de entorno, o elementos que son ajenos a la decisión política, pero que influirán decisivamente en los escenarios energéticos a 2020 y 2035.
- Variables de control, o decisiones que deben ser tomadas, preferiblemente consensuadas, antes de 2020 y 2035.

4.1. Limitaciones tecnológicas, derivadas de factores de instalación, económicos o de gestión del sistema

La caracterización de los escenarios energéticos se basa en primer término en los estudios sectoriales específicos realizados y que han sido facilitados a esta Subcomisión, entre otros, en los siguientes ámbitos: petróleo, carbón, gas natural, energía nuclear, energía solar, energía eólica, biomasa, biocarburantes e hidrógeno. Estos estudios han permitido identificar en cada caso los usos y las capacidades de producción, las previsiones y las limitaciones tecnológicas a medio y largo plazo.

En este análisis hemos acotado las limitaciones de las diferentes tecnologías, al menos en tres vertientes: limitaciones a la instalación, limitaciones económicas y limitaciones de gestionabilidad.

Para cada tecnología puede calcularse un umbral máximo de potencia instalable en nuestro país, considerando las limitaciones físicas, sociales y medioambientales. Así se ha realizado para las tecnologías solar fotovoltaica, solar termoelectrica, eólica marina y terrestre, hidroeléctrica, biomasa y biogás, energía de las olas y geotermia.

En la mayoría de los casos los estudios realizados muestran un margen más que suficiente en el potencial instalable, en comparación tanto con los niveles actuales de instalación, como con los objetivos establecidos en el Plan de Energías Renovables. No obstante, en el análisis a largo plazo, la limitación al potencial instalable por tecnología es una dimensión que debe ser tomada en cuenta.

Una segunda limitación a las tecnologías renovables que conviene abordar a través de la realización de estudios sectoriales, es la derivada de sus costes. En general, los costes de las tecnologías vienen determinados por varios componentes: el factor de capacidad, la eficiencia de la instalación y la ratio unitaria de inversión son los principales. Las expectativas respecto a estos elementos varían mucho de unas tecnologías a otras. Por ejemplo, las expectativas de reducción de costes de la tecnología fotovoltaica o la solar termoeléctrica son mucho mayores que las de las centrales mini-hidroeléctricas, que se construyen a partir de una tecnología con un alto grado de madurez, por lo que las expectativas futuras de reducción de costes son mínimas, ya que el coste de los bienes de equipo está muy optimizado, son equipos difícilmente estandarizables y el número de unidades producidas es relativamente pequeño.

Finalmente, el análisis de los costes debe extenderse también a las tecnologías convencionales, como el carbón, el petróleo, el gas natural o la energía nuclear, no sólo porque muchas de las plantas existentes y algunas otras de nueva instalación participarán en el sistema, sino fundamentalmente porque los costes son una variable que sólo cabe entender en términos relativos. Es decir, el análisis de costes de las tecnologías renovables quedaría incompleto si no se acompaña de su comparación con los costes de las tecnologías convencionales. La competitividad futura de las renovables sólo podrá valorarse a través de la interposición de criterios de mercado entre ellas y las fuentes convencionales.

Una tercera fuente de limitaciones que debe ser analizada también de manera sectorial, atendiendo a las características propias de cada tecnología, son las dificultades de gestionabilidad derivadas de la incorporación de las energías renovables al sistema eléctrico.

El análisis de las limitaciones tecnológicas, se articula en torno a los siguientes puntos:

- Evolución de la disponibilidad y coste de las materias primas.
- Precios energéticos.
- Grado de desarrollo de las principales tecnologías.
- Costes de las tecnologías renovables.
- Instalación máxima de potencia renovable.
- Limitaciones de gestión de la red por la incorporación de renovables.

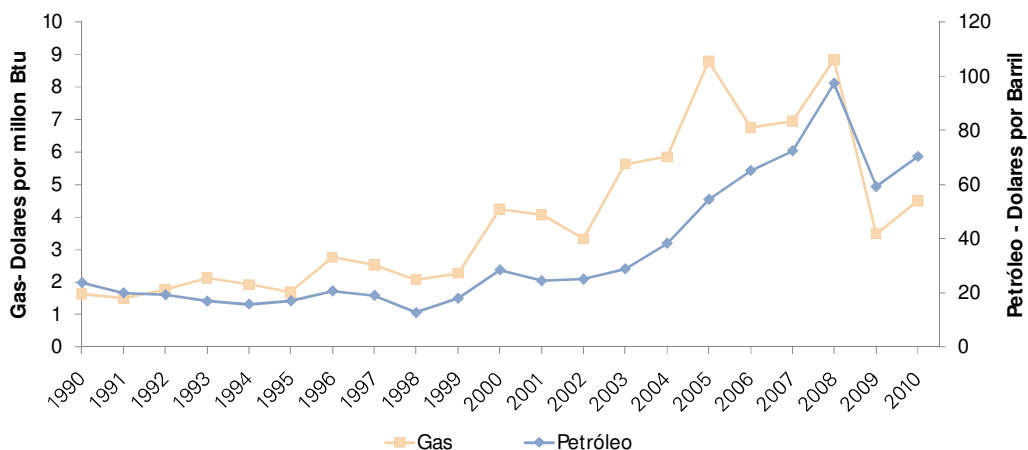
4.1.1. Evolución de la disponibilidad y coste de los combustibles fósiles y de las emisiones de efecto invernadero

La demanda mundial de todas las fuentes de energía aumentará durante los años 2010-2035. En este contexto, cabe esperar las siguientes evoluciones en la disponibilidad y coste de las materias primas:

- Aumentos moderados de la demanda de petróleo que serían cubiertos en su mayoría por la producción de petróleo de la OPEP y por la producción de otros combustibles líquidos no convencionales (biocombustibles, crudos pesados, etc.) que podrían ser competitivos en coste con el petróleo, para el que la Agencia Internacional de la Energía estima precios elevados (más de 100\$/ barril) durante gran parte del periodo de referencia.
- Aumentos progresivos de la demanda de gas natural que serán cubiertos en su mayoría por países de Oriente Medio. Sin embargo, los elevados precios del gas durante los años anteriores a la crisis demostraron la viabilidad de obtener reservas de gas no convencionales a un coste competitivo (mediante la aplicación de nuevas tecnologías), lo que puede suponer un aumento de las reservas disponibles de gas y una posible moderación de su precio (entre 6 y 8 \$ por millón de Btu) en el periodo de referencia.
- Respecto al carbón, será el combustible fósil de mayor crecimiento, debido a que países en vías de desarrollo como China e India, así como otros países industrializados con importantes reservas de carbón como EEUU y Australia lo utilicen para satisfacer su demanda de energética. Se espera que el precio del carbón aumente durante el periodo 2010-2035 superando los 3 \$ por millón de Btu en 2030.

Sin embargo, la volatilidad de los precios de los distintos combustibles fósiles ha aumentado de manera importante durante los últimos 20 años, lo que supone una mayor incertidumbre sobre sus precios futuros.

Gráfico 40 Volatilidad de los precios de los combustibles fósiles



Fuente: MITyC

Este nivel de incertidumbre en el precio futuro de los combustibles dificultará la selección de tecnologías entre las diferentes alternativas, ya que la variación en los costes de los combustibles tiene un impacto muy diferente en las tecnologías disponibles en la actualidad.

4.1.2. Precios energéticos

Se analizan a continuación diversos escenarios futuros de evolución de los precios energéticos de algunos tipos de combustibles.

Gas natural

Respecto al gas natural, en España la mayoría de los contratos de gas están indexados al precio del crudo y sus derivados. Como consecuencia, el precio pagado por el gas en España está muy correlacionado con el precio del crudo, teniendo en cuenta los decalajes.

Por ello, se ha desarrollado un modelo de proyección de los precios del gas basado en una regresión con el precio del crudo que muestra un elevado nivel de ajuste.³ Asimismo se han construido tres escenarios de proyección a futuro: un escenario base y dos escenarios ácidos (alto y bajo), ligados esencialmente a la evolución del precio del crudo.⁴ El precio del gas en España a futuro en el escenario base –el escenario de Banda de Eficiencia– sería de 23€/MWh en 2020 en euros constantes de 2010 frente a los 17€/MWh de 2009.⁵

³ El modelo analiza los precios de importación de gas natural en las aduanas y realizando de forma diferenciada el análisis de los precios del contrato de "Argelia GN" (6 meses de decalaje) y del resto de los contratos (3 meses de decalaje). Tiene en cuenta también el volumen de compras de precio spot y el diferencial entre el precio spot y el de contrato. Permite una correlación del 89% entre los precios históricos y la predicción realizada con el modelo.

⁴ Los escenarios ácidos muestran evoluciones extremas aunque posibles del crudo y tienen la finalidad de servir como elemento de test y evaluación de los riesgos para las decisiones que se tomen sobre el escenario base. El escenario base implica un precio del crudo en 2020 (en USD de 2010) de 100 \$/bbl mientras que en el escenario ácido alto el precio del crudo es de 150\$/bbl y en el bajo 55\$/bbl. Los escenarios definidos están en línea con los manejados por instituciones internacionales como la IEA, EIA y los precios actuales de los contratos a futuro sobre el crudo (estos últimos para los primeros años de proyección).

⁵ En el escenario ácido alto el precio sería de 31€/MWh (2020) y en el ácido bajo 17€/MWh (2020), siempre en € constantes del 2010. Los escenarios definidos tienen en cuenta la evolución prevista del peso del contrato de Argelia-GN en el mix y una previsión de peso del spot en línea con los datos históricos a partir del 2014 (anteriormente al 2014 se espera una participación prácticamente nula del spot).

Gráfico 41 Escenarios de evolución de los precios del gas en España



Tabla 3 Evolución precio del gas en España; Euros constantes (2010) por MWh

EUR ₂₀₁₀ /MWh	Escenario Ácido Alto	Escenario Base	Escenario Ácido Bajo
2010	19,40	18,90	18,50
2011	21,80	19,80	18,40
2012	23,90	20,30	17,80
2013	26,10	20,80	17,20
2014	27,00	21,40	16,70
2015	27,70	21,90	16,80
2016	28,40	22,20	16,80
2017	29,10	22,50	16,90
2018	29,80	22,70	16,90
2019	30,60	23,00	17,00
2020	31,30	23,20	17,00

Precios del CO₂

Respecto al precio del CO₂ se han tomado en consideración tres escenarios de ambición en la política de reducción de emisiones en la UE y a nivel mundial.⁶ El

⁶ Escenario exigente: Consistente con una ambición a nivel global de reducción de emisiones para alcanzar la propuesta de la Panel Intergubernamental para el Cambio Climático de Naciones Unidas (IPCC) de estabilizar la concentración de CO₂ a 445 ppm en 2050, lo cual requería eliminar 22 Gt de emisiones para 2030. Escenario base:

precio del CO₂ en cada uno de los escenarios viene determinado por el coste marginal de reducción del CO₂.⁷ La conclusión es que en un Escenario Base los precios del CO₂ se encontrarán en el entorno de 30€/tCO₂ton a largo plazo. Para ello, se supone el mantenimiento de los objetivos actuales de la Unión Europea de reducir en un 20% en 2020 las emisiones respecto a las emisiones de 1990, y que otros países relevantes fijan objetivos similares de reducción de emisiones, en la línea de los anuncios más recientes.⁸ En este escenario los precios se encontrarán en torno a 30€/tCO₂ en el largo plazo y están determinados fundamentalmente por el escenario europeo.

SUELOSOLAR.ES

Escenario continuista en la UE con los objetivos de reducción del 20% respecto a las emisiones de 1990 y con tratamiento restrictivo de los mecanismos de flexibilidad. Escenario bajo: Relajamiento general de los objetivos de restricción de las emisiones de CO₂.

⁷ En el escenario exigente el análisis demanda-oferta de los mecanismos de reducción de emisiones requerido para la reducción de las 22 Gt da lugar a un coste marginal de reducción para 2030 de 50€/tCO₂. En escenario base, el coste marginal de reducción de emisiones para 2030 estaría en línea con los 30€/tCO₂. El escenario base se encuentra alineado con las expectativas actuales del mercado de un precio de CO₂ para 2020 de 25-30€/tCO₂. Se alcanzan los 25€/t CO₂ en 2020 y los 30€/t CO₂ en 2030. En el escenario bajo, se han estimado los costes de CO₂ en línea con el nivel actual de precios del mercado de CO₂: en torno a 15€/tCO₂

⁸ EE.UU reducirá 14-17% de emisiones respecto a las emisiones de 2005. Japón ha anunciado la reducción de 25% de emisiones respecto a 1990. La Federación Rusa ha anunciado una reducción de 15-25% respecto a 1990. Las potencias emergentes también fijan compromisos de reducción de emisiones de CO₂.

Gráfico 42 Proyecciones del precio de CO₂ en Euros constantes (EUR₂₀₁₀/tCO₂)

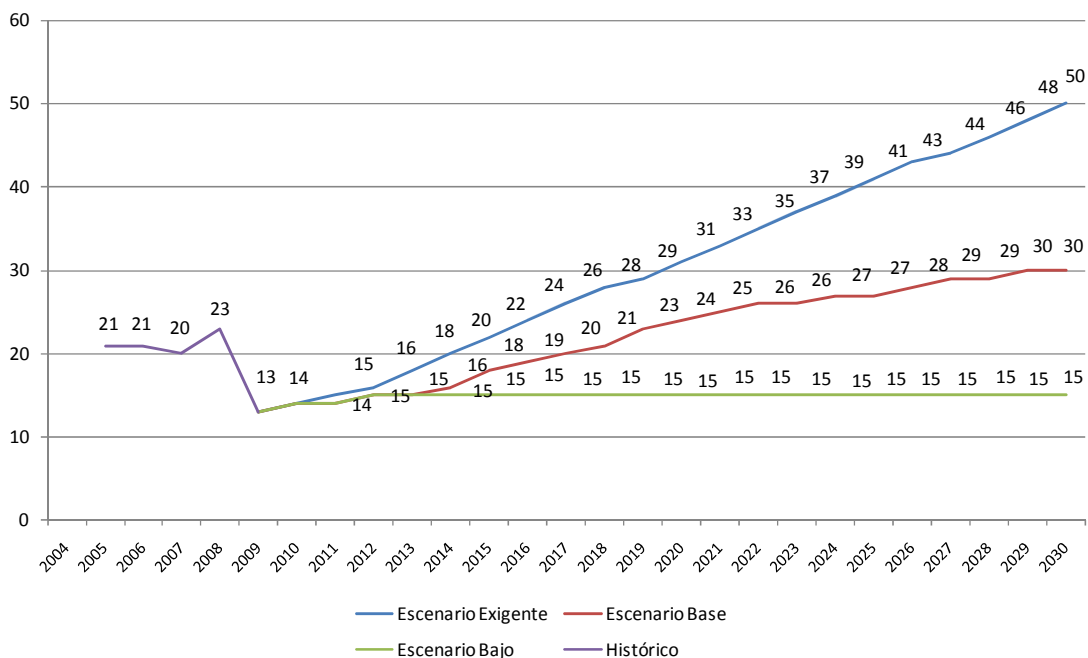


Gráfico 43 Proyecciones del precio de CO₂ en Euros constantes (EUR₂₀₁₀/tCO₂)

Año	Escenario Exigente (EUR ₂₀₁₀ /tCO ₂)	Escenario Base (EUR ₂₀₁₀ /tCO ₂)	Escenario Bajo (EUR ₂₀₁₀ /tCO ₂)
2010	14,0	13,5	13,5
2011	14,5	14,1	14,1
2012	16,4	15,2	15,2
2013	18,2	16,4	15,0
2014	20,1	17,7	15,0
2015	22,0	18,9	15,0
2016	23,8	20,1	15,0
2017	25,7	21,3	15,0
2018	27,6	22,6	15,0
2019	29,4	23,8	15,0
2020	31,3	25,0	15,0

4.1.3. Grado de desarrollo de las principales tecnologías

A la hora de describir el escenario de Banda de Eficiencia, se ha analizado la posible evolución de las tecnologías aplicables a cada uno de los sectores clave, es decir, aquellos sectores que por su condición, suponen la mayor parte de la demanda de energía final o cuya estructura se considera más fácilmente modificable en el

periodo 2010-2035 en términos de consumo de energía o emisión de CO₂ (por ejemplo, los sectores de generación y transporte suponen el 67% de las emisiones en España).

A parte del actual estado de desarrollo, se han definido los distintos aspectos que pueden resultar significativos para determinar el futuro desarrollo de cada tecnología durante el periodo 2010-2035:

- Aplicabilidad de cada tecnología al caso de España, así como posibles limitaciones que descarten una determinada tecnología (Ejemplos: no disponibilidad de recursos geotérmicos, etc.).
- Aspectos tecnológicos por resolver en cada una de las tecnologías, que pueden suponer una barrera a su despliegue comercial (Ejemplo: Tecnologías de monitorización y vigilancia de los almacenamientos de CO₂ capturado para evitar pérdidas y escapes, tecnologías de almacenamiento de electricidad en coches eléctricos, etc.).
- Posibles limitaciones a la implantación de una tecnología derivados de su integración en la operación del sistema o en la red de distribución de electricidad (Ejemplo: limitaciones en la instalación de capacidad eólica, necesidad de sistemas de almacenamiento de electricidad, dificultades para cargar coches eléctricos en la red, etc.).
- Coste total de la tecnología, teniendo en cuenta las necesidades de inversión, tiempo de construcción, coste de operación y mantenimiento, coste del fuel y posibles implicaciones en coste de las emisiones de CO₂, así como su posible variabilidad (Ejemplo: Coste actual de la energía solar fotovoltaica muy elevado, coste comparativo de vehículos híbridos vs. vehículos convencionales, etc.).
- Contribución de la tecnología a los objetivos prioritarios de la Unión Europea (reducción de emisiones y del nivel de dependencia energética).

Las principales conclusiones se recogen más adelante en este mismo documento en el capítulo 5 LA ENCRUCIJADA TECNOLÓGICA.

4.1.4. Tecnologías renovables

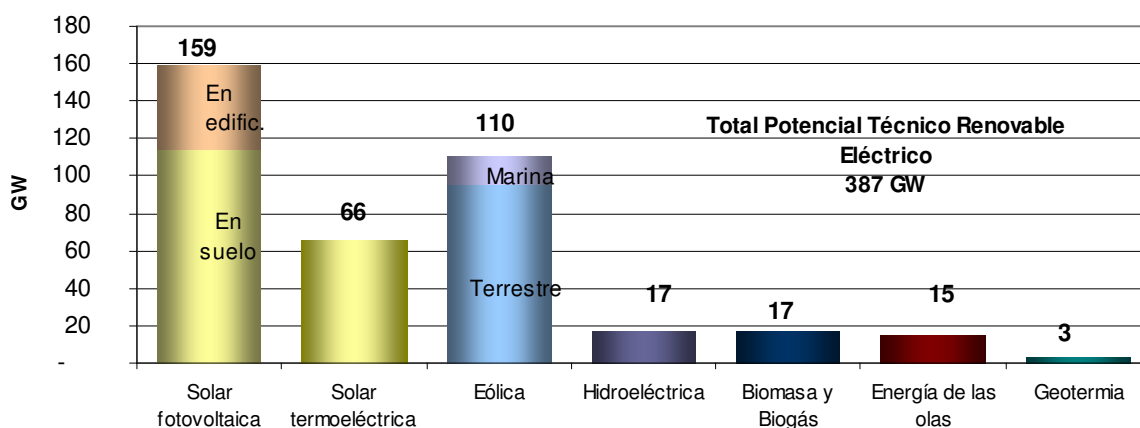
Un segundo conjunto de variables de entorno que es preciso considerar es el relativo a la evolución de las diferentes tecnologías, tanto por el lado de la oferta como de la demanda. Es de esperar también que durante los próximos años se produzca una verdadera revolución por el lado de la demanda, con la aplicación de las tecnologías de información y comunicación al ahorro y la eficiencia energética, mediante el desarrollo de redes inteligentes y de la generación distribuida.

Estos estudios deben servir para acotar las limitaciones de las diferentes tecnologías. En primer lugar, para cada tecnología puede calcularse un umbral máximo de

potencia instalable en nuestro país, considerando las limitaciones físicas, sociales y medioambientales.

Teniendo en cuenta las simplificaciones e hipótesis de los estudios sectoriales mencionados se ha estimado que el potencial teórico desarrollable de las energías renovables en España alcanzaría 387 GW, como resultado de considerar determinadas restricciones medioambientales, sociales y técnicas sobre la evaluación realizada del potencial bruto existente en nuestro territorio. El reparto teórico de este potencial queda reflejado en el siguiente gráfico.

Gráfico 44 Instalación máxima de potencia renovable



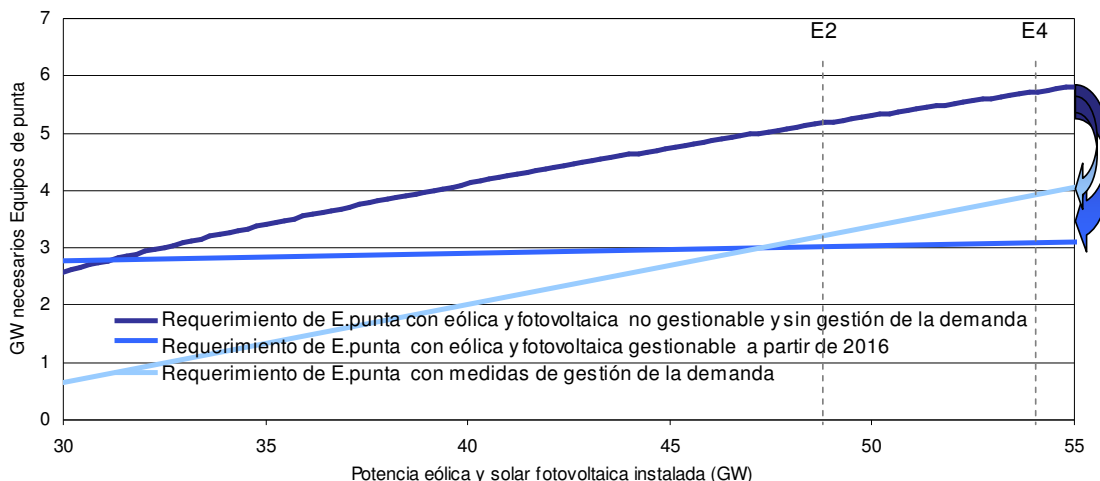
Fuente: MITyC

Una segunda fuente de limitaciones son las dificultades de gestionabilidad derivadas de la incorporación de las energías renovables. La mayor parte de éstas tienen una producción condicionada por la disponibilidad del recurso primario (por ejemplo, viento y sol), con gran variabilidad, difícilmente previsible en algunos casos, lo que se traduce en una gestionabilidad limitada.

Todo ello exige que su incorporación al sistema vaya acompañada de una serie de instrumentos y medidas que permitan en todo momento garantizar el suministro y la estabilidad del sistema.

El siguiente gráfico muestra las necesidades de equipos de punta necesarios en función de la potencia renovable no gestionable instalada en 2020.

Gráfico 45 Requerimiento de equipos de punta según potencia renovable



Fuente MITyC

En tercer lugar, los análisis sectoriales deben servir para determinar la evolución de los costes de las distintas tecnologías y, en particular, las energías renovables. De acuerdo con estos estudios, alrededor de 2015, los precios de las energías renovables, como la fotovoltaica o la eólica, se situarán en línea con los de las centrales de ciclo combinado o el carbón.

La evolución de los últimos años ratifica estas predicciones. La reducción de costes en la tecnología fotovoltaica, por ejemplo, ha sido el doble de rápido de lo que en 2007 se esperaba que fuese, y los costes de instalación se han reducido alrededor de un 50 % desde esta fecha.

Estas expectativas son las que conducen a alimentar la apuesta por las energías renovables en el horizonte 2020. Para ello, es necesario que la retribución que reciben las tecnologías renovables sea suficiente para alcanzar los objetivos asumidos a 2020, pero también es imprescindible que la retribución sea flexible y razonable, de forma que las mejoras tecnológicas sean transferidas a los consumidores.

4.2. Variables de entorno

Un segundo grupo de factores a determinar para caracterizar correctamente los escenarios es lo que se denominan variables de entorno. Por las mismas cabe entender un conjunto de factores que al ser exógenos no pueden ser decididos políticamente, pero sobre los que sí cabe influir, política y socialmente. Por ejemplo, es el caso de la demanda energética. Un componente de la misma viene determinado de manera exógena por la evolución general de la actividad económica. Pero otra

parte fundamental de la demanda de energía depende de variables que es posible y necesario moldear política y socialmente, como el ahorro y la eficiencia energética, la movilidad sostenible de personas y mercancías o la promoción de un modelo productivo más volcado en el conocimiento y la innovación y menos intensivo en el consumo de energía.

Esta misma naturaleza mixta presentan los compromisos internacionales asumidos por nuestro país en materia de reducción de emisiones, ahorro energético y participación de las energías renovables. Obviamente se trata de compromisos políticos, pero al analizar nuestra estrategia energética hasta el año 2020 Y 2035 son acuerdos cuyo cumplimiento resulta obligatorio y por tanto debe ser respetado.

La UE a nivel global, ha asumido un triple compromiso, que se ha venido en denominar objetivo 20-20-20 en 2020. El mismo establece compromisos vinculantes e indicativos para nuestro país, que se detallan a continuación.

España ha asumido en primer lugar el compromiso de que en 2020 las fuentes renovables representarán el 20% del consumo de energía final, incluido el compromiso de que asciendan al 10 % en el transporte, lo que exige que en el sector eléctrico las fuentes renovables representen al menos el 35% en 2020.

En segundo lugar, España ha asumido un compromiso vinculante de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los valores de 2005 del 21% en los sectores sujetos a directiva y del 10% en los denominados sectores difusos, lo que de manera combinada arroja un objetivo de reducción del 15% de las emisiones en 2020 respecto a los valores de 2005.

Finalmente, España ha asumido un objetivo indicativo de reducción del consumo de energía final de un 20% en 2020 frente al consumo tendencial, lo que completa el triple objetivo señalado.

Se trata, en definitiva, de obligaciones asumidas a nivel internacional por el Estado español y que, por lo tanto, son también variables que nos vinculan en la definición de las estrategias energéticas a 2020.

En este sentido, la evolución durante los últimos años permite una lectura optimista, pero obliga a ser decididamente ambiciosos, en orden a cumplir el triple objetivo señalado. Una lectura optimista porque la evolución del consumo de energía primaria en los últimos años muestra un cambio de tendencia. La adopción de políticas activas en materia de ahorro y eficiencia ha permitido que desde 2004 el consumo de energía haya crecido durante todos los ejercicios a un ritmo menor que el del PIB real, reduciendo la intensidad energética de nuestra economía más de un 10%. Se trata de un hecho sin precedentes, que permite corregir una tendencia ascendente de la intensidad energética española, cuyos orígenes se remontan al patrón de crecimiento económico utilizado durante las últimas décadas.

Un segundo motivo es la evolución reciente de las energías renovables. Hasta hace apenas unos años, la participación de las energías renovables se limitaba básicamente a la producción hidroeléctrica, por lo que oscilaba fuertemente dependiendo de las condiciones hídricas de cada año. Ahora, en cambio, la producción de las energías renovables es mayor y mucho más diversificada, situando de manera estable su participación en el sistema eléctrico por encima del 20%.

Para cumplir este objetivo, es necesario actuar simultáneamente sobre todos los elementos situados en el numerador y en el denominador. Es decir, sobre la generación de electricidad, pero también favoreciendo el desarrollo de los biocarburantes y de las energías renovables para usos térmicos, y en la parte del denominador, mediante políticas activas en materia de ahorro y eficiencia.

Al cambio de tendencia apuntado durante los últimos años, hay que unir los efectos de la crisis económica que a lo largo de 2009 ha provocado una significativa contracción de la actividad productiva. La crisis ha mostrado una especial dureza en el sector de la construcción, sector con un consumo energético inducido intensivo y responsable de un importante volumen de emisiones. Sin duda, la reducción en el peso relativo del sector de la construcción nos situará más cerca de los objetivos a 2020. Sin embargo, sería un error de consecuencias muy graves pensar que el único obstáculo que nos impedía alcanzar los objetivos medioambientales y de intensidad energética asumidos por España, era la estructura productiva del PIB. Sólo el mantenimiento sostenido de las políticas ya en marcha de eficiencia y ahorro energético, la imbricación social en las mismas, y la adopción de ambiciosos planes de energías renovables, permitirán llevar nuestro sistema energético a los umbrales señalados para 2020, o lo que es lo mismo, conseguir la conciliación a largo plazo entre energía y medio ambiente.

4.2.1. Evolución de la política energética de la Unión Europea

La política energética de los países desarrollados, y en concreto la de los Estados miembros de la Unión Europea, se verá influida en mayor o menor medida según evolucionen los siguientes factores:

- Necesidad de reducir emisiones de CO₂.
- Necesidad de reducir el nivel de dependencia energética.

En muchos casos, estos dos aspectos serán tenidos en cuenta, por delante incluso de consideraciones puramente económicas (es decir, en muchos casos se implantarán tecnologías que no necesariamente serán las más competitivas).

En cuanto a la necesidad de reducir emisiones:

- La gravedad del problema y la creciente concienciación pública apuntan a que los países desarrollados incluirán, como elemento central de sus políticas

energéticas, medidas más ambiciosas que las actuales para conseguir reducir las emisiones de CO₂.

- En este sentido, será muy importante la formalización del acuerdo de Copenhague, que debe ser desarrollado en los próximos meses, y cuyos avances serán presentados en la próxima conferencia contra el cambio climático, que tendrá lugar en Cancún a finales del año 2010.

Tabla 4 Escenarios más probables para la conferencia sobre cambio climático de Cancún

Escenario 1: Acuerdo global vinculante	Escenario 2: Extensión del PK	Escenario 3: Posponer hasta 201X
<ul style="list-style-type: none"> • Se llega a un acuerdo global donde los países desarrollados – incluido EE.UU. – se comprometen a una reducción de emisiones que será cercana al 20% para 2020. • El resto de países deberá presentar planes de eficiencia y probablemente compromisos de reducción en el futuro. 	<ul style="list-style-type: none"> • No se llega a un acuerdo global y los países desarrollados –EE.UU. no incluido – se comprometen a una reducción de emisiones que sería entre el 15-20% para 2020. • El resto de países deberá presentar planes de eficiencia y probablemente compromisos de reducción en el futuro. 	<ul style="list-style-type: none"> • No existen condiciones propicias para el acuerdo y se propone seguir negociando en las siguientes conferencias contra el cambio climático, que se celebrarán en Sudáfrica y Korea/Abu Dhabi.
<p><i>Consecuencias para UE/España</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Probablemente el compromiso de reducción de la UE se ampliaría del 20 al 30%. • Dispondríamos un mercado global de emisiones de CO₂ antes del final de la década. 	<p><i>Consecuencias para UE/España</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • El compromiso de la UE probablemente se mantendría en el 20%. 	<p><i>Consecuencias para UE/España</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • El compromiso de la UE probablemente se mantendría en el 20%. • Escasas posibilidades para un mercado global del carbono en esta década.

- La posible evolución de los compromisos internacionales y la regulación de las emisiones de CO₂ determinará, la selección del conjunto de medidas eficientes para reducir las emisiones. En esta línea, será necesario introducir como variable, el coste de abatimiento de las emisiones implícito en cada una de las medidas a aplicar (coste del CO₂).

En cuanto a la necesidad de reducir el nivel de dependencia energética:

- El previsible crecimiento de la demanda, combinado con la creciente concentración de reservas y producción en regiones políticamente inestables, dará lugar a una mayor dependencia y un mayor riesgo de desabastecimiento.
- En las condiciones actuales y si se cumplen las previsiones de la Comisión Europea, la dependencia energética europea pasará del 51% actual hasta el 65% en 2035. En España la situación es aún más crítica, ya que, aproximadamente el 80% del total de la energía primaria consumida en 2009 fue importada.
- En este sentido, el fomento de la independencia energética tendrá un impacto importante en la evolución del sector energético durante el periodo 2010-2035 en la medida en que una mayor ambición sobre este

objetivo supondrá nuevas políticas energéticas, tanto por el lado de la oferta, como por el de la demanda.

La situación actual de dependencia y emisiones se debe, entre otras razones, a las actuales estructuras de consumo de energía primaria y final tanto de la Unión Europea como de España, que dependen en una gran parte de los combustibles fósiles.

Si se quiere reducir las emisiones de CO₂ y la dependencia energética de los países miembros de la Unión Europea (Estrategia 20-20-20) no existe otra alternativa que tomar medidas con un importante impacto sobre la estructura del sector energético:

- Cambios en el mix de generación eléctrica que permitan no solo reducir la dependencia energética, sino diversificar el suministro de fuentes de energía primaria:
 - Aumento muy significativo de las energías renovables, ligado al incremento de la interconexión, que facilite el intercambio de energía entre países, evitando que la energía sea desaprovechada en condiciones de poca demanda, y mejora de las tecnologías de almacenamiento de este tipo de energías (Mejora de las tecnologías de bombeo de agua para el posterior aprovechamiento de la energía hidráulica), lo que permite una mayor flexibilidad en su utilización.
 - Fomento del desarrollo de tecnologías de carbón limpio más eficientes que permitan aprovechar las reservas de carbón existentes en algunos países de la Unión Europea.
 - Mantenimiento de la energía nuclear como fuente estable de energía y apertura del debate sobre su futuro.
 - Fomento de la eficiencia en transporte y distribución de electricidad para poder disminuir las pérdidas, así como, modernización de la red para integrar a la generación distribuida.
 - Aumento de la interconexión para disminuir el aislamiento energético de España, así como, necesidad de aplanamiento de la curva de demanda a través de medidas de eficiencia y desplazamientos de consumo a periodos de valle.

- Cambios en el transporte que reduzcan la dependencia de este sector del petróleo:
 - Aumento del uso de biocombustibles, fomentado por políticas de ayudas para aumento de producción y el desarrollo de la logística de recogida de aceites vegetales y selección de nuevas especies oleaginosas, así como, utilización de biocombustibles de segunda generación.

- Fomento del uso de coches híbridos, del coche eléctrico y aumento de la investigación y desarrollo en automóviles que utilicen combustibles alternativos a los derivados del petróleo.
- Cambios en el sector industrial
 - Aumento de la utilización de la cogeneración
 - Gestión de la demanda mediante productos energéticos y precios adecuados (negociación de suministros interrumpibles, etc.)
 - Mejoras del equipamiento industrial (Calderas, Transformadores, Motores de alto rendimiento, etc.)
 - Implantación de nuevas tecnologías renovables aplicables a procesos productivos: solar térmica de media temperatura
- Cambios en el sector residencial / servicios;
 - Fomento del diseño de edificios eficientes: Arquitectura bioclimática, integración de la renovables en la edificación, implantación de sistemas de domótica, etc.
 - Mejora de la eficiencia de los electrodomésticos y equipos ofimáticos mediante medidas que fomenten la sustitución de modelos antiguos.
 - Gestión de la demanda mediante productos energéticos y precios, ligado a la implantación de redes modernas de distribución (contadores inteligentes, *smartgrids*, etc.).

Ninguna de estas medidas hará posible alcanzar el objetivo por sí misma y será necesario el impulso del conjunto coordinado de todas o gran parte de las mismas, conformando, de esta manera una política energética determinada.

4.2.2. Evolución de las macromagnitudes económicas

En lo relativo macromagnitudes económicas se ha adoptado, de acuerdo con la mejor información disponible, una estimación que pueda caracterizar el escenario más plausible de evolución durante los próximos años. De este modo, las estimaciones realizadas para la evolución demográfica y el crecimiento económico en el escenario de Banda de Eficiencia son las siguientes:

El crecimiento de la población más previsible viene señalado en las estimaciones oficiales del Instituto Nacional de Estadística, que prevén que en el año 2020 la población total española se sitúe en los 47,7 millones de habitantes, es decir, un millón de habitantes más que en la actualidad.

A su vez, la hipótesis de crecimiento de la economía española se corresponde con las contenidas en el Escenario Macroeconómico del Gobierno hasta el año 2013. A partir de esta fecha, se prevé un crecimiento económico medio anual del 2,3 por ciento. De esta forma, el crecimiento económico en la década comprendida entre 2010 y 2020 habrá sido del 2,0 por ciento medio anual. Se trata de una estimación prudente,

teniendo en cuenta la comparación con el período 1995-2010 (3,2 por ciento de crecimiento medio) ó incluso el período más largo 1980-2010 (3,0 por ciento).

Tabla 5 Macromagnitudes económicas adoptadas en la creación de los escenarios (Banda de Eficiencia)

	PIB (tasa variac. %)	Población (M.hab.)
2010	-0,3%	46,7
2011	1,3%	46,8
2012	2,5%	46,9
2013	2,7%	47,0
2014	2,3%	47,1
2015	2,3%	47,2
2016	2,3%	47,3
2017	2,3%	47,4
2018	2,3%	47,5
2019	2,3%	47,6
2020	2,3%	47,7

Elaboración: INE

4.2.3. Evolución de las macromagnitudes energéticas

Las hipótesis de crecimiento tienen su correspondiente reflejo en la evolución de las macromagnitudes energéticas. En primer lugar, se prevé un crecimiento medio de la demanda de energía final del 0,2 %, lo que implica que el consumo de energía crecerá 1 punto porcentual menos que el PIB en 2010 y cada año a partir de 2011, 2 puntos porcentuales menos que el PIB.

La hipótesis de reducción de la intensidad energética, la relación entre el consumo de energía y el crecimiento económico, no es por completo exógena sino que debe ser el resultado de las opciones de la política energética. Como ya se ha dicho, desde el año 2004, la intensidad energética de la economía española se ha reducido un 13 por ciento, alcanzándose mejoras en todos los ejercicios. La reducción ha sido mayor que la registrada en la media de la Unión Europea, de modo que por primera vez en varias décadas hemos iniciado el camino hacia la convergencia con los valores medios europeos.

Para completar esta convergencia, es preciso que España mejore de forma sostenida su intensidad energética en 2 puntos porcentuales durante los próximos años. De este modo, la convergencia con los países de la Unión Europea-27 se alcanzará en el año 2020, y la convergencia con los países de la Unión Europea-15 será posible en 2030.

La hipótesis de reducción de la intensidad energética en 2 puntos porcentuales al año no es, por tanto, solamente una hipótesis de trabajo, sino una opción de política energética: el establecimiento de un objetivo nacional en materia de ahorro y eficiencia energética que permita la convergencia con los países de la UE-27 en el año 2020.

Tabla 6 Macromagnitudes energéticas adoptadas en la creación de los escenarios (Banda de Eficiencia)

	Energía Total Final / PIB (tep/ Millón €2000)	Energía Final / Población (tep/hab.)	Energía Eléctrica / Habitante (kWh/hab.)
2010	125,9	2,1	5.280,1
2011	123,3	2,1	5.327,0
2012	120,9	2,1	5.447,1
2013	118,4	2,1	5.585,0
2014	116,0	2,1	5.705,0
2015	113,6	2,1	5.832,3
2016	111,3	2,1	5.964,8
2017	106,8	2,1	6.101,8
2018	106,8	2,1	6.245,5
2019	104,6	2,1	6.397,5
2020	102,5	2,1	6.563,4

Fuente MITyC, elaboración propia

El escenario de referencia contiene también otras hipótesis sobre el resto de variables energéticas relevantes, como un incremento de la demanda de electricidad, donde la mejora de la eficiencia en el consumo se verá más que compensada por la mayor electrificación de la economía, gracias al desarrollo del ferrocarril, del vehículo eléctrico y al proceso de terciarización de las actividades económicas.

Debe señalarse también otra previsión con naturaleza de opción de política energética: el desarrollo de las interconexiones eléctricas hasta alcanzar el objetivo de disponer en 2020 de una capacidad del 10% de la potencia instalada, en línea con la declaración de Barcelona de 2002.

El desarrollo de las interconexiones eléctricas es un elemento fundamental para garantizar el suministro energético para incrementar la integración de las energías

renovables de una manera sostenible técnica y económicamente y para avanzar en la creación de un mercado europeo único y competitivo.

4.3. Variables de decisión

Finalmente, un tercer conjunto de variables necesarias para caracterizar los escenarios energéticos hasta 2020 y 2035 viene integrado por lo que se pueden denominar variables de decisión. Las mismas constituyen decisiones políticas, opciones que deben adoptarse en el ejercicio de la definición de la política energética de un país y que requieren del concurso del mayor número posible de fuerzas políticas para que su estabilidad en el tiempo sea la mejor garantía de su éxito.

4.3.1. Energía Primaria

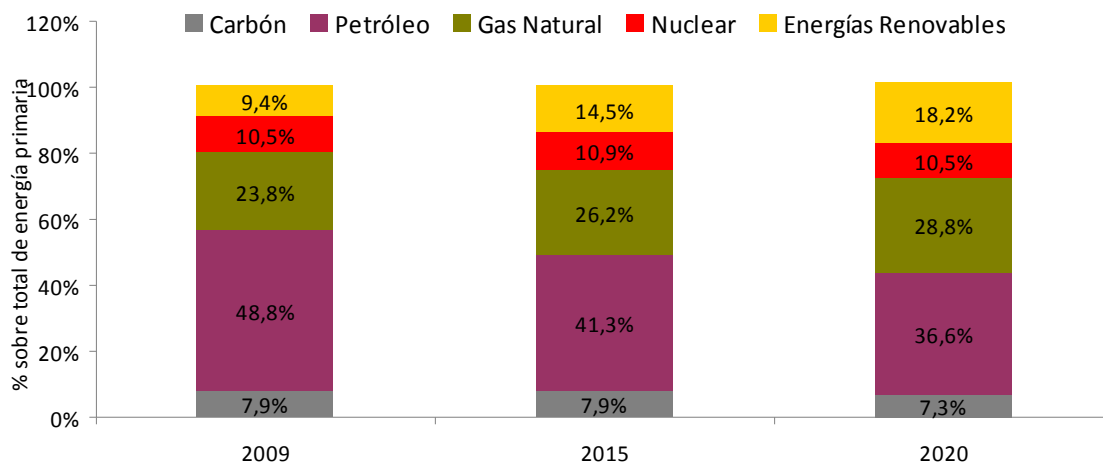
En la Banda de Eficiencia, cabe señalar que el ritmo de crecimiento registrado en los últimos años en el consumo de gas natural se reduce significativamente, pasando de un 16,1% anual en 2001-2005 a un 2,3% en 2010-2020. No obstante, al resultar su crecimiento muy superior al de la demanda de energía primaria, su peso se incrementa respecto al actual, pasando del 23,8% de la matriz en 2009 al 28,8% en 2020.

La fuente de energía primaria que más ve mermada su participación es el petróleo, que cae desde el 48,8 al 36,6%. Las hipótesis de penetración del vehículo eléctrico, como se indicará más adelante, constituyen la principal causa de este efecto. En cualquier caso, el petróleo experimenta sólo una caída media anual del 2,1% en el período 2010-2020.

Las energías renovables prácticamente duplican su participación en la matriz de energía primaria, pasando del 9,4 al 18,2% con un crecimiento medio anual del 6,8%.

Finalmente, el consumo de carbón se reduce por el impacto medioambiental que tiene el consumo de esta materia prima, pasando de representar el 7,9 al 7,3% asumiendo que en 2020, aún no estarían disponibles a escala comercial las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂. Por último, se mantiene prácticamente constante la producción nuclear.

Gráfico 46 Matriz de energía primaria



Fuente MITyC, elaboración propia

Tabla 7 Consumo de energía primaria

	2009 (ktep)	2020 (ktep)	Variación anual (promedio 2010-20)
Carbón	10.583	10.046	-0,5%
Petróleo	63.674	50.527	-2,1%
Gas Natural	31.078	39.699	2,3%
Nuclear	13.742	14.490	0,5%
Energías Renovables	12.178	25.150	6,8%
Saldo Eléctrico (Imp. - Exp.)	-697	-1.963	9,9%
Total Energía Primaria	130.558	137.949	0,5%

4.3.2. Energía Final

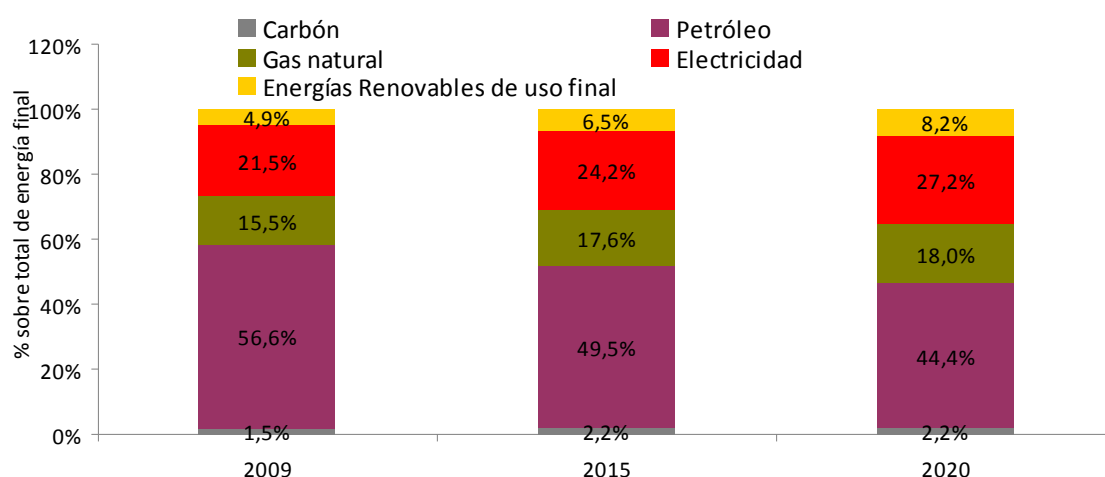
Por fuentes, las renovables son las fuentes energéticas que aumentan a un mayor ritmo -el 5,1%- en el periodo 2010-2020, seguidas de la electricidad -crecimiento del 2,3%-.

En cuanto a las renovables de uso final, destacan la energía solar térmica y los biocarburantes. En su conjunto las energías renovables de uso final representarán el 8,2% de la matriz de energía primaria.

Sumando las energías renovables de uso final a la parte renovable de la producción eléctrica, se alcanza una participación total de las renovables en 2020 del 20,8% superior al objetivo vinculante del 20%.

En cuanto al consumo final del resto de combustibles, el carbón de uso final aumenta ligeramente su participación, debido a que su consumo en 2009 resultó singularmente bajo, limitándose su uso únicamente al sector industrial básico. El gas mantiene crecimientos moderados, alrededor del 1,6% de media anual. Mientras tanto, los productos petrolíferos descienden a un ritmo del 2,3%.

Gráfico 47 Matriz de energía final



Fuente MITyC, elaboración propia

Tabla 8 Consumo de energía final

	2009 (ktep)	2020 (ktep)	Variación anual (promedio 2010-20)
Carbón	1.608	2.134	2,6%
Prod. Petrolíferos	55.302	43.976	-2,1%
Gas Natural	15.462	17.838	1,3%
Electricidad	20.989	26.923	2,3%
Energías Renovables	4.746	8.121	5,0%
Total Usos Finales	98.107	98.992	0,1%

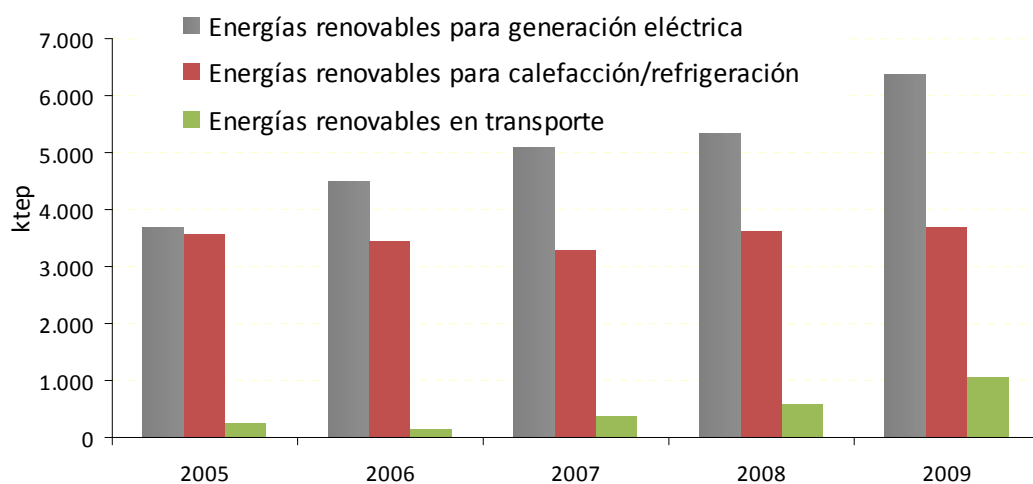
Fuente MITyC, elaboración propia

4.3.3. Sector Eléctrico

En el consumo de energía final, después de las energías renovables de uso térmico, el sector de la electricidad es el que más crece, con una tasa media anual del 2,3% en el periodo 2010-2020. Aún así, estos crecimientos son significativamente menores que el 3,8% de media registrado en el periodo 2001-2008. En el año 2020, la electricidad aumenta su participación sobre el consumo de energía final a costa del retroceso que experimenta el sector petróleo, pasando de un 21,5% en 2009 a un

24,2% en 2015 y un 27,2% en 2020. Este crecimiento de la participación del sector eléctrico permite una mayor incorporación de tecnologías renovables a la cobertura de la demanda, al ser en este sector donde existen más alternativas y un estado de madurez más avanzado, como refleja la evolución reciente en el siguiente gráfico.

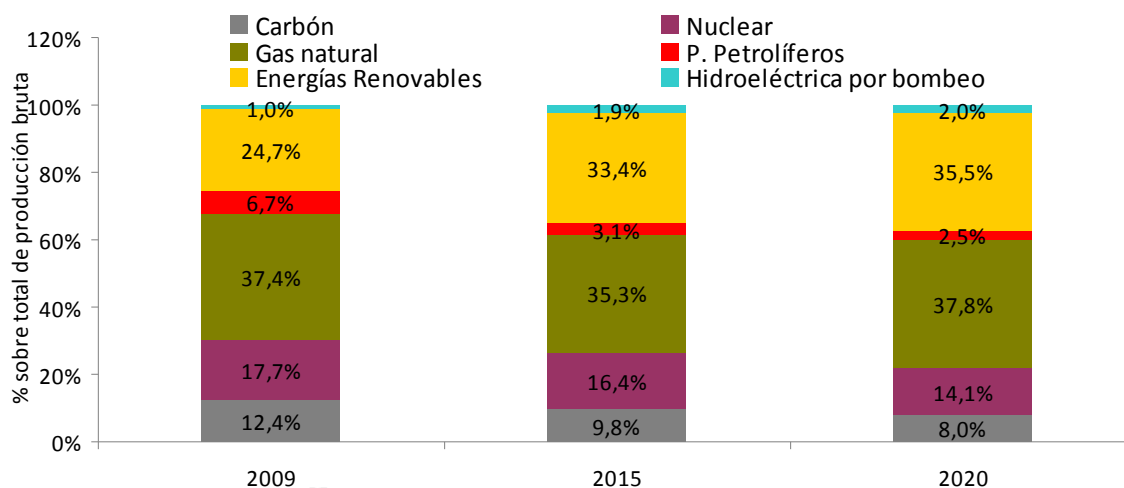
Gráfico 48 Integración de las energías renovables



Fuente MITyC, elaboración propia

En cuanto al mix eléctrico de producción, las energías renovables en 2020 alcanzan el 35,5% de la producción bruta, tras un incremento de más de 10 puntos a lo largo de la próxima década. El gas natural también se incrementa ligeramente, pasando del 37,4 al 37,8%. La producción con carbón pierde peso pasando de un 12,4% en 2009 hasta el 8% en 2020. Debe señalarse que en 2005 el carbón representaba el 27,7% del mix eléctrico nacional. La participación del fuel casi desaparece, quedando únicamente la producción de las centrales de fuel de los sistemas extrapeninsulares.

Gráfico 49 Balance eléctrico nacional



Fuente MITyC, elaboración propia

En términos absolutos, las energías renovables prácticamente duplican su producción, alcanzando los 139,6 TWh en 2020. No obstante, el gas natural mantiene su primera posición como fuente de generación eléctrica, con una producción de 148,5 TWh, alrededor de 38,5 TWh superior a la que presentaba en 2009.

Tabla 9 Balance eléctrico nacional

	2009 (GWh)	2020 (GWh)
Carbón	37.403	31.579
Nuclear	52.732	55.600
Gas Natural	110.387	148.501
P. Petrolíferos	20.380	9.921
Energías Renovables	72.809	139.636
Hidroeléctrica por bombeo	2.797	8.023
Producción bruta	296.508	393.260
Consumos en generación	10.469	8.878
Producción neta	286.039	384.382

A continuación se repasan las particularidades de las energías renovables y la introducción de vehículos eléctricos en el transporte.

4.4. Consideraciones sobre las energías renovables

La mayor parte de las energías renovables tienen una producción condicionada por la disponibilidad del recurso (viento y sol), con gran variabilidad, difícilmente previsible en algunos casos, y con una gestionabilidad limitada. Todo ello exige que su incorporación en el sistema eléctrico vaya acompañada de instrumentos y medidas que permitan en todo momento garantizar el suministro. Por ello es necesario establecer mecanismos que faciliten e incrementen la incorporación de la energía renovable no gestionable en el sistema eléctrico, tales como:

Medidas para afrontar la baja disponibilidad garantizada de la generación renovable no gestionable

En el caso de la tecnología solar termoeléctrica se prevé que el almacenamiento con sales fundidas, o la hibridación con biomasa, aumente significativamente la disponibilidad de esta tecnología. En el caso de la eólica, su potencia podrá garantizarse en un grado mayor al combinarse con tecnologías de almacenamiento como los sistemas de producción de hidrógeno. Entre tanto, en paralelo a la instalación de potencia renovable, será preciso contar con centrales de generación convencional que garanticen su disponibilidad en cualquier situación.

Medidas para afrontar la variabilidad de la producción eólica y su difícil previsión a la largo plazo

La dificultad que existe de prever la producción eólica en el horizonte de días, plantea un problema adicional. La demanda de gas natural correspondiente a los ciclos combinados y, como consecuencia, las reservas en los tanques de almacenamiento de este combustible, está estrechamente ligada a la producción eólica. Por ello, el sistema gasista deberá ir dotándose de la suficiente capacidad y flexibilidad operativa para responder adecuadamente y en tiempo a estos requerimientos.

Medidas para afrontar el apuntamiento de la curva de requerimiento

En el horizonte 2020, con 35.000 MW de generación eólica en el sistema en la Banda de Eficiencia, el problema de apuntamiento del requerimiento del sistema - la demanda prevista menos la generación no gestionable-, se agravará considerablemente. Para mitigar sus efectos negativos, se pueden aplicar las siguientes medidas:

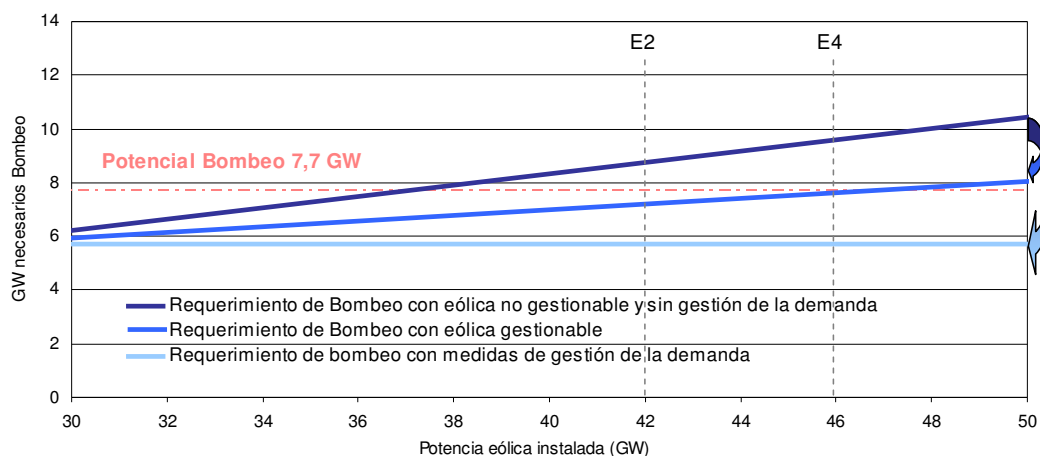
- Limitar la producción de generación eólica en valle, lo cual supone una pérdida de energía primaria de origen renovable.
- El desarrollo a gran escala del vehículo eléctrico.

- Disponer de sistemas de almacenamiento de energía, como por ejemplo centrales de bombeo puro con funcionamiento en ciclo diario (consumiendo en horas valle y generando en horas punta), que reduzcan el apuntamiento de la curva de requerimiento.

En la actualidad, las centrales de bombeo son el único sistema de almacenamiento de grandes cuantías de energía tecnológica y comercialmente disponible. Mientras se produce el desarrollo de otros sistemas de almacenamiento, la integración del bombeo permite reducir el problema de apuntamiento de la curva de requerimiento, es decir, evita las pérdidas de energía primaria renovable en valle, y permite disponer de una generación de respuesta rápida frente a las variaciones de la generación renovable no gestionable.

La cuantía de bombeo necesaria, dada una curva de demanda, sigue una relación más o menos proporcional a la potencia eólica instalada, tal y como puede verse en el siguiente gráfico. El potencial disponible de centrales de bombeo se encontraría entre 4,7 GW y 7,7 GW (incluyendo los existentes) dependiendo de la política de tramitación concesional por la que se opte. Según esto, en la situación óptima de potencial de bombeo, con la tecnología actual eólica, y las políticas actuales de gestión de la demanda se podrían incorporar a la red un máximo de 36 GW eólicos. Por supuesto, si las instalaciones eólicas fueran gestionables en el horizonte de este estudio, ya sea combinando recursos eólicos con otro tipo de recursos renovables gestionables, o con sistemas de producción de hidrógeno, o si por otro lado, se consiguiera aplanar la curva horaria de demanda a través de cambios en los hábitos de consumo, la potencia eólica a incorporar al sistema podría ser mucho mayor, sin necesidad de incorporar unidades de bombeo.

Gráfico 50 Dimensionamiento de equipos de bombeo según potencia eólica instalada



- Introducir centrales que estén diseñadas para funcionar con paradas y arranques diarios, como por ejemplo turbinas de gas.

En 2020, si se alcanzaran 35 GW eólicos instalados, las variaciones de producción eólica en una hora podrían alcanzar valores de 3GW, frente al año 2006 en el que no hubo rampas horarias de producción eólica superiores a 0,9 GW. Frente a estas variaciones la reserva del sistema debería aumentar de 0,9 GW a unos 3 GW para alcanzar el mismo nivel de seguridad que en 2006. El incremento de la reserva del sistema se podrá conseguir mediante la constitución de una bolsa de grupos rápidos (ciclos combinados o turbinas hidráulicas) trabajando a media carga o introduciendo en el sistema grupos de arranque rápido (turbinas de gas).

- Promover medidas de gestión de la demanda que permitan un aplanamiento de la curva de demanda diaria.

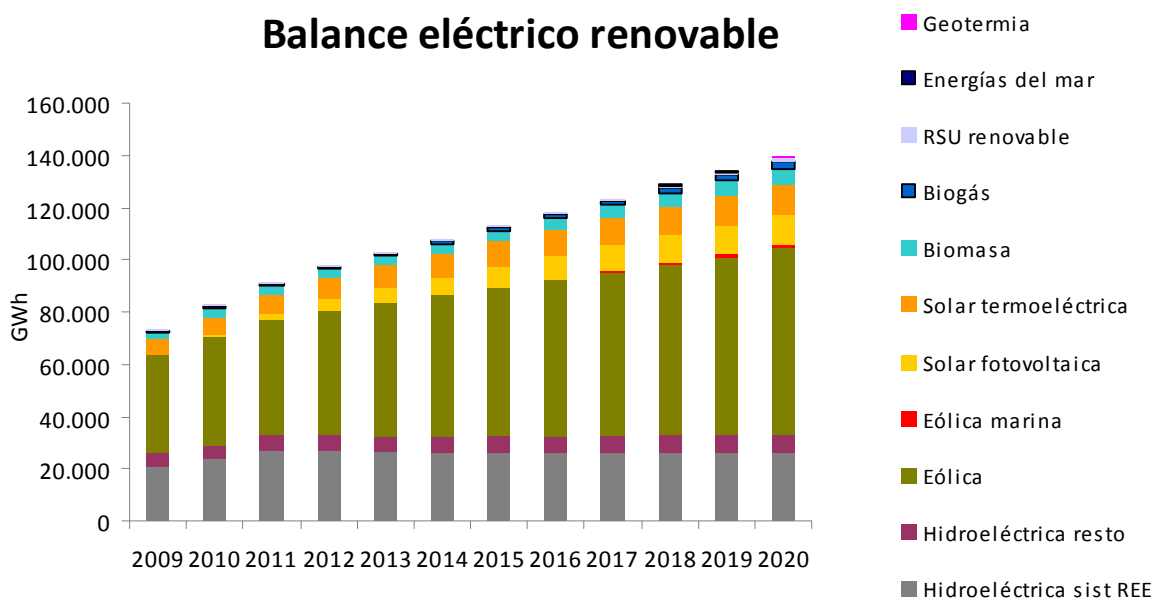
4.4.1. Las energías renovables en los Escenarios de referencia eléctricos

Las energías renovables presentan un crecimiento generalizado a lo largo de la próxima década, aunque concentrado en aquellas tecnologías que han demostrado hasta la fecha un mayor potencial de reducción de costes.

La producción eólica alcanza los 71,6 GWh (a los que habría que sumar 1,3 TWh de eólica marina), convirtiéndose en la primera tecnología renovable, muy por delante de la generación hidráulica, cuya producción agregada se sitúa en 33,1 TWh. Por su parte, la producción fotovoltaica y termosolar alcanza cada una los 11,5 TWh en 2020. Otras tecnologías renovables con una producción relevante en 2020 son la

biomasa (6 TWh), el biogas (2,6 TWh), RSU renovable (1,4 TWh), energías del mar (0,2 TWh) y la geotermia (0,3 TWh).

Gráfico 51 Balance eléctrico renovable



4.4.1.1 Sector del transporte

En 2009, el sector de transporte fue responsable del 38% del consumo de energía final en España. El transporte por carretera sigue siendo enormemente dependiente de los productos petrolíferos (en un 98%), y, además, representa más de un tercio de las emisiones totales de CO₂ en España - el 37,8 % -, correspondiendo al transporte por carretera del orden del 80% del consumo energético del sector y del 90% de sus emisiones de CO₂.

Durante los últimos años, se observa en la industria de automoción, una clara tendencia tecnológica de progresiva electrificación del llamado “drive train” o tren de potencia del mismo, así como de otros elementos auxiliares, siendo en estos momentos una realidad la tecnología híbrida en el mercado, que desembocará en un futuro próximo en la implementación de los vehículos “híbridos enchufables” así como propiamente en el vehículo eléctrico. Sin esta electrificación progresiva resultará muy difícil cumplir, para los fabricantes, los distintos objetivos planteados por el Reglamento (CE) N° 443/2009 de reducción de emisiones de CO₂ para los vehículos de turismo.

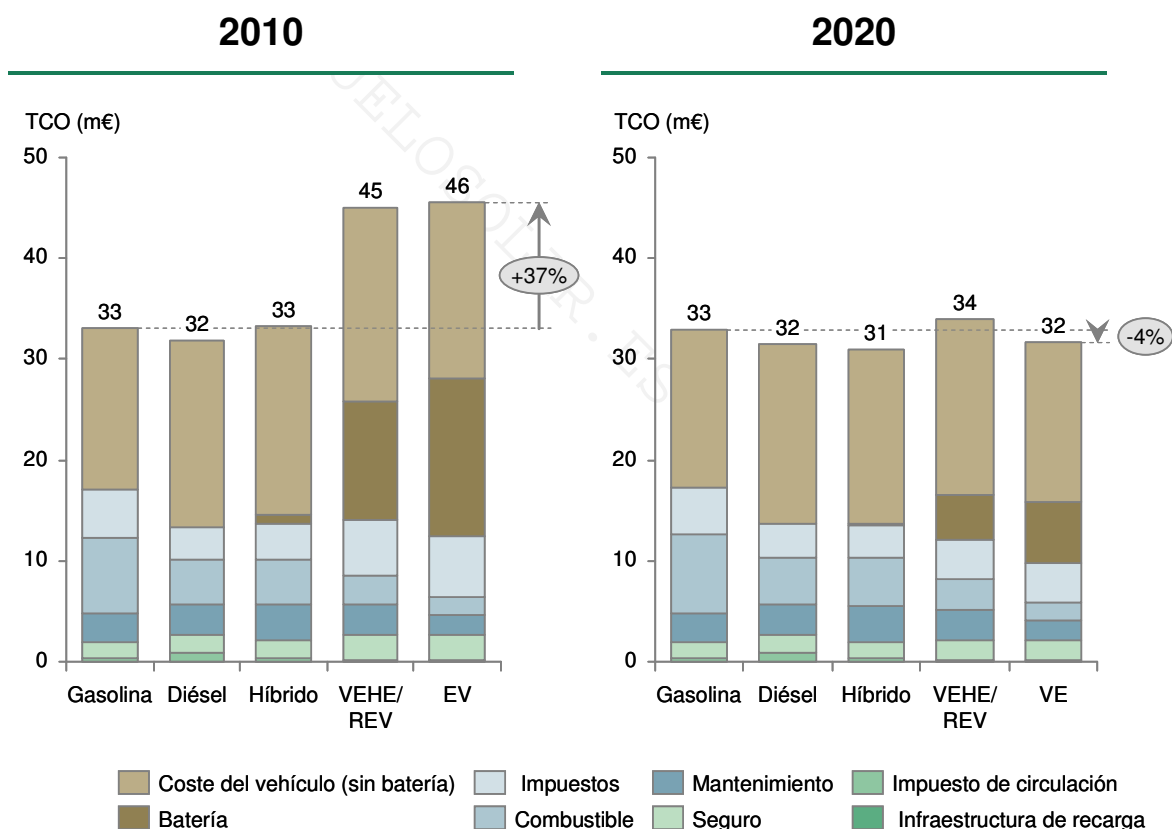
Del mismo modo, la necesidad de las ciudades de cumplir los requisitos de calidad del aire señalados por la Directiva 2008/50/CE marcarán un conjunto de actuaciones en el futuro donde se primará la movilidad limpia, con una especial atención a los

vehículos eléctricos para el mantenimiento de la actividad productiva y el desplazamiento de las personas.

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, la incorporación de vehículos eléctricos podría afectar a la forma de la curva de demanda eléctrica, si se fomentara la recarga de los vehículos en determinados periodos del día, como por ejemplo en el valle, consiguiendo así, su aplanamiento. De esta forma, los requerimientos de equipos de almacenamiento que se prevén necesarios en el valle para permitir la incorporación de energías renovables en el largo plazo, podrían reducirse significativamente.

Los estudios realizados indican que la paridad en TCO⁹ podría alcanzarse en 2020 para los vehículos eléctricos e híbridos.

Gráfico 52 Análisis de costes: segmento medio-bajo de vehículos.



Fuente MITyC

⁹ TCO = Total Cost of Ownership, incluye coste de compra del vehículo, mantenimiento y gasto de combustible durante la vida útil del vehículo.

En coherencia con estas perspectivas, se ha supuesto que en 2020 los vehículos eléctricos representarán el 10% del parque estimado total, de 25 millones de vehículos, con 500 mil unidades de vehículos eléctricos puros y 2 millones de híbridos enchufables. El consumo total de estos vehículos ascenderá a 4 TWh¹⁰ y permitirá la sustitución de 1.156 ktep de petróleo al año, aproximadamente el 2,5% del consumo total de petróleo.

4.5. Reparto por sectores consumidores de energía

La banda de eficiencia prevé una progresiva recuperación de la demanda energética en los diferentes sectores de consumo, transporte, industrial y residencial, tras la caída que todos ellos han sufrido como consecuencia de la reciente coyuntura económica.

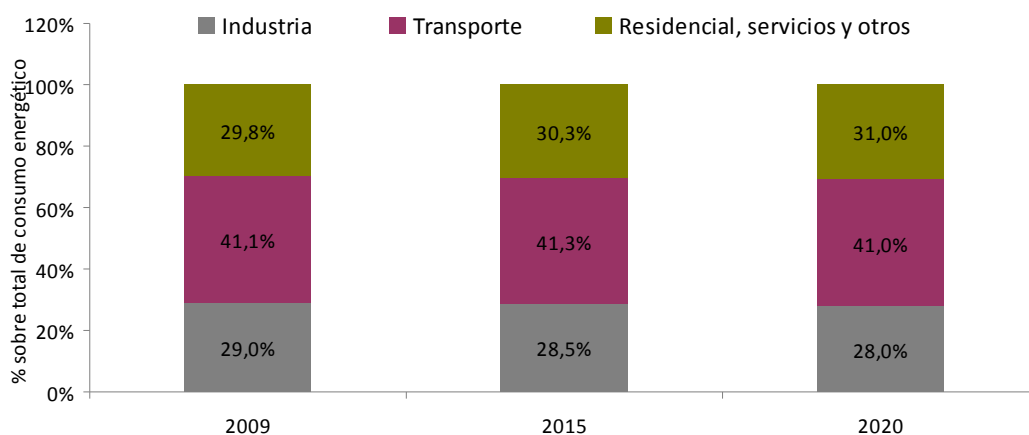
El consumo del transporte presentará una evolución moderada, con crecimientos en la década 2010-2020 del 0,1% anual, lo que contrasta con la fuerte presión al alza que viene ejerciendo este sector desde hace décadas, cuyos crecimientos han sido cercanos al 4%. La implantación del vehículo eléctrico y la mejora en la eficiencia de los vehículos que utilizan combustibles fósiles, el progresivo cambio modal en el transporte, con un menor desplazamiento medio por agente gracias a la priorización en los nuevos desarrollos urbanísticos de la mejora de la eficiencia energética y la integración de los usos residenciales, comerciales e industriales, que permite la reducción de los desplazamientos innecesarios y, por último, el desarrollo del transporte ferroviario, son factores que explican la tendencia señalada.

Por su parte, el consumo de la industria en este escenario mantiene un crecimiento que es incluso ligeramente negativo, con tasas medias anuales del -0,2% entre 2010 y 2020. Esta senda en el sector industrial, además de prever cambios de estructura con especialización creciente en ramas de alto valor añadido y menor contenido energético, incluye mejoras importantes de la eficiencia energética en un buen número de pequeñas y medianas industrias. En buena medida, la viabilidad de este escenario dependerá de las decisiones sobre asignación de derechos de emisión de CO₂ que se adopten para las empresas dentro del ámbito de aplicación de la Directiva de comercio de derechos de emisión, que se encuentran ligadas de manera indisoluble a las decisiones en materia de política industrial o de mejora de la eficiencia energética y con las cuales deben ser coherentes.

¹⁰ Hipótesis de consumo: 0,150 KW/Km para los vehículos eléctricos puros y 0,108 para los híbridos enchufables. Se supone un desplazamiento medio de 13.000 km/año. Pérdidas en la transformación: 5%.

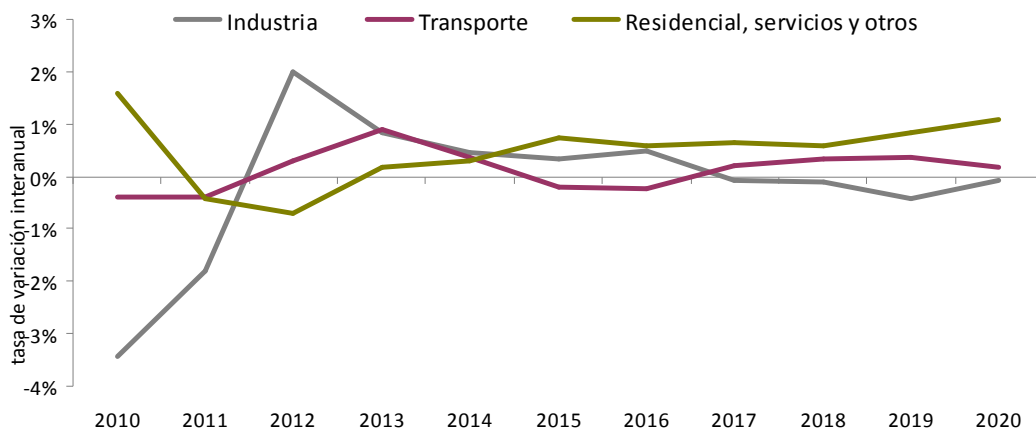
Finalmente, el consumo residencial presenta un crecimiento ligeramente positivo, con crecimientos interanuales medios del 0,5% entre 2010 y 2020, debido al crecimiento de la renta media y la demanda de nuevos servicios con contenido energético. No obstante, debe subrayarse la importante ralentización en el crecimiento de la demanda residencial en comparación con la registrada en los pasados años.

Gráfico 53 Consumo de energía por sectores



Fuente MITyC, elaboración propia

Gráfico 51 Consumo de energía por sectores. Tasa de variación interanual.



Fuente MITyC, elaboración propia

4.6. Prospectiva a 2020 en el escenario de Banda de Eficiencia

A continuación se recogen los principales elementos de la prospectiva energética en el escenario de Banda de Eficiencia en 2020.

Tabla 10 Principales magnitudes de la prospectiva energética en el escenario de Banda de Eficiencia en 2020

		2009	2020
Energía final	Total energía final (ktep)	97.776	98.991
	Intensidad Ef (ktep/millones € 2000)	126,2	102,5
Energía primaria	Total energía primaria (ktep)	130.557	137.949
	Intensidad Ep (ktep/millones € 2000)	168,6	142,9
	Carbón	10.583	10.046
	Petróleo	63.674	50.527
	Gas Natural	31.078	39.699
	Nuclear	13.742	14.490
	Energías Renovables	12.178	25.150
	-Saldo Eléctr. (Exp.-Imp.)	697	1.963
Balance eléctrico (GWh)	Producción bruta	296.508	393.260
	Nuclear	52.732	55.600
	Carbón	37.403	31.579
	P. Petrolíferos	20.380	9.921
	Gas Natural	110.387	148.501
	Bombeo	2.797	8.023
	Renovables	72.809	139.636
	Producción neta	286.039	384.382
	Demanda (bc)	274.097	350.092
	DEMANDA FINAL DE ELECTRICIDAD	244.056	313.052
Potencia instalada MW	Potencia total	100.716	126.072
	Nuclear	7.716	7.256
	Carbón	11.999	8.130
	P. Petrolíferos	7.612	2.308
	Gas Natural	31.249	37.971
	Bombeo	2.546	5.700
	Renovables	39.499	64.441
% ER / E FINAL (Según Directiva EERR)		12,2%	20,8%
Autoabastecimiento		23,0%	31,5%

Vectores de evolución de la Prospectiva a 2020 en el escenario de Banda de Eficiencia

- Los escenarios previstos a 2020 son el resultado de un conjunto de hipótesis, sobre la evolución económica en general y energética en particular, y de opciones de política energética. La evolución de la demanda de una manera diferente a la prevista o un desarrollo de las interconexiones inferior al contemplado, tendría un impacto inmediato sobre los escenarios a 2020.
- Se prevé un crecimiento de la población según el indicado en las estimaciones oficiales del Instituto Nacional de Estadística, que indican que en el año 2020 la población total española se situará en los 47,7 millones de habitantes.
- A su vez, la hipótesis de crecimiento de la economía española se corresponde con las contenidas en el Escenario Macroeconómico del Gobierno hasta el año 2013. A partir de esta fecha, se prevé un crecimiento económico medio anual del 2,3 por ciento. De esta forma, el crecimiento económico en la década comprendida entre

2010 y 2020 habrá sido del 2,0 por ciento medio anual. Se trata de una estimación prudente, teniendo en cuenta la comparación con el período 1995-2010 (3,2 por ciento de crecimiento medio) ó incluso el período más largo 1980-2010 (3,0 por ciento).

- La demanda de energía final crecerá una media del 0,2 % anual, lo que implica que el consumo de energía crecerá 2 puntos porcentuales menos que el PIB. Esta hipótesis de ahorro y eficiencia energética, debe ser el resultado de las opciones de la política energética. Las empresas de servicios energéticos están llamadas a tener un papel fundamental en este sentido.
- De esta forma, el tamaño del sector energético (medido por el consumo de energía final) es prácticamente el mismo que en 2009, ya que el crecimiento económico es compensando por los avances en ahorro y eficiencia energética.
- La economía española será en 2020 aproximadamente un 20% más eficiente que la actual y un 35% más eficiente respecto a los niveles de 2005, superando ampliamente los objetivos indicativos establecidos por la Unión Europea. España alcanza la convergencia en intensidad energética con los países de la UE-27 en el año 2020.
- La matriz de energía primaria es mucho más diversificada y con un significativo aumento de la participación de las fuentes autóctonas, lo que permite incrementar el autoabastecimiento energético en 8,5 p.p, hasta el 31,5%.
- Las energías renovables prácticamente duplican su participación en la matriz primaria, pasando del 9,3 al 18,2%. El petróleo es la fuente de energía primaria que más reduce su participación, cayendo desde el 48,8 al 36%, debido fundamentalmente a la penetración del vehículo eléctrico. El consumo de carbón se reduce, pasando de representar el 8,1 al 7,3%.
- El consumo de electricidad crece a un ritmo elevado, con una tasa media anual del 2,3% en el periodo 2010-2020, debido a la progresiva electrificación de las actividades productivas, incluyendo el transporte a través de la implantación del vehículo eléctrico. Aún así, el crecimiento es significativamente menor al 3,8% de media registrado en el periodo 2001-2008. En el año 2020, la electricidad aumenta su participación sobre el consumo de energía final a costa del retroceso que experimenta el petróleo, pasando de un 21,5% en 2009 a un 27,2% en 2020.
- El crecimiento de la participación del sector eléctrico permite una mayor integración de las tecnologías renovables en la cobertura de la demanda, al ser en este sector donde existen más alternativas y un estado de madurez más avanzado. Las energías renovables representan el 35,5% de la producción eléctrica bruta.

- De esta manera, mientras la potencia instalada renovable de régimen ordinario permanece constante en los 14.000 MW, la potencia instalada de régimen especial se duplica, incrementándose desde los actuales 25.000 MW a 50.000 MW en 2020. Este incremento tiene lugar fundamentalmente a través de un mayor desarrollo de las tecnologías más maduras: la eólica onshore representa más del 60% del incremento de la potencia especial y las tecnologías solares explican conjuntamente el 30% de este incremento. El restante 10% se reparte entre las tecnologías menos desarrolladas en la actualidad.
- Además, el resto del mix eléctrico tiene una composición más equilibrada que el actual. El gas natural incrementa ligeramente su participación, pasando del 37,4 al 37,8%, con unas horas medias de funcionamiento medio de los ciclos combinados de 3.460 al año. La producción con carbón pierde peso pasando de un 12,4% en 2009 hasta el 8% en 2020. La participación del fuel casi desaparece, quedando únicamente la producción de las centrales de fuel de los sistemas extrapeninsulares.
- La producción de energía nuclear se mantiene en parámetros similares a los actuales y sólo sería necesario que en este periodo se propiciara el debate sobre el futuro de las centrales que cumplen su vida útil y sobre el horizonte de la energía nuclear en el marco de referencia de la Unión Europea.
- Durante la próxima década (2011-2020), se hace necesario que en el marco parlamentario se adopten las medidas oportunas para definir el horizonte para las centrales nucleares, y la definición de una política nuclear a largo plazo, teniendo en cuenta que nuestro marco de referencia es la Unión Europea.
- Las interconexiones eléctricas se incrementan progresivamente hasta alcanzar el umbral de referencia del 10% de la potencia instalada, cumpliéndose con las conclusiones aprobadas en el Consejo Europeo de Barcelona en marzo de 2002.
- España cumple las obligaciones de participación de las energías renovables establecidas en la normativa comunitaria. Las energías renovables representan un 20,8% del consumo de energía final en 2020, gracias principalmente a la contribución de la generación eléctrica renovable (que aporta 12,4 p.p.), y, en menor medida, de la calefacción/refrigeración renovable (5,5 p.p.) y del transporte (2,9 p.p. sobre el consumo final).
- España cumple los objetivos medioambientales en el escenario energético propuesto. Las emisiones agregadas se reducen un 23% en 2020 respecto a los niveles de 2005 (8 p.p. más que el objetivo vigente del 15%), incluyendo una reducción del 27% de los sectores sujetos a Directiva y del 20% de los sectores difusos. Particularmente relevante es el esfuerzo realizado por el sector eléctrico, cuyas emisiones equivalentes pasan de 407 toneladas de CO₂ por GWh producido en 2005, a 223 toneladas en 2020, una reducción del 45%.

- El coste de las tecnologías renovables tiende a reducirse en el tiempo, a un ritmo que es mayor cuanto más amplio sea el apoyo que reciben en sus fases iniciales de desarrollo, debido a los efectos de escala y de mejora de la eficiencia en el diseño y la ingeniería de las tecnologías. Por su parte, el coste de los combustibles fósiles tiene una tendencia creciente en el tiempo, dado que el coste marginal de extracción de las nuevas reservas se incrementa.

- Dada la tendencia creciente de los combustibles fósiles y la tendencia decreciente de las tecnologías renovables, existe un punto en el cual las segundas pasan a resultar más competitivas que las primeras. Lógicamente este punto no se alcanza en el mismo momento para todas las tecnologías.

En el escenario central el coste de la tecnología marginal de generación eléctrica continúa siendo el de los ciclos combinados. Se espera que el coste del gas natural se incremente un 22% (23€/MWh en 2020 en € constantes del 2010 frente a los 17€/MWh del 2009). A su vez, se espera que el precio de la tonelada de CO₂ pase de 13,5 a 25 € en 2020. Bajo estos supuestos, el coste de generación eléctrica de los ciclos combinados podría superar los 80 €/MWh en 2020. Este coste medio se incrementaría hasta los 100 €/MWh en un escenario de precios altos. En comparación con estos niveles, la tecnología eólica onshore resulta ya, a día de hoy, competitiva y las tecnologías solares lo serán alrededor del año 2020.

4.7. Prospectiva a 2035, en el escenario de Banda de Eficiencia

Como hemos reseñado con anterioridad en la definición del escenario a 2035 no vamos a incluir en este informe un detalle pormenorizado de los porcentajes de participación de cada tecnología aunque sí señalaremos vectores de evolución y prioridades que deben marcar el camino a seguir.

La incertidumbres que se presentan a 25 años vista fundamentalmente por el condicionante de lo que hemos denominado la encrucijada tecnológica, a la que dedicamos el capítulo siguiente, son tan determinantes que sería un error, en nuestra opinión ir más allá, de las líneas de actuación que a continuación se reseñan y que se refuerzan con las consideraciones y conclusiones de la Subcomisión recogidas en el capítulo 7.

Vectores de evolución del sector energético, para el periodo 2020-2035 en el escenario de banda de eficiencia

- ▣ A partir del año 2020, la necesidad de instalación de nueva potencia vendrá determinada fundamentalmente por el ritmo de crecimiento de la demanda.
- ▣ Dado el objetivo de reducción de la intensidad energética de un 2% anual para alcanzar la convergencia con los países de la UE-15, bajo una hipótesis de crecimiento del PIB del 2% la demanda de energía final no crece. Prácticamente para ello será fundamental reducir el consumo energético, por unidad de producción, a la vez que se consigue crecimiento económico, siendo necesario poner en marcha todas las medidas de eficiencia energética posibles, fundamentalmente en el sector transporte (desarrollo de motores eficientes y del vehículo eléctrico) y en el sector residencial y de edificios, así como buscar alternativas de desarrollo económico menos dependientes del consumo energético.
- ▣ Se considera fundamental la contribución del sector transporte para el cumplimiento de los objetivos de participación de las renovables, por lo que además de fomentar la eficiencia, se debe garantizar la máxima utilización de biocombustibles en el desarrollo de energías renovables en este sector, así como del vehículo eléctrico.
- ▣ Bajo los supuestos indicados, debido a la estabilización de la demanda energética final (el crecimiento del 2% del PIB es compensado por la ganancia de 2 puntos anuales en eficiencia energética) el crecimiento de la electricidad sólo puede producirse en detrimento de otras formas de energía final, esto es, mediante una progresiva electrificación de las actividades productivas y, particularmente, del sector industrial y del transporte.
- ▣ Con estas hipótesis, el crecimiento de la electricidad podría situarse en el entorno del 2% anual.
- ▣ La necesidad de nueva potencia derivada de este crecimiento será atendida, en primer lugar, aprovechando al máximo la capacidad ociosa de las plantas ya instaladas, y en segundo lugar, respecto a la nueva instalación necesaria, su reparto tendrá lugar entre las diferentes tecnologías en función de su matriz de costes relativos. Todo ello, de manera compatible con los compromisos internacionales que se vayan fijando para dicho periodo y periodos posteriores. Con este objetivo, es necesario avanzar para que cada una de las tecnologías internalice de la manera más completa posible el coste que su funcionamiento representa para el conjunto del sistema. Así, las diferentes tecnologías deben internalizar entre otros elementos:

- ▣ El coste de las emisiones de gases contaminantes según su nivel de emisiones relativas;
- ▣ La gestionabilidad de su carga y, en su caso, la necesidad de contar con tecnologías de respaldo para garantizar la cobertura de la demanda.
- ▣ La eficiencia en la producción, en la localización y en la utilización de las infraestructuras de transporte asociadas.
- ▣ Al mismo tiempo, es fundamental hacer un seguimiento de los posibles desarrollos tecnológicos que puedan tener lugar durante esta década, que permitan un desarrollo equilibrado y que aproveche las complementariedades entre las diferentes fuentes de energía primaria. Algunos posibles avances que habría que vigilar son:
 - ▣ Nuevos avances en solar térmica y fotovoltaica, sobre todo por los desarrollos de nanotecnología y nuevos materiales y sus aplicaciones en campos tan diversos como el transporte o la edificación.
 - ▣ La evolución de las tecnologías asociadas al hidrógeno.
 - ▣ La evolución de la energía nuclear, en particular atendiendo a los avances tecnológicos registrados en materia de gestión final de los residuos radiactivos, a la evolución de la demanda eléctrica agregada, a la materialización de los proyectos de nueva capacidad de generación nuclear en diferentes países, que permitirán un mejor conocimiento sobre la estructura de costes de los reactores de tercera y cuarta generación.
- ▣ Finalmente, la evolución de los costes de otras tecnologías de generación alternativas, incluidas las de origen renovable.
 - ▣ El impacto de la nueva Directiva de Emisiones Industriales en las centrales térmicas.
 - ▣ Desarrollo de nuevas centrales térmicas con captura y almacenamiento de CO₂.
 - ▣ Necesidad de mayores interconexiones y nuevas redes de transporte y distribución.
- ▣ Por otro lado, será necesario en el periodo 2020-2035 incrementar la exportación de energías renovables a otros países europeos, que actualmente se encuentra limitada por un lado por las interconexiones físicas y, por otro, por los precios eléctricos.

5. LA ENCRUCIJADA TECNOLÓGICA

5.1. Consideraciones previas

El mundo se encuentra ante una encrucijada que enfrenta la capacidad para mejorar el nivel de vida de la creciente población mundial que incrementa a intenso ritmo el consumo energético mundial, con la probabilidad de agotar los recursos naturales del planeta a un nivel de difícil retorno y vernos abocados a un proceso de deterioro ecológico global de consecuencias imprevisibles.

Resulta bastante evidente, incluso para los muy escépticos, que no será sostenible un planeta en el que un porcentaje elevado de su población consuma unos niveles de energía como los que hoy consumimos los habitantes de los países más desarrollados. Esto es especialmente cierto si esta energía se obtiene de fuentes que generan cantidades elevadas de gases de efecto invernadero.

En términos sociales parece que no se puede evitar aplicar a esta cuestión ciertos principios, tales como un cierto nivel de equidad internacional en el consumo de los recursos globales, tales como consumo energético per cápita o el equivalente en emisiones de gases de efecto invernadero. Para ello será necesario que quienes consumimos un mayor nivel de ‘recursos ecológicos’ reduzcamos este consumo y equilibremos progresivamente la desequilibrada balanza actual.

Naturalmente, los primeros tipos de políticas que se imponen en casos como el español son las de eficiencia y ahorro energético, sobre el principio de que la energía más eficiente es la que no se consume.

La siguiente cuestión sería la de intentar obtener energía a partir de fuentes primarias que no resulten tan agresivas como las actuales en lo relativo a la generación de gases de efecto invernadero.

Finalmente será importante obtener la máxima eficiencia en el proceso de producción, transporte y transformación desde las fuentes de energía primarias hasta el consumo de energía final.

Todas estas consideraciones muestran claramente un escenario de indudable ‘encrucijada energética’ que ha sido avalado por organismos de contrastada solvencia: la Agencia Internacional de la Energía (AIE, IEA en sus siglas en inglés) en su informe ‘Perspectivas sobre Tecnología Energética 2010’ (ETP 2010: Energy Technologies Perspectives) maneja dos escenarios contrapuestos para mostrar la crudeza de esta situación; estos escenarios se identifican como ‘Escenario Inicial’ y ‘Escenario BLUE Map’ y sus principales características se resumen en el cuadro 1 de la siguiente página.

En este cuadro aparece claramente identificada la enorme distancia que separa una situación energética basada fundamentalmente en los parámetros actuales, con aquella en que, manteniendo un nivel de desarrollo mundial socio-económico inevitable, se modifican drásticamente los parámetros esenciales del sistema energético mundial. Por otra parte, no deja de ser significativo que el escenario 'BLUE Map' se sitúe en el horizonte temporal de 2050 dada la enorme dificultad que entrañan unas modificaciones de pautas de tanto calado en periodos de tiempo inferiores a varias décadas. No obstante, dicho informe permite también concluir que para poder llegar a dicho escenario en el plazo de cuatro décadas se deben tomar inmediatamente medidas de gran calado.

SUELOSOLAR.ES

Figura 1 Tendencias en energía y emisiones conforme a los escenarios Inicial y BLUE Map: 2050 comparado con

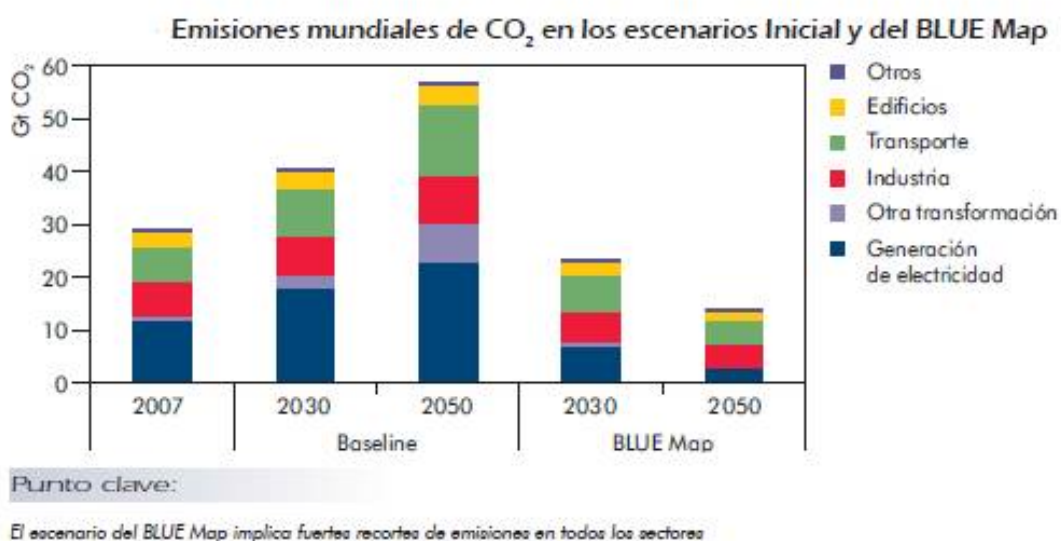
Tendencias en energía y emisiones conforme a los escenarios Inicial y del BLUE Map: 2050 comparado con 2007

Escenario Inicial	Escenario del BLUE Map
<ul style="list-style-type: none"> Las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía aproximadamente se duplican El uso de energía primaria aumenta de 84%; la intensidad del carbono para uso energético aumenta de 7% La demanda de combustibles líquidos aumenta de 57%, eso requiere el uso considerable de combustibles sintéticos y de petróleo no-conventional; la demanda de carbón primario aumenta de 138%; la demanda de gas es 85% más alta Las emisiones de CO₂ causadas por la generación de electricidad aumentan en más del doble; la intensidad de CO₂ por la generación de electricidad disminuye un poco a 459 g/kWh Los combustibles fósiles suministran más de dos terceras partes de la generación de electricidad; el porcentaje de energía renovable aumenta levemente a 22% La captura y el almacenamiento de carbono (CCS) no se utiliza comercialmente Las emisiones de CO₂ en el sector de edificios, incluidas las relacionadas con el uso de la electricidad, casi se duplican Casi 80% de las ventas de vehículos para trabajo liviano (LDVs) depende de la gasolina convencional o de la tecnología diesel; los productos petrolíferos satisfacen más del 90% de la demanda de energía para el transporte Las emisiones de CO₂ en la industria crecen casi por la mitad, conforme aumenta la producción industrial La inversión total en el uso y suministro de energía asciende a un total de 270 billones USD Los países que no pertenecen a la OCDE son responsables de casi el 90% del crecimiento en la demanda de energía y representan casi tres cuartas partes de las emisiones mundiales de CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> Las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía se reducen 50% El uso de energía primaria aumenta de 32%; la intensidad del carbono para uso energético baja de 64% La demanda de combustibles líquidos baja de 4% y los biocombustibles satisfacen 20% del total; la demanda de carbón cae 36%; el gas natural baja 12%; los renovables aportan casi 40% del aprovisionamiento de energía primaria Las emisiones de CO₂ causadas por la generación de electricidad se reducen de 76%; su intensidad de CO₂ cae a 67 g/kWh Los renovables representan 48% de la generación de electricidad; la nuclear proporciona 24% y las plantas equipadas con CCS (captura y almacenamiento de carbono, por sus siglas en inglés), 17% La CCS se usa para captar 9.4 giga toneladas (Gt) de CO₂ de las plantas en la generación de electricidad (55%), industria (21%) y transformación de combustibles (24%) Las emisiones de CO₂ en edificios se reducen de dos tercios mediante la utilización de electricidad con bajas emisiones de carbono, eficiencia energética y el cambio a tecnologías que producen poco o ningún carbono (enfriamiento y calefacción solar, bombas de calor y cogeneración -producción combinada de calor y electricidad, CHP). Casi el 80% de las ventas de LDVs son vehículos híbridos enchufables, eléctricos o de pila de combustible; el porcentaje de productos petrolíferos en la demanda final del transporte baja de 50% Las emisiones de CO₂ en la industria caen de aproximadamente un cuarto principalmente a causa de la eficiencia energética, el cambio de combustible, el reciclaje, la recuperación de energía y la CCS La inversión asciende a 46 billones USD (17%) más que en el escenario Inicial; los ahorros acumulativos en combustible son de 112 billones USD más altos que en el escenario Inicial. Los países que no pertenecen a la OCDE logran una reducción en las emisiones de CO₂ de aproximadamente 30%, comparadas con las de 2007; los países de la OCDE representan menos de una cuarta parte de las emisiones mundiales de CO₂, habiendo reducido las emisiones de 70% a 80% por debajo de los niveles de 2007

Naturalmente, estos planteamientos tan distantes dan lugar a resultados en términos de emisiones de CO₂ a la atmósfera cuyas diferencias e implicaciones sobre el

calentamiento global del planeta resultan a todas luces evidentes, tal como ilustra la siguiente figura.

Gráfico 55 Emisiones mundiales de CO₂ en los escenarios Inicial y del BLUE Map.



Fuente: ETP 2010, de la AIE

El conocimiento acumulado por la comunidad científica internacional y su consolidación en los informes del Panel Internacional sobre el Cambio Climático (IPCC en sus siglas en inglés) demuestran que sólo con una reducción drástica del nivel de emisiones de gases de efecto invernadero, respecto a su tendencia actual, podremos mantener la estabilidad ecológica de nuestro planeta. También es bien conocido que es la componente de necesidades energéticas de nuestro modelo socio-económico actual la que está presionando sobre este equilibrio, de forma que empieza a resultar potencialmente muy peligrosa; así pues, la única conclusión posible es que el sistema energético mundial en general y el de todas las regiones y países debe hacer frente a unos retos y unos escenarios de gran complejidad que lo colocan ante una verdadera encrucijada.

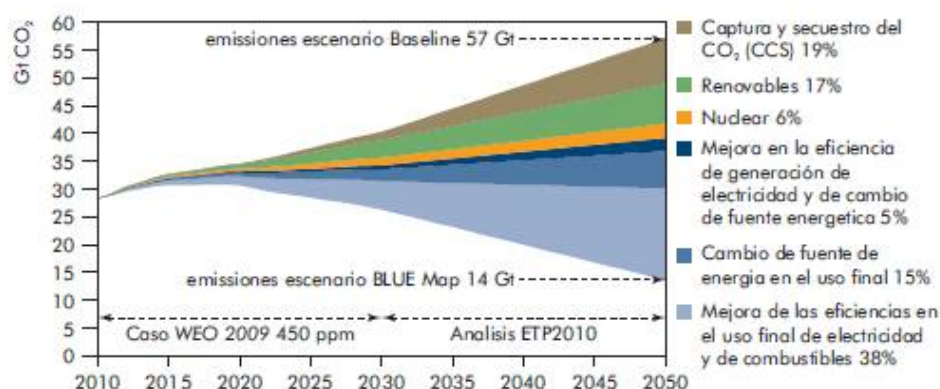
5.2. Tecnología y sostenibilidad

Todos los escenarios que se barajan en los estudios internacionales a medio y largo plazo muestran claramente que no será suficiente con un ligero cambio de tendencia progresivo en sistema energético mundial y que es necesario un cambio abrupto en

las tendencias actuales si queremos hacer sostenible nuestro modelo socio-económico y viable nuestra supervivencia.

En ello incide de forma especial el ya citado informe ETP-2010 de la AIE, que reparte entre las diferentes tecnologías las reducciones de emisiones de CO₂ necesarias para poder pasar del escenario base al escenario BLUE Map. La siguiente figura muestra esta distribución.

Gráfico 56 Tecnologías clave para reducir las emisiones de CO₂ conforme al escenario del BLUE Map



Punto clave:

Una amplia gama de tecnologías será necesaria para reducir considerablemente las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía.

Fuente: ETP 2010, de la AIE

Por ello, parece bastante evidente que se impone una inversión intensiva en desarrollo tecnológico a nivel mundial en el sector energético que permita hacer compatible una cierta equidad en la distribución del consumo mundial, con el incremento del nivel de vida medio en el planeta y con la sostenibilidad ecológica. Mientras el escenario de base del informe ETP calcula en 30 billones de US\$ la inversión necesaria en el periodo 2010-2050, el escenario BLUE Map eleva estas necesidades a 76 billones de US\$ para el mismo periodo.

Según dicho informe las inversiones medias anuales del último trienio en tecnologías energéticas con baja emisión de carbono han sido de 165 mil millones de US\$. Pues bien, para que sea factible el escenario BLUE Map se precisará que esta inversión crezca hasta los 750 mil millones de US\$ anuales en 2030 y se sitúe en 1,6 billones de US\$ anuales en el periodo 2030-2050.

Llegados a este punto se podría decir que la encrucijada en la que se encuentra el sector energético es una encrucijada a todas luces tecnológica, puesto que sólo una variación brusca de las tendencias actuales parece capaz de proporcionar al sector energético las herramientas para evitar un desastre socio-económico, al tiempo que

persisten incertidumbres tecnológicas en ciertas áreas que no permiten vislumbrar una solución bien definida al problema.

En consecuencia es necesario abordar el análisis de alternativas energéticas a largo plazo, como un análisis de alternativas tecnológicas.

5.3. La perspectiva española

Aunque el análisis de alternativas se sitúa en un entorno global, parece obligado resaltar, si no todas, al menos algunas de las características del sector energético español, tales como:

- Un elevado nivel de dependencia energética exterior, concentrado además en dos tipos de productos: el petróleo y el gas.
- El ‘aislamiento energético’ respecto a nuestros vecinos.
- La desviación respecto al reparto europeo de emisiones de CO₂.
- La elevada intensidad energética de nuestro país (energía por unidad de PIB)

Esta última deberá resolverse de forma prioritaria en el ámbito de actuación de los consumidores finales, sin embargo las soluciones y alternativas a las tres primeras deben incluirse entre los objetivos de nuestras empresas energéticas; por ello conviene tenerlas en cuenta a la hora de priorizar de alguna manera las soluciones que:

- a) Permitan utilizar fuentes de generación propias como las renovables y, en menor medida, el carbón, con el doble objetivo de reducir la dependencia exterior y diversificar las fuentes de energía primaria.
- b) Permitan mejorar la gestión de red para compensar el efecto del aislamiento, especialmente para ciertos tipos de energías renovables.
- c) Permitan reducir las emisiones de CO₂ en todos los ámbitos; en este aspecto merece una atención especial el transporte, que debe tender al uso de tecnologías sustitutivas de los combustibles fósiles.

5.4. Análisis de alternativas energéticas a largo plazo

Si se quieren reducir las emisiones de CO₂ y la dependencia energética de los países miembros de la Unión Europea en general y de España en particular, según la tendencia de la ‘Estrategia 20-20-20’ que deberá ser intensificada y ampliada a partir

de 2020, no existe otra alternativa que tomar medidas con un importante impacto sobre la estructura del sector energético. Entre las medidas que cabe señalar se encuentran las siguientes, agrupadas en cinco grandes cuestiones:

- Cambios en el mix de generación eléctrica a fin de paliar dos tipos de problemas: reducir la dependencia energética y, al mismo tiempo, diversificar el suministro de fuentes de energía primaria. Concretamente se vislumbran las siguientes medidas:
 - ✓ Aumento muy significativo de las energías renovables; resultaría conveniente que este aumento se acompañe de un significativo incremento de la interconexión, en particular en el caso español; este aumento facilitaría el intercambio de energía entre países, evitando que la energía sea desaprovechada en condiciones de poca demanda incrementando notablemente la eficiencia energética global europea. Asimismo resulta conveniente una mejora de las tecnologías de almacenamiento de este tipo de energías que permite una mayor flexibilidad en su gestión; en este área se apuntan ya diversas soluciones tales como la mejora de las tecnologías de bombeo de agua para el posterior aprovechamiento de la energía hidráulica; también aparecen en un plazo más largo otros sistemas de almacenamiento como el hidrógeno que, además de ser reutilizable para su transformación en energía, podría resultar un combustible alternativo para el transporte.
 - ✓ Fomento del desarrollo de tecnologías de carbón limpio con dos objetivos tecnológicos: incrementar la eficiencia en la recuperación de energía y posibilitar la captura del CO₂ producido. Esta vía permitirá además aprovechar las reservas de carbón existentes en algunos países de la Unión Europea.
 - ✓ Mantenimiento del nivel de producción de energía de respaldo a niveles suficientes para garantizar una evolución entre los combustibles fósiles y el nuevo escenario.
- Cambios en las redes de transporte y distribución eléctricas, mediante medidas tales como:
 - ✓ Fomento de la eficiencia en transporte y distribución de electricidad para poder disminuir las pérdidas, así como modernización de la red para integrar la generación distribuida.
 - ✓ Aumento de la interconexión para disminuir el aislamiento energético de España.

- ✓ Aplanamiento de la curva de demanda a través de medidas de eficiencia y desplazamientos de consumo a periodos de valle.
- Cambios en el transporte que reduzcan la dependencia de este sector del petróleo
 - ✓ Aumento del uso de biocombustibles, mediante políticas de ayudas a la producción.
 - ✓ Fomento del uso de coches híbridos, del coche eléctrico y aumento de la investigación y desarrollo en automóviles que utilicen combustibles alternativos a los derivados del petróleo.
- Cambios en el sector industrial:
 - ✓ Incremento de la cogeneración
 - ✓ Gestión de la demanda mediante productos energéticos y precios adecuados (negociación de suministros interrumpibles, etc.)
 - ✓ Mejoras del equipamiento industrial (calderas, transformadores, motores de alto rendimiento, etc.)
 - ✓ Implantación de nuevas tecnologías renovables aplicables a procesos productivos, como la solar térmica de media temperatura.
- Cambios en el sector residencial / servicios
 - ✓ Fomento del diseño de edificios eficientes: Arquitectura bioclimática, integración de la renovables en la edificación, implantación de sistemas de domótica, etc.
 - ✓ Mejora de la eficiencia de los electrodomésticos y equipos ofimáticos.
 - ✓ Gestión de la demanda mediante productos energéticos y precios, ligado a la implantación de redes modernas de distribución (contadores inteligentes, *smartgrids*, etc.).

Ninguna de estas medidas hará posible alcanzar el objetivo por sí misma y será necesario el impulso del conjunto coordinado de todas o gran parte de las mismas, conformando, de esta manera una política energética determinada.

Por tanto, resulta claro que algunas de las soluciones a la problemática energética han de venir de mejoras en la eficiencia energética y la implantación distribuida de ciertos elementos de generación de energía que afectan a la edificación tanto residencial, como industrial o comercial.

No obstante, las tecnologías relativas a las instalaciones de ciertas tecnologías de generación individual, sólo serán tratadas desde el punto de vista de su gestionabilidad y las implicaciones que tienen respecto a la instalación de medios de conexión a la red. De la misma manera, no se analizan en detalle tecnologías ligadas a la reducción de ciertos consumos, tales como la iluminación privada y pública.

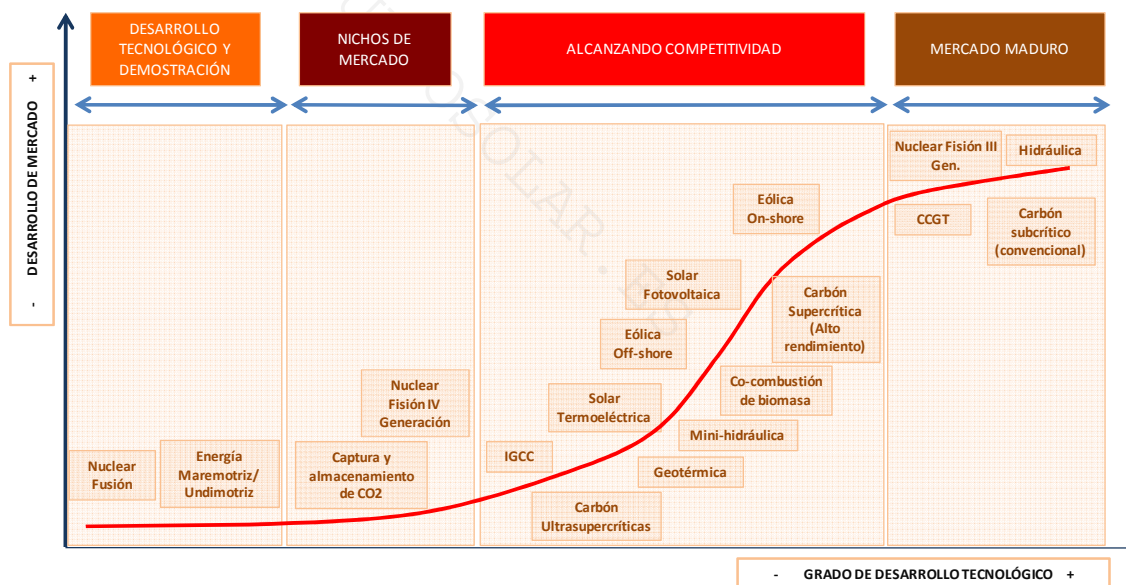
En lo relativo al transporte nos ocuparemos de las tecnologías sustitutivas de los combustibles fósiles actuales mediante vectores energéticos más limpios, relacionados de alguna manera con la electricidad.

Por otra parte, para estructurar el análisis de alternativas tecnológicas, se ha considerado adecuado separar las diferentes tecnologías en cuatro grandes bloques: tecnologías de generación, tecnologías de almacenamiento, tecnologías para transporte y tecnologías de gestión de red.

5.4.1. Desarrollo de las tecnologías de generación

Dentro de las tecnologías de generación, el estado actual de desarrollo de las distintas tecnologías (I+D, Demostración, Comercial) y el tiempo necesario para alcanzar la disponibilidad comercial en caso de encontrarse en estado de I+D o demostración se refleja en la siguiente figura

Gráfico 57 Estado actual de desarrollo de las principales tecnologías de generación eléctrica



Fuente: KPMG

En el presente análisis vamos a considerar todas las tecnologías, no obstante respecto a aquellas tecnologías que se pueden considerar clásicas no se considera útil profundizar en exceso.

5.4.1.1 Carbón convencional

Las centrales térmicas de carbón convencionales representan actualmente la tecnología más madura y con mayor porcentaje de capacidad instalada a nivel europeo, aunque recientemente, y como consecuencia de la regulación de las emisiones, ha sido progresivamente sustituida por las centrales de gas de ciclo

combinado con menores emisiones. Se espera que la generación eléctrica con esta tecnología se mantenga o incluso aumente de forma moderada, principalmente como consecuencia de una regulación favorable para la producción de carbón autóctono.

5.4.1.2 Ciclo combinado de Gas Natural

Las centrales de ciclo combinado de gas natural son la opción disponible más barata para reducir las emisiones de la generación eléctrica, por este motivo su peso en el mix de potencia instalada europeo ha aumentado considerablemente.

5.4.1.3 Hidráulica

Esta tecnología tiene grandes ventajas: como tecnología renovable no genera emisiones, es muy gestionable ya que permite producir de manera flexible ayudando incluso a gestionar otras fuentes de energía, es eficiente y su tecnología está muy madura; sin embargo, su potencial instalable en España está prácticamente cubierto (aproximadamente el 94% sobre el techo instalable total) por lo que queda descartada como alternativa de futuro.

Sus costes de generación son los más bajos de todas las renovables, sin embargo queda ya muy poco margen de reducción.

5.4.1.4 Nuclear de fisión

La tecnología de las centrales nucleares actuales puede ser considerada una tecnología madura. No obstante la disminución de las reservas de combustible junto con la complejidad de la gestión de los residuos de alta actividad y longevidad, unido a la contestación social a las 'herencias' de esta tecnología, han empujado la evolución tecnológica hacia las centrales de III y IV generación.

No obstante, el hecho de que sus emisiones de gases de efecto invernadero sean nulas hace que muchos expertos las consideren como la etapa puente imprescindible entre la economía energética actual, basada en los combustibles fósiles, y el futuro sistema energético, basado en las bajas emisiones mientras se produce la maduración de las nuevas tecnologías renovables y otras a más largo plazo como la fusión nuclear. La AIE, en su informe ETP 2010 propone una cuota temporal de la energía nuclear de un 24% si se quiere alcanzar el escenario BLUE Map.

No obstante las plantas que se han venido desarrollando hasta el momento mantienen ciertas incertidumbres tecnológicas y, en consecuencia ciertas incertidumbres económicas. Se estima que la maduración tecnológica de las centrales de IV generación se produzca hacia 2030, con todo ello es de esperar que en el plazo de las décadas en que los actuales residuos nucleares tienen garantizada su seguridad mediante almacenamientos tipo ATC, se puedan poner en producción tecnologías nucleares de fisión que extiendan la duración de las reservas de Uranio y

Torio y eliminar incluso los actuales residuos que serían reutilizados a fin de extraer la energía remanente.

Por todo ello, resulta imprescindible mantener las capacidades tecnológicas en el terreno de la generación de energía nuclear tanto por su utilidad para gestionar nuestro actual parque nuclear, como por la presencia de esta tecnología en otros países de Europa y del Mundo, donde están compitiendo nuestras empresas del sector.

5.4.1.5 Eólica terrestre

La energía eólica terrestre ha alcanzado una notable madurez tecnológica; aunque todavía tiene cierto margen de recorrido no se adivinan avances tecnológicos disruptivos, que puedan dar lugar a reducciones de costes espectaculares.

Algunas empresas españolas son líderes mundiales en esta tecnología, tanto en lo que se refiere a la fabricación de las propias torres de generación como a los sistemas de gestión de parques. Además esta tecnología se ha convertido en una de las fuentes de energía renovable que más ha crecido, en nuestro país especialmente, pero también en muchas regiones del mundo.

Por ello, aunque en la actualidad todavía depende de incentivos para ser competitiva con tecnologías de generación tradicional, ya resulta competitiva ante determinadas condiciones climatológicas. El ritmo de instalación de parques eólicos hará madurar económicamente esta tecnología en la que espera una reducción del 15% de los costes de producción en el periodo 2010-2020 que se podría incluso acrecentar en España mediante la repotenciación de los mejores parques eólicos.

Dada la disponibilidad de emplazamientos nuevos, en el futuro se espera que siga creciendo a ritmos elevados hasta alcanzar los 35.000 MW instalados en España antes de 2030, con margen para seguir creciendo hasta los 92 GW de techo que se le suponen.

5.4.1.6 Carbón limpio

Nos referimos con este término genérico a las centrales de carbón de alto rendimiento (críticas y supercríticas). Las características más destacables en este tipo de tecnología son dos: mayor eficiencia en la recuperación de la energía del carbón y una producción de CO₂ en condiciones tales que facilitan su captura.

Desde el punto de vista tecnológico representan una buena opción en el medio plazo (10 años) para la renovación del actual parque de centrales de carbón convencionales; sin embargo, su combinación con la futura captura de CO₂ parece que deberá esperar hasta el 2030.

No obstante se prevé un gran esfuerzo tecnológico por sus indudables ventajas a nivel mundial: para Europa representa un vía importante de reducción de la dependencia energética exterior; para China e India representa además una fuente de energía irrenunciable para mantener su ritmo de crecimiento.

Desde el punto de vista de posibles tecnologías disruptivas en este campo, se espera con ansiedad el desarrollo de nuevos materiales que permitan operar los ciclos supercríticos en condiciones adecuadas de presión y temperatura

5.4.1.7 Solar Fotovoltaica

Este tipo de energía ha alcanzado un grado notable de madurez tecnológica, si bien está todavía en fase de mejora, basada en nuevos procesos y nuevos materiales.

No obstante, el efecto económico de esta madurez todavía está lejos de alcanzarse; de hecho su coste de producción es casi el más elevado de todas las renovables (exceptuando la solar termoeléctrica). Esto no obsta para que se estime que este tipo de generación será la que más reduzca, alrededor de un 50%, su coste de producción en la próxima década, debido al efecto combinado de la curva de aprendizaje/maduración junto con los factores de escala que su elevada demanda provoca y provocará en el futuro más próximo.

Desde el punto de vista de disponibilidad este es un recurso de primer orden, particularmente en el caso español.

En esta área se espera que se produzca algún tipo de salto tecnológico cualitativo en las dos próximas décadas bien en base a nuevos materiales semiconductores, bien en base a células orgánicas.

5.4.1.8 Solar termoeléctrica

Se trata de una tecnología cuya fase de desarrollo tecnológico se puede dar por completada, existen desarrollos variados basados en diferentes conceptos y con plantas experimentales de magnitudes en el entorno de las decenas de MW. No obstante, parece susceptible aún de ciertas mejoras innovadoras, de su optimización industrial y del abaratamiento ligado a los factores de escala de la fabricación en serie.

Su madurez económica se encuentra aún lejos, puesto que prácticamente se encuentra en el principio de la curva de reducción de costes; de hecho se considera actualmente como una de las tecnologías renovables con mayores costes de generación. Es previsible que la reducción de costes pueda ser importante en el medio plazo y su plena competitividad con otras tecnologías está ligada a los resultados que se obtengan en cuanto a su capacidad de almacenamiento, en aquellas plantas que la incorporen.

Parece poco probable que surjan novedades tecnológicas que induzcan saltos cualitativos en la aplicación de esta tecnología.

5.4.1.9 Eólica marina

Parte de la tecnología desarrollada para la generación de energía eólica es directamente aplicable a su hermana marina; no obstante, las características de ambiente de instalación, soporte de instalación, conducción y gestión hacen que precise de desarrollos complementarios que se encuentran en fase final de I+D, pero con poca experiencia real. Además, las características de la plataforma costera española obligan a complementar estos desarrollos con el concepto de plataforma flotante que está algo menos avanzado para esta aplicación.

Por ello, no se espera que esta tecnología se desarrolle significativamente en España en la próxima década, aunque puede representar un potencial interesante a partir de 2020. El techo de potencia instalable en España se cifra para esta modalidad en 18 GW, aunque persiste cierta resistencia social a su implantación por motivos ecológicos.

5.4.1.10 Co-combustión de Biomasa

El potencial de esta tecnología está limitado a un 10% -20% de co-combustión. Esta circunstancia, junto con el desarrollo de mercados organizados de abastecimiento de biomasa, determinarán el aumento de la potencia instalada de este tipo de centrales en las próximas décadas, aunque conviene señalar el importante potencial del aprovechamiento que tiene España en esta fuente primaria.

5.4.1.11 Mini-hidráulica

El potencial instalable de esta tecnología en España es de 2GW y actualmente se encuentra explotada en un 50%. Cuenta con ventajas como la posibilidad de representar un recurso que estabilice cierto nivel de actividad económica en áreas rurales, sin embargo encuentra cierta oposición social debido a las consideraciones relativas al impacto ambiental.

5.4.1.12 Geotérmica

Se podría decir que según los diferentes tipos de generación esta tecnología se encuentra en un grado medio de desarrollo tecnológico. Sin embargo es un recurso prácticamente inexistente a nivel español que además podría ser aprovechable para usos térmicos pero difícilmente como tecnología de generación a gran escala.

5.4.1.13. Energía maremotriz (olas, mareas, corrientes)

Esta tecnología se encuentra en plena fase de desarrollo tecnológico, sin que sea previsible el momento de su puesta en producción a nivel industrial. Precisa todavía desarrollos tecnológicos de gran nivel que resuelvan problemas ligados al ambiente

en el que debe trabajar. Además, todavía hay cierto desconocimiento acerca del comportamiento de este tipo de energía que requerirá un mayor estudio sobre corrientes, mareas y oleajes para poder mejorar conceptos y diseños.

5.4.1.14. Nuclear de fusión

A pesar de ser el proyecto internacional de mayor coste, el ITER es tan solo un demostrador tecnológico que pretende verificar la viabilidad energética de este tipo de generación. Sin duda, su éxito representaría un avance realmente disruptivo hacia un modelo energético sostenible. Desafortunadamente, si esta esperanza se confirma, todavía faltarán etapas de demostración tecnológica que hacen que su implementación industrial se sitúe bien entrada la segunda mitad del siglo XXI. En conclusión no se estima que esta tecnología esté disponible para el periodo 2010-2030.

5.4.2. Tecnologías de almacenamiento

En este apartado, vamos a considerar las tecnologías que permiten almacenar la energía, por ejemplo durante una punta de exceso de producción, para recuperarla posteriormente durante las horas de punta de exceso de demanda. Estas tecnologías se han visto demandadas de forma significativa como solución al problema de gestionabilidad de algunas energías renovables. Aunque, en general, su objetivo es almacenar la electricidad en forma de otro tipo de energía para luego reconvertirlas en energía eléctrica mediante un proceso inverso, en algunos casos el producto intermedio puede resultar útil por sí mismo en otros sistemas energéticos, principalmente en el transporte.

5.4.2.1. Bombeo.

Se trata de una tecnología madura que inicia su fase de desarrollo comercial. Es importante tener en cuenta que no se trata de un sistema cuyo coste se imputa a un producto sino que representa un gasto de infraestructura anejo a instalaciones de energía renovable, sobre todo la eólica terrestre.

Su característica más notable radica en que su periodo de almacenamiento se puede considerar ilimitado, lo que aporta toda la flexibilidad de gestión que le falta precisamente a la fuente de generación.

Económicamente aparece como la tecnología actual más eficiente en el ciclo completo de conversión eléctrica-potencial-eléctrica junto con un nivel de costes basado en tecnología hidráulica ya madura.

5.4.2.2. Aire comprimido

Se trata de una tecnología prácticamente madura, pero con algunas limitaciones en cuanto al periodo de almacenamiento, limitado a 8 horas.

Económicamente su competitividad depende del precio de las materias primas de las energías alternativas, como por ejemplo el precio del gas.

5.4.2.3. Sales.

Se trata de una tecnología relativamente reciente, cuyas primeras instalaciones disponen de un corto tiempo de experiencia y cuyas características fundamentales todavía no son precisas. Su desarrollo se ha ligado a plantas de generación solar termoeléctrica y parece que su periodo de almacenamiento se halla en el entorno de las 12 horas.

5.4.2.4. Baterías

Desde el punto de vista de la madurez tecnológica, las baterías cuentan con una gran ventaja respecto a otros sistemas que hemos analizado como es el hecho de que los drivers de su desarrollo tecnológico se apoyan en productos de consumo masivo que generan ingentes cifras de negocio, tales como teléfonos y ordenadores portátiles, cámaras de foto y vídeo, automóviles, etc. Por ello, la inversión en desarrollo tecnológico que han absorbido en los últimos años y los factores de escala en su producción hacen que su maduración tanto tecnológica como económica haya sido vertiginosa en los últimos años.

Otras de sus ventajas es el periodo de almacenamiento, que a los efectos del presente apartado se puede considerar ilimitado.

Finalmente, otra gran ventaja es que bajo ciertas modalidades podría considerarse que su almacenamiento se puede realizar bajo el formato de combustible para el transporte, es decir que se pueden aprovechar las puntas de producción para cargar baterías que sean directamente utilizadas en sistemas de transporte, sin necesidad de volver a convertirse en electricidad mediante la reversión de energía química en eléctrica lo que mejora la eficiencia energética global.

Por otra parte se investiga de forma muy intensiva en los muchos ejes de mejora de esta tecnología, desde los materiales hasta los reactivos, por lo que dada la intensidad y lo extensivo de su desarrollo no sería de extrañar la aparición de alguna tecnología disruptiva en un plazo no muy largo.

5.4.2.5. Hidrógeno

El hidrógeno se configura como un vector energético, es decir, como un medio de almacén y transporte energético, no como una fuente de energía en sí.

Comparte con las baterías, que hemos tratado en el apartado anterior, dos grandes ventajas; la primera es que su periodo de almacenamiento se puede considerar ilimitado a efectos prácticos; la segunda es que puede ser utilizado como

combustible alternativo para los sistemas de transporte con emisiones cero de gases de efecto invernadero.

Como vector energético el hidrógeno puede resultar clave en la resolución de algunos problemas identificados en el sistema energético, en particular para los siguientes:

- Como alternativa de evacuación de energía generada, especialmente para las energías renovables.
- Como apoyo a la gestión global de la red de distribución energía como depósito de energía.
- Como alternativa a los combustibles fósiles para sistemas de transporte, principalmente en áreas urbanas y lugares donde se pretenda reducir la contaminación ambiental.

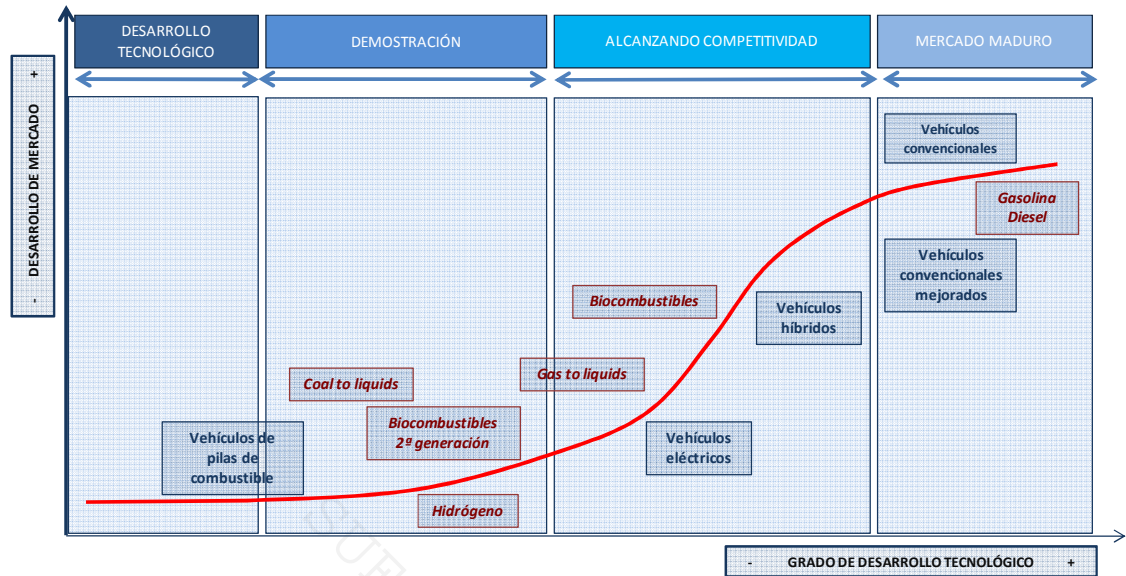
En la situación tecnológica actual el hidrógeno tiene ventajas tales como su elevada densidad energética respecto a su masa y su elevada disponibilidad, frente a algunos inconvenientes como su elevado coste de almacenamiento y su baja densidad energética en volumen.

Desde el punto de vista económico, su competitividad económica se estima en menos de una década; no obstante, tanto en base a ciertas mejoras tecnológicas como en función de la evolución de los precios de las materias primas y de los derechos de emisión de CO₂ este plazo podría recortarse drásticamente. Hay estudios que lo sitúan en 2015 e incluso antes, si se siguen las recomendaciones de los organismos internacionales para incrementar el costes de las emisiones de CO₂.

5.4.3. Tecnologías de transporte.

Respecto al transporte, la demanda de energía, que depende casi en un 95% de combustibles derivados del petróleo, continuará creciendo durante las próximas décadas. Para poder hacer frente a este crecimiento de la demanda de una forma sostenible y segura, serán necesarios nuevos combustibles y el desarrollo de nuevas tecnologías de transporte que se encuentran en distintos estados de desarrollo.

Gráfico 58 Estado de desarrollo actual de las principales tecnologías aplicables al transporte por carretera



Fuente KPMG

A continuación se analizan estas tecnologías.

5.4.3.1. Combustibles convencionales.

Se espera que los derivados del petróleo sigan siendo la tecnología predominante en la proyección 2030, a pesar de que se esperan precios elevados del petróleo.

5.4.3.2. Vehículos convencionales y mejorados

Los vehículos convencionales (motores de combustión) continuarán siendo la tecnología predominante a medio plazo. Sin embargo, los continuos desarrollos en el rendimiento de los automóviles actuales permiten mejoras incrementales de eficiencia en el uso de combustibles (nuevos neumáticos, aerodinámica, motores más eficientes, etc.).

5.4.3.3. Vehículos híbridos

La tecnología está actualmente funcionando a nivel comercial con bastante éxito por lo que se espera un aumento del número de modelos disponibles en el futuro y un incremento de su uso, que resultaría en mejoras adicionales del rendimiento de los combustibles (en algunos casos reducciones de uso de combustible superiores al 50% sobre los niveles actuales).

5.4.3.4. Bio-combustibles

La 1ª generación se encuentra ya en estado comercial y la 2ª generación está en estado de demostración. Los biocombustibles cubren actualmente cerca de un 2% de la demanda total del sector. Sin embargo en algunos países como Brasil, este porcentaje es sensiblemente superior. En la proyección 2030-2050 se espera que su consumo aumente de manera relevante para su uso en mezcla con combustibles tradicionales pero en ningún caso reemplazando los mismos. En el caso concreto de los países de la Unión Europea (incluyendo España), se espera que alcance un porcentaje del 10% sobre el total de la demanda del sector transporte.

5.4.3.5. Vehículo eléctrico

Los vehículos eléctricos se encuentran disponibles comercialmente. Sin embargo su elevado coste (2,5 veces más caros que los convencionales) así como las dificultades que conlleva su recarga, hacen más difícil su desarrollo comercial como sustitutivo del vehículo convencional. Resulta significativo tener en cuenta que sus costes de mantenimiento se estiman sensiblemente inferiores a los de los vehículos convencionales, por lo que su punto de competitividad económica está más cercano de lo que puede parecer a simple vista

No obstante, algunos objetivos de reducción de emisiones, los avances tecnológicos y las políticas de promoción europeas que plantean un conjunto de líneas estratégicas entre las que se encuentran la promoción de tecnologías de propulsión alternativas a las convencionales de gasolina y gasóleo, así como la necesidad de las ciudades de cumplir con los requisitos de calidad establecidos en la Directiva 2008/50/CE, marcan un conjunto de actuaciones en el que se prima la movilidad limpia, con especial atención al vehículo eléctrico. Todo ello en un entorno regulatorio en el que tanto Europa en general, como España en particular promueven políticas decididas de apoyo al coche eléctrico.

Finalmente señalar que todos los escenarios de organismos internacionales y nacionales orientados a la sostenibilidad ambiental indican una introducción acelerada de esta modalidad de transporte a partir de 2015.

5.4.3.6. Hidrógeno

Desde el punto de vista de su uso en el transporte cabe considerar que las posibilidades de uso del hidrógeno son dobles: bien como combustible para motores bien como combustible para pilas de hidrógeno. En este segundo caso el resto de características se asimilaría a las del coche eléctrico y le serían perfectamente aplicables los avances obtenidos en esta línea.

Respecto al estado de la tecnología del hidrógeno las principales características serían:

- Su utilización como combustible en un motor es igual de eficiente que la combustión de cualquier otro producto.
- Su consumo mediante pilas sería al menos el doble de eficiente, por lo que se recorrerían el doble de kilómetros con la misma cantidad de hidrógeno.

Por otra parte, estudios de la Agencia Internacional de la Energía prevén que la utilización de hidrógeno para el transporte puede llegar a superar el 20% de los combustibles en 2050; asimismo, los objetivos medioambientales europeos pretenden impulsar el porcentaje de uso de esta tecnología para el transporte a niveles significativos de uso ya a partir del año 2020. De hecho, en línea con esta previsión, el último informe del Consejo Nacional de Investigación de los EEUU (NRC) ha recomendado mantener el impulso al desarrollo científico-tecnológico en el área de las pilas de hidrógeno.

5.4.4. *Tecnologías de gestión de red*

En este apartado se da por supuesto que una parte creciente de la producción eléctrica se va a producir en el futuro de forma distribuida en instalaciones que serán propiedad de los consumidores finales. Para ello será necesario desarrollar un concepto de gestión inteligente de la red de distribución eléctrica.

En esta situación será necesario aplicar tecnologías de gestión sensiblemente modificadas respecto a las actuales que deberán permitir:

- El flujo bidireccional de energía eléctrica.
- La contabilidad de este flujo bidireccional.
- La gestión y la previsión de parámetros de red.

Todos estos elementos configuran un concepto que se conoce como 'Smart Grids'.

Una parte de las tecnologías necesarias para el desarrollo de este concepto se desarrollan en base a otros mercados (al igual que el desarrollo de la tecnología de baterías), se trata de Tecnologías de Información y Comunicaciones (TICs), que deberán ser integradas en el desarrollo de este concepto.

Pero existen desarrollos específicos que deberán abordarse desde el prisma específico de la red de distribución eléctrica, tales como:

- Tecnología de contadores bidireccionales.
- Tecnologías de gestión de red adaptadas a la producción distribuida.

6. TENDENCIAS Y OBJETIVOS DEL SISTEMA ENERGÉTICO ESPAÑOL

6.1. Competitividad económica

La valoración económica completa del modelo energético de la Banda de Eficiencia es un ejercicio que requiere de la consideración de todos los costes y beneficios para el sistema de las diferentes fuentes de energía primaria y de las tecnologías de transformación empleadas. Es necesario por ello disponer de una medida comprensiva de los costes y beneficios que abarque, entre los costes, los relativos a toda la cadena de generación, incluyendo los costes medioambientales y los intergeneracionales y, entre los beneficios, la contribución a la seguridad del suministro energético, incluyendo las aportaciones en términos de autosuficiencia, gestionabilidad y predictibilidad de las fuentes.

Sin embargo, es extraordinariamente complicado disponer de algunas de estas medidas. En algunos casos, porque existen incertidumbres sobre la evolución a largo plazo de algunas magnitudes (como el precio del CO₂, de los hidrocarburos, o la evolución de los costes de las tecnologías renovables). No obstante, sobre estas magnitudes es posible realizar predicciones, y así se ha hecho en este análisis, incorporando aquellas previsiones realizadas con la mejor información disponible en la actualidad.

Existen otras magnitudes sobre las que, sin embargo, no se han realizado tradicionalmente cuantificaciones monetarias, pero que sin embargo tienen un extraordinario valor para el sistema energético en su conjunto. Por ejemplo, resulta muy complejo valorar cuánto representa monetariamente la mejora de un punto porcentual en la dependencia energética española, pero resulta evidente que esta mejora contribuye a la seguridad del suministro energético, reduce la volatilidad de los precios y, en definitiva, permite la adopción de decisiones de inversión y consumo en un entorno más seguro, fiable y previsible.

No obstante, en este estudio se han incorporado de manera transversal en la definición del mix energético a largo plazo una cuantificación lo más aproximada posible del coste monetario de los diferentes escenarios.

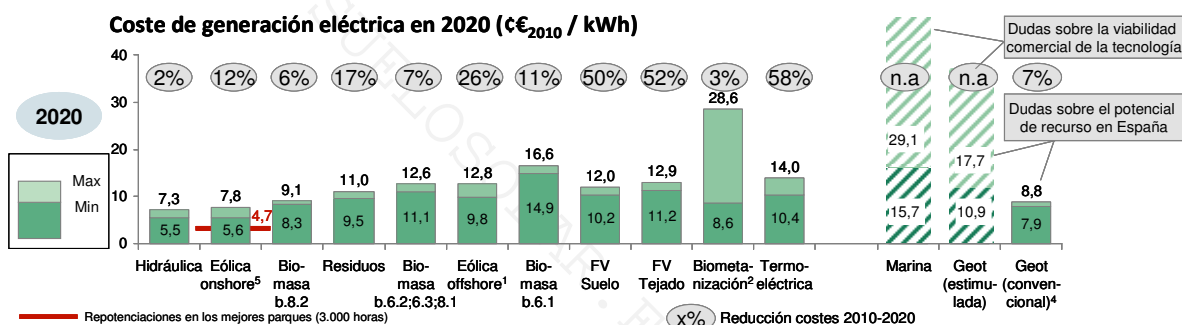
De esta cuantificación y valoración integral, cabe extraer los siguientes hechos estilizados que resultan coincidentes en los diferentes escenarios:

El coste de las tecnologías renovables tiende a reducirse en el tiempo, a un ritmo que es mayor cuanto más amplio sea el apoyo que reciben en sus fases iniciales de desarrollo, debido a los efectos de escala y de mejora de la eficiencia en el diseño y la ingeniería de las tecnologías.

No todas las tecnologías evolucionan de manera sincrónica. Existen algunas tecnologías que evolucionan más rápidamente, debido a la abundancia relativa de recursos en nuestro país (por ejemplo, recursos eólicos y solares), al mayor esfuerzo en investigación y desarrollo, a los avances registrados en otros países, etc. Es crucial por ello tener en cuenta que los escenarios que se definen a largo plazo son necesariamente flexibles y condicionados a la evolución que experimenten las diferentes tecnologías, que puede conducir a resultados muy distintos a los previstos inicialmente.

De hecho, como se observa en el siguiente gráfico, las estimaciones actuales apuntan a que existirá una mejora tecnológica moderada en aquellas tecnologías que, por su grado de madurez, ya hoy se encuentran cerca del umbral de competitividad con las tecnologías tradicionales (como es el caso de la eólica) y que existirá una reducción de costes mucho mayor (superior al 50%) en las tecnologías solares.

Gráfico 59 Estimación del coste de generación de electricidad en España según tipo de combustible



Fuente: MITYC

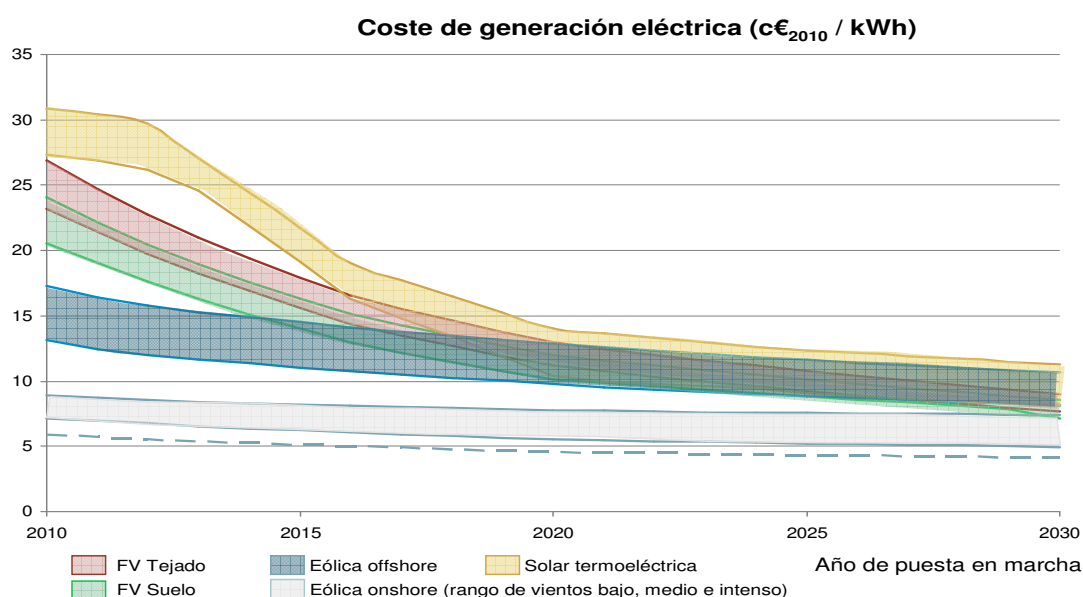
Por su parte, el coste de los combustibles fósiles tiene una tendencia creciente en el tiempo, dado que el coste marginal de extracción de las nuevas reservas es creciente.

Dada la tendencia creciente de los combustibles fósiles y la tendencia decreciente de las tecnologías renovables, existe un punto en el futuro en el cual las segundas pasan a resultar más competitivas que los primeros. Lógicamente este punto no se alcanza en el mismo momento para todas las tecnologías, sino que en unos casos ocurre antes que en otros.

El escenario central es que el coste de la tecnología marginal de generación eléctrica continúe siendo la generación a partir de ciclos combinados. Se espera que el coste del combustible se incremente un 22% (23€/MWh en 2020 en € constantes del 2010 frente a los 17€/MWh del 2009). A su vez, se espera que el precio de la tonelada de CO₂ pase de 13,5 a 25 € en 2020. Bajo estos supuestos, el coste del ciclo combinado podría superar los 80 €/MWh en 2020. Si situamos algunas de estas variables en el escenario alto, el coste medio del ciclo combinado podría incrementarse hasta los

100 €/MWh. En comparación con estos niveles, la tecnología eólica *onshore* resulta ya, a día de hoy, más competitiva, y las tecnologías solares lo serán alrededor del año 2020¹¹, todo ello, como ya se ha indicado, sin tener en cuenta otras variables, como la contribución a la autosuficiencia energética española, el cambio tecnológico que las tecnologías renovables inducen, no sólo en la oferta sino también en las potencialidades que ofrece su extensión a la demanda energética, el desarrollo rural, equilibrio territorial, etc.

Gráfico 60 Coste de generación eléctrica (c€₂₀₁₀/kWh)



Fuente: MITyC

6.2. Objetivo de producción con energías renovables

Si bien el crecimiento de la producción con energías renovables registrado en España en los últimos años ha sido muy importante, el porcentaje que representan estas energías sobre el consumo total debe incrementarse significativamente en orden a alcanzar los objetivos de participación de las energías renovables establecidos en la normativa comunitaria. La Directiva de 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales conseguir una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la

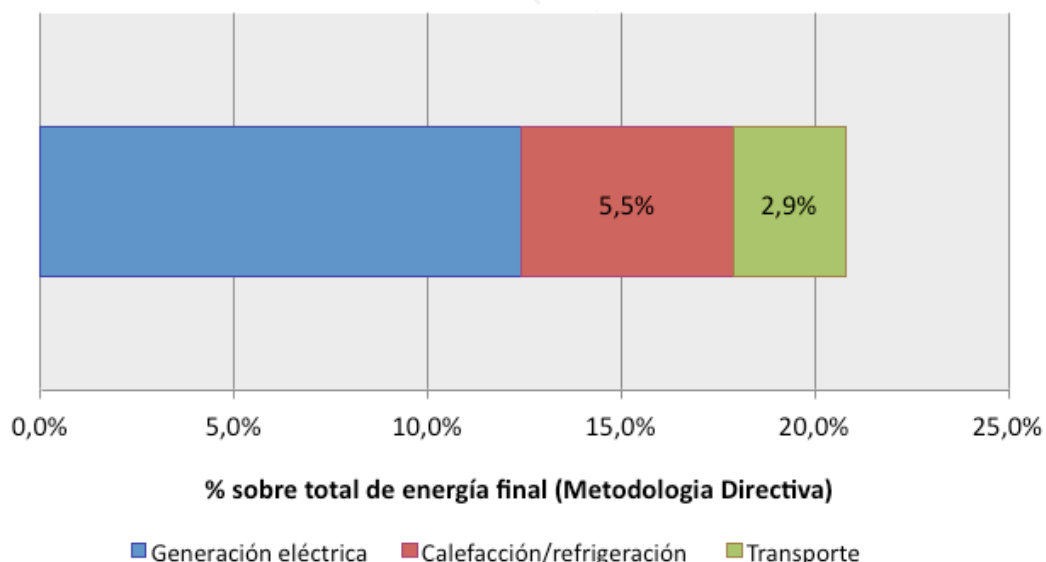
¹¹ Para estas tecnologías el punto de competitividad se alcanzará mucho antes si se aplica el concepto de “paridad de red”, que compara su coste no con el coste de generación sino con el coste de suministro de electricidad, lo que tiene sentido para aquellas tecnologías que pueden utilizarse mediante la generación distribuida.

Unión Europea (UE) y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo del sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020. Para ello, establece objetivos para cada uno de los Estados miembros en 2020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año. En España, el objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 -mismo objetivo que para la media de la UE-, junto a una contribución del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año.

En el escenario de eficiencia, España cumple holgadamente ambos objetivos: las energías renovables representan un 20,8% del consumo de energía final, gracias principalmente a la contribución de la generación eléctrica renovable (que aporta 12,4 p.p.), y, en menor medida, de la calefacción/refrigeración renovable (5,5 p.p.) y del transporte (2,9 p.p. sobre el consumo final).

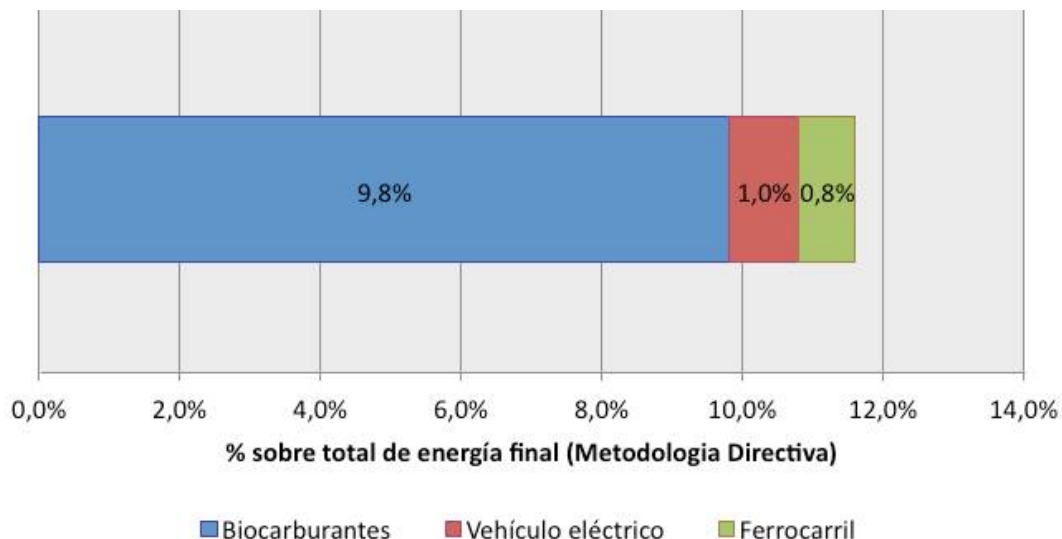
El objetivo mínimo de participación renovable en el transporte también se cumple, al representar las fuentes de origen renovable un 11,6% del consumo en este sector. La descomposición de este porcentaje es la siguiente: la principal contribución es de los biocarburantes (9,8 p.p.) aunque con una participación significativa del vehículo eléctrico (1,0 p.p.) y del ferrocarril (0,8 p.p.).

Gráfico 61 Participación de energías renovables en el consumo final



Fuente MITyC y elaboración propia

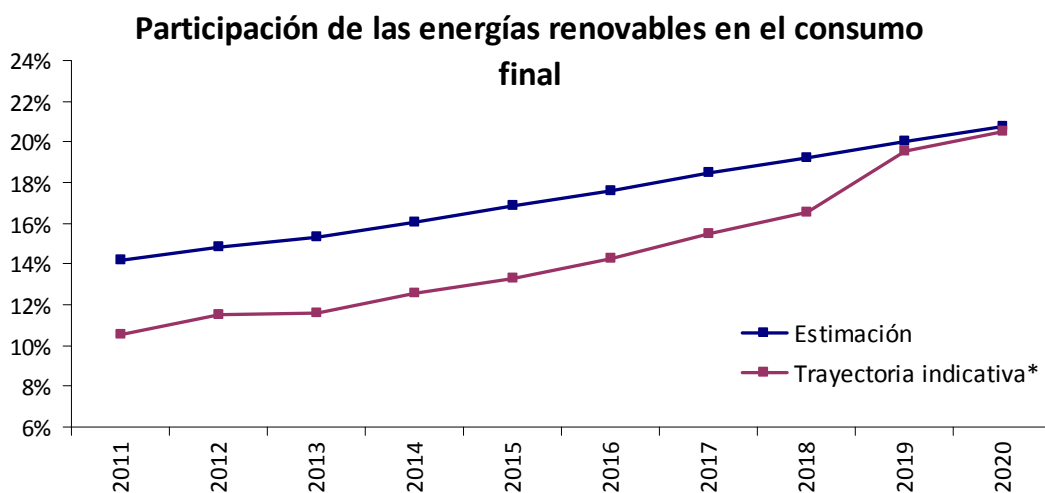
Gráfico 62 Participación de energías renovables en el transporte



Fuente MITyC y elaboración propia

La directiva también incluye una senda indicativa de participación de las energías renovables en el consumo final para garantizar que los Estados miembros se sitúan en un escenario de aproximación paulatina a los objetivos obligatorios establecidos en 2020. Como se observa en el siguiente gráfico, en el escenario de eficiencia España se sitúa en todo momento por encima de esta senda, convergiendo de manera progresiva hacia el objetivo establecido en 2020.

Gráfico 63 Participación de las energías renovables en el consumo final



Fuente: SEE

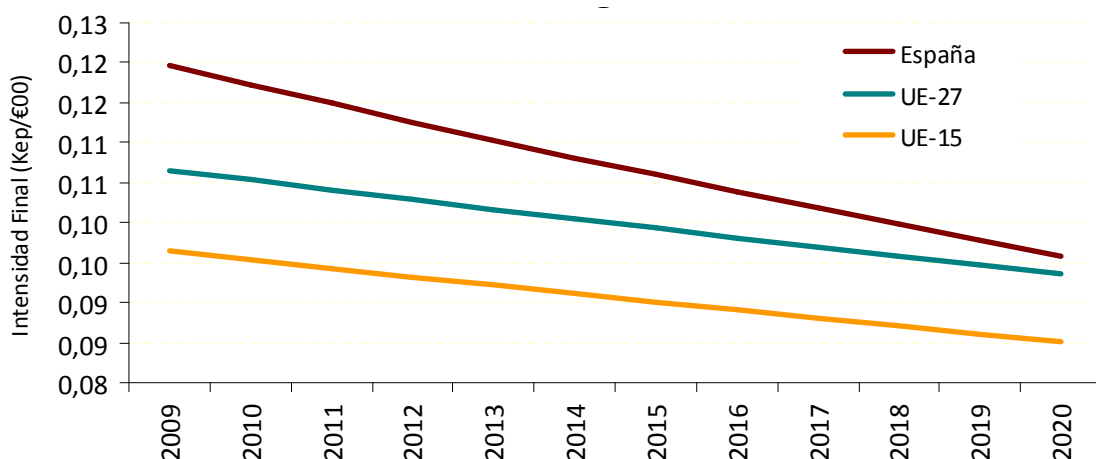
*La trayectoria indicativa exige un valor medio durante cada uno de los bienios

Fuente MITyC y elaboración propia

6.3. Intensidad energética

El escenario de reducción progresiva de la intensidad energética de 2 puntos porcentuales cada año hasta el año 2020 conduce, como ya se ha indicado, a la convergencia en intensidad energética con los países de la UE-27 en 2020 y, más a largo plazo, con los países de la UE-15 en 2030. Para ello, se ha supuesto que estos países acometen los esfuerzos mínimos necesarios para cumplir el objetivo indicativo asumido a nivel de la Unión Europea, de reducir un 20 por ciento el consumo de energía final en 2020 respecto al escenario tendencial a partir de 2005.

Gráfico 64 Intensidad energética 2009-2020



*Datos estimados. Supuestos: ganancia eficiencia de España 2% anual. Resto, trayectoria compatible con objetivo de reducción del 20% en 2020 respecto a 2005.

Fuente: MITyC y elaboración propia

De alcanzarse estos resultados, la intensidad energética española en 2020 sería un 35% inferior a la registrada en 2005, cumpliendo por tanto de manera más que holgada con los objetivos indicativos establecidos por la Unión Europea.

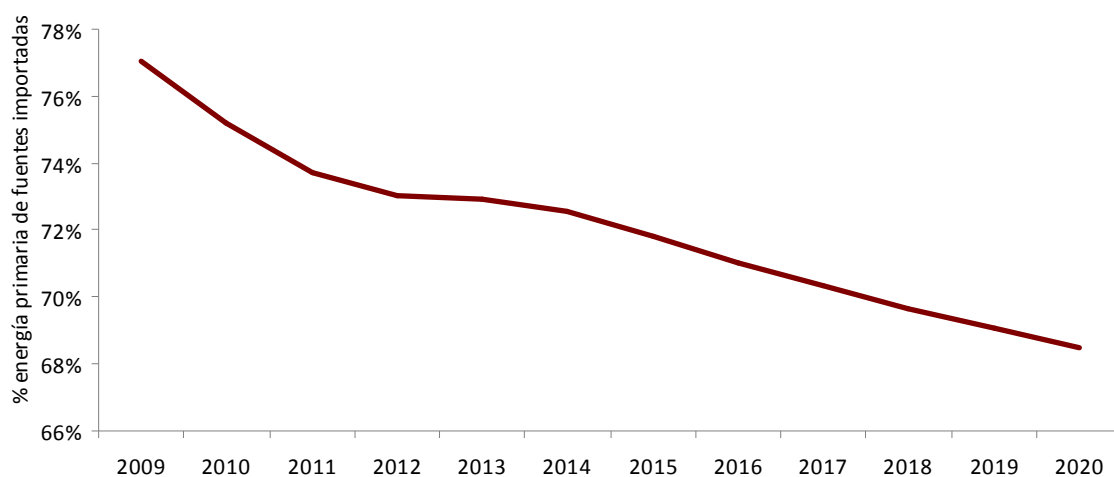
6.4. Seguridad de abastecimiento

En la Banda Tendencial la dependencia energética total aumentaría durante todo el periodo de análisis, al producirse un aumento del consumo del petróleo y del gas natural, una reducción del consumo de carbón autóctono y un mantenimiento de la producción de abastecimiento de origen nuclear.

A su vez, de acuerdo con el Plan Nacional de Reserva Estratégica del Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras, es previsible una reducción progresiva de la producción nacional de carbón, incidiendo en consecuencia en una mayor dependencia energética del exterior, preferentemente de países como Colombia, Indonesia, Sudáfrica y Rusia.

Sin embargo, en la Banda de Eficiencia, se produce un gran crecimiento de las energías renovables, que aumentan a una tasa media anual superior al 5% entre 2010 y 2020, frente a un crecimiento medio anual del consumo de energía final del 0,2% durante este período. En consecuencia, las energías renovables alcanzan una participación del 20,8% en el consumo final en 2020. Gracias a ello, la dependencia energética se reduce de forma muy significativa, situándose al final del período en el 68,5%, frente a las cifras del orden del 80% de los últimos años. A pesar de ello, nuestro grado de dependencia seguirá siendo elevado, si se compara con la media de la Unión Europea, cuya media es del 51%.

Gráfico 65 Dependencia energética



Fuente MITyC y elaboración propia

6.5. Compromisos medioambientales

El modelo energético que se dibuja en el año 2020 es compatible con los objetivos de reducción de emisiones asumidos por España.

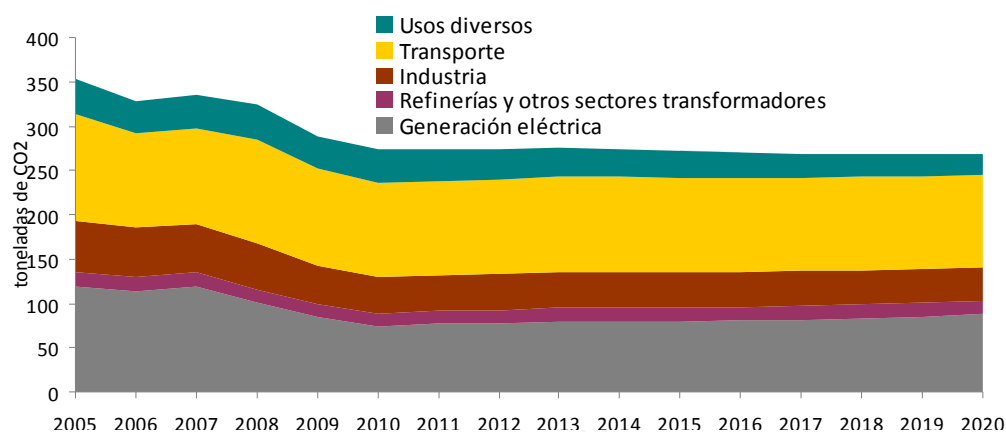
La Unión Europea ha asumido el objetivo de reducción agregada en un 20% de las emisiones de 2020 respecto a los niveles de 2005. Para ello, la Decisión 406/2009/CE del Parlamento Europeo y el Consejo, de 23 de abril de 2009, establece el objetivo de España de reducir un 10% las emisiones de los sectores difusos. A su vez, España debería reducir alrededor de un 21% las emisiones de los sectores sujetos al régimen de comercio de derechos de emisión, de forma que la reducción agregada para nuestro país debe situarse alrededor del 15%.

Como se observa en los siguientes gráficos, España cumple estos objetivos en el escenario energético propuesto. Las emisiones agregadas se reducen un 23% en 2020 respecto a los niveles de 2005 (8 p.p. por encima de lo necesario), incluyendo una

reducción del 27% de los sectores sujetos a Directiva y del 20% de los sectores difusos. Particularmente relevante es el esfuerzo realizado por el sector eléctrico, cuyas emisiones equivalentes pasan de 407 toneladas de CO₂ por GWh producido en 2005, a 223 toneladas en 2020, una reducción del 45%. De esta forma, la generación eléctrica, que constituía el principal sector emisor de CO₂ en los pasados años, será rebasado por el transporte, que en 2020 será responsable de prácticamente el 40% de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

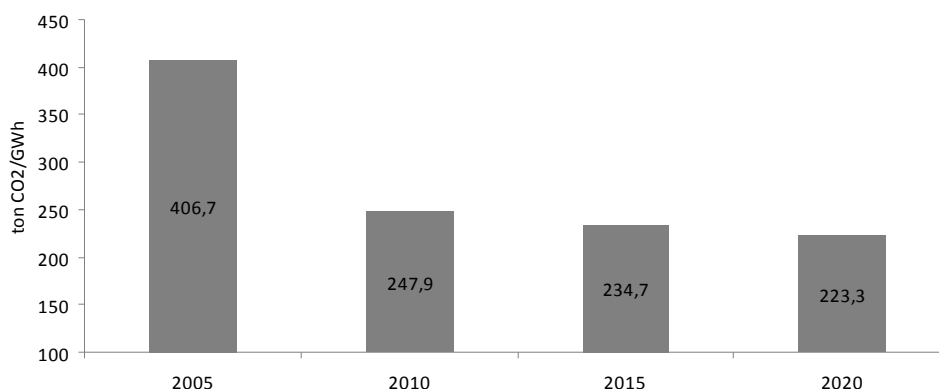
Al mismo tiempo, el escenario energético propuesto cubre la eventualidad de que la UE establezca un objetivo más ambicioso de reducción de las emisiones, por ejemplo mediante el paso del 20 al 30% en el objetivo agregado de reducción, que obligue también a la adopción de objetivos más estrictos por parte de España.

Gráfico 66 Proyección de emisiones de CO₂-eq en España



Fuente: MITyC

Gráfico 67 Proyección de emisiones de CO₂-eq en la generación eléctrica en España



Fuente: MITyC

7. CONSIDERACIONES FINALES Y CONCLUSIONES

7.1. Consideraciones finales

La Subcomisión ha alcanzado un acuerdo político con amplio respaldo parlamentario y espera conseguir también el apoyo del sector energético. Este acuerdo debe despejar las incertidumbres y sentar las bases de un nuevo modelo de energía, no solo más autosuficiente y competitivo, sino también comprometido con los hábitos de ahorro y de eficiencia para conseguir un desarrollo sostenible y buscar cada vez más su integración en Europa, hasta lograr un mercado europeo de la energía. Además debemos continuar impulsando soluciones globales porque sin ellas será muy difícil alcanzar en el futuro un sistema energético capaz de constituirse en el motor del desarrollo de nuestra sociedad.

El Protocolo de Kioto, como instrumento internacional destinado a luchar contra el cambio climático, representa un compromiso para nuestro país en orden a reducir las emisiones de gases que producen el efecto invernadero (GEI). Con el compromiso de alcanzar los objetivos de Kioto, la Unión Europea debe reducir conjuntamente sus emisiones en un 8% con respecto al nivel de 1990, durante el periodo 2008-2012. Este objetivo se reparte de manera diferente entre los Estados miembros. En este sentido, la Unión Europea ha puesto en marcha distintas estrategias y medidas para reforzar las políticas nacionales de reducción de emisiones y dotar de mayores mecanismos de coordinación a los países miembros. La Subcomisión considera que debe continuarse con esta política, en concreto, mediante el apoyo, en primer lugar, a las energías renovables y el fomento del ahorro y la eficiencia energética, así como la incentivación de las tecnologías de carbón limpio y sumideros de carbono, los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) y la consolidación del mercado europeo de derechos de emisión de CO₂ creado por las Directivas 2003/87/CE y 2004/101/CE.

La Política Europea Común de la energía, basada en los tres pilares básicos que constituyen su sistema (seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad medioambiental) ha concentrado sus esfuerzos en lo que se conoce como Directiva 20-20-20 que establece como compromiso para los Estados miembros, en el horizonte 2020, la reducción del 20% de las emisiones de GEI con respecto a las de 1990, la introducción de energías renovables, para alcanzar, como objetivo vinculante el 20% del consumo final de energía, (incluyendo un aumento del uso de biocombustibles en el transporte hasta un 10% del consumo energético en este sector), y lograr una mejora de la eficiencia energética en un 20% respecto al escenario tendencial. La política energética española y, en concreto, su mix energético, debe tener en cuenta ineludiblemente estos compromisos.

El sector energético español tiene que hacer frente a importantes retos del presente y también para el futuro. En el corto plazo reducir la elevada dependencia de exterior, promover la integración de renovables y la necesidad de desarrollar nuevas infraestructuras y afrontar nuevos compromisos internacionales. Las principales cuestiones que condicionarán el futuro y que tendrán que ser objeto de atención preferente están relacionadas con la evolución y disponibilidad de las tecnologías energéticas, las consecuencias del proceso de liberalización de los mercados energéticos, las medidas para mejorar la intensidad energética, el cumplimiento de los compromisos medioambientales, las decisiones para extender la eficiencia energética, las políticas para garantizar la seguridad de suministro y el incremento de la capacidad de interconexión con el sistema energético europeo.

La apuesta que nuestro país ha hecho por las energías renovables que contribuyen a reducir las emisiones y a aliviar nuestra dependencia energética exterior ha sido en términos generales positiva. España ostenta hoy un papel de liderazgo y de prestigio mundial tanto en generación como a nivel industrial y de innovación, contando con empresas que están desarrollando proyectos en muchos países del mundo. El marco normativo del régimen especial ha sido determinante para el fomento de la inversión en renovables. Sin embargo, el sistema de tarifas y primas ha superado claramente las previsiones de alguna tecnología, por lo que se hace necesario tomar medidas de corrección de los desequilibrios que ponen en peligro el proceso de desarrollo de las energías renovables. El ritmo de incorporación de las energías renovables al mix energético debe tener en cuenta: la evolución de las tecnologías renovables y su curva de aprendizaje, el desarrollo de soluciones tecnológicas y regulatorias que permitan su integración al sistema eléctrico sin perjudicar la seguridad y la calidad del suministro y el desarrollo y flexibilidad de la red de transporte.

Uno de los mayores problemas que afectan hoy al sistema energético español y que urge resolver es el conocido como “déficit tarifario”, que se arrastra desde hace años y por el cual los precios de la tarifa eléctrica se fijan por debajo de los costes reales y la diferencia se le reconoce a las compañías productoras como deuda que se acumula año tras año y que alcanza ya cifras muy importantes y que es necesario resolver cuanto antes, ya que distorsiona la percepción de los costes reales de la energía y repercute muy negativamente en la imagen y el funcionamiento del sector energético.

También es importante seguir profundizando en el desarrollo de la competencia y la liberalización en el sector eléctrico, manteniendo y perfeccionando el mercado mayorista de electricidad, que ha alcanzado un nivel de eficacia de los más elevados de Europa y avanzando en el establecimiento progresivo de la liberalización hasta su establecimiento definitivo, en 2013, dejando solo una tarifa de último recurso, únicamente para aquellos consumidores con imposibilidad de acceder a un precio de mercado, garantizando el suministro a un precio y con una calidad determinados.

La energía nuclear es una cuestión compleja y controvertida que suscita gran sensibilidad social, sin embargo hoy es indispensable en nuestro mix energético, pero teniendo en cuenta las fechas de operación previstas para las actuales centrales nucleares, es necesario que en la primera mitad de la próxima década se aborde el debate sobre su futuro, teniendo en cuenta todas las circunstancias inherentes a esta tecnología y la evolución que se producirá en un sector tan complejo y tan determinante para nuestro país, como el de la energía.

En cualquier caso, es necesario preservar el conocimiento y las capacidades tecnológicas y operativas de estas tecnologías, ya que tienen un alto valor estratégico y económico para nuestro país, dada la importante experiencia acumulada en el funcionamiento de las centrales nucleares, la fabricación de equipos y de combustible nuclear así como la gestión de residuos de baja y media actividad.

Para completar el ciclo de gestión de los residuos, es urgente construir y poner en servicio el Almacén Temporal Centralizado (ATC), en cumplimiento de las resoluciones del Parlamento, que alojará en condiciones seguras el combustible gastado procedente de nuestras centrales nucleares. Es importante resaltar el enorme avance que en cuanto a seguridad tendrá el combustible gastado, protegido de cualquier contingencia, en un edificio diseñado para ser capaz de resistir cualquier eventualidad del exterior. La seguridad en el interior no presenta ningún problema, pues no incorpora instalación alguna susceptible de ser operada, mantenida o vigilada, solo requiere ventilación natural, como se puede comprobar en el que ya está en servicio, desde hace unos años en Holanda.

El impulso a la I+D+i en el ámbito energético es fundamental para conseguir los objetivos de seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad. La siguiente revolución energética será, sin duda, la tecnológica y España ha demostrado que tiene capacidad para afrontar este reto. Existen numerosas áreas de investigación en el ámbito de la energía con un alto impacto potencial: la eficiencia de motores de combustión, los biocarburantes de segunda generación, las pilas de combustible para el vehículo eléctrico, motores híbridos, aerogeneradores de tercera generación, almacenamiento a gran escala, redes de transporte en continua, la generación distribuida y las redes inteligentes, la captura y almacenamiento de CO₂, etc.

Los organismos reguladores son instrumentos indispensables para el funcionamiento del sector energético y del mercado de la energía. Las empresas energéticas se encuentran sometidas a la regulación de la Comisión Nacional de Energía (CNE) pero también a la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) y las cotizadas a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV). Las empresas eléctricas que gestionan centrales nucleares se encuentran bajo la regulación y control del Consejo de

Seguridad Nuclear (CSN), y este a su vez por el Parlamento, a través de la Ponencia de Relaciones con el CSN.

Es necesario tener en cuenta la experiencia acumulada durante los últimos años para mejorar los cometidos de los organismos reguladores directamente relacionados con la energía, especialmente la CNE y acometer la transposición de las Directivas comunitarias conocidas como Tercer Paquete energético al ordenamiento jurídico español, especialmente en lo que se refiere a las principales exigencias que la futura normativa impone a los organismos reguladores nacionales, sobre todo con el horizonte de un mercado único de la energía en Europa.

Al tener el mercado de generación eléctrica aspectos regulados, como es el caso de la producción e incentivos de las energías renovables, las decisiones que se adoptan en este sector afectan indirectamente y de manera significativa al resto de las tecnologías de generación y, especialmente, a los ciclos combinados y las centrales de carbón, que son tecnologías base de aportación de flexibilidad y cobertura de capacidad a las energías renovables. Con el fin de garantizar la operación del sistema, se hace necesario mantener la viabilidad de la generación térmica de respaldo y estudiar mecanismos que incentiven la garantía de potencia y la viabilidad de la generación térmica.

También es importante que se mantenga el entramado industrial de los grandes consumidores de energía para garantizar el dinamismo económico y el impulso en las regiones donde se encuentran ubicadas. La energía eléctrica es uno de los principales costes de producción de este tipo de factorías, que incide muy directamente en la rentabilidad de las mismas. Por ello, y con la finalidad de preservar la continuidad y consolidación de este tipo de actividades en nuestro territorio, es necesario que se fomente el establecimiento de contratos que permitan seguir manteniendo la competitividad de este tipo de empresas, a medio y largo plazo, máxime en un contexto de crisis como el actual, incluyendo señales económicas adecuadas para fomentar y mejorar de manera continua la eficiencia en la producción de dichas industrias.

El ahorro en el consumo de energía es esencial en todos los sectores pero es especialmente relevante en los sectores del transporte y la edificación, por la elevada incidencia que comportan en la reducción de las importaciones de combustibles fósiles y, por tanto, en las emisiones de gases de efecto invernadero, además de contribuir a la seguridad de suministro. La eficiencia y el ahorro energético tienen también una importante repercusión en los necesarios desarrollos tecnológicos de los sectores industriales, por lo que si se logra una reducción del consumo de energía se proporcionarán oportunidades para la recuperación del empleo en estos sectores.

Igualmente es necesario implantar el desarrollo de la generación distribuida, que es aquella que se produce a pequeña escala y en puntos cercanos al consumo. Esta modalidad supone menores pérdidas de energía eléctrica en las redes y una reducción de la necesidad de inversiones económicas en transporte y distribución. En el caso de la generación convencional las economías de escala de las centrales compensan estos efectos. Sin embargo, dado el carácter disperso de la energía primaria renovable y de la cogeneración, para el caso de este tipo de centrales la compensación no es tan evidente. Por ello, este tipo de generación dispersa puede aportar otros beneficios como son el ahorro de energía primaria y la mejora de la autonomía energética y de la seguridad de suministro, permitiendo a los consumidores finales contribuir, en la medida de sus posibilidades, a la consecución de los objetivos en materia de energías renovables y eficiencia. El desarrollo de la generación distribuida está condicionado por el desarrollo técnico de la red de distribución y la definición normativa necesaria para la operación del sistema.

7.2. Conclusiones

7.2.1. Pilares del sistema energético.

El sistema energético, constituye uno de los ejes fundamentales del crecimiento económico y el bienestar de la sociedad, debe ser fiable y tiene que estar basado en la seguridad, por ello es imprescindible que las políticas energéticas sean estables y rigurosas. A tal efecto la subcomisión de análisis de la estrategia energética para los próximos 25 años considera necesario que todo el conjunto de la política energética de los próximos lustros descansa sobre los tres pilares fundamentales en los que se inspira la política energética de la Unión Europea hacia la que tenemos que converger a medio y largo plazo. Estos son:

- ✧ Seguridad de suministro
- ✧ Competitividad económica
- ✧ Sostenibilidad medioambiental

7.2.2. Eficiencia energética

Para alcanzar en el año 2020, el objetivo europeo de ahorrar un 20% en el consumo de energía primaria, es necesario que el Gobierno remita al Congreso de los Diputados una propuesta legislativa sobre el ahorro la eficiencia energética y las energías renovables.

Es imprescindible fomentar la eficiencia energética implementando medidas de fomento del aplanamiento de la curva de demanda, mediante tarifas con

discriminación horaria para los segmentos de consumo y establecer incentivos para la inversión en ahorro y eficiencia energética.

Es necesario asegurar que el precio de la energía refleje el coste real de la misma, de forma que el consumidor perciba la necesidad de las medidas de ahorro y eficiencia, y los agentes implicados estén incentivados a realizar las inversiones necesarias.

La información y la educación de los ciudadanos en materia energética son esenciales para conseguir y adoptar hábitos de ahorro, eficiencia y responsabilidad en el uso de la energía.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio debe remitir al Congreso un Informe de evaluación conjunta del cumplimiento del Plan de Acción 2008-2012, así como las líneas generales de actuación del Plan de Acción 2012-2020.

7.2.3. Fuentes energéticas en la generación eléctrica

7.2.3.1 Energías renovables

Con el fin de alcanzar los objetivos europeos hay que fomentar la implantación progresiva y razonable de las energías renovables para la producción eléctrica, mediante una adecuada planificación y seguimiento del desarrollo de la nueva capacidad renovable. Deben aprovecharse las reducciones de costes derivadas de la curva de aprendizaje de cada tecnología, para impulsar el liderazgo tecnológico, el tejido industrial y aumentar la gestionabilidad de las energías renovables mediante el desarrollo de las interconexiones internacionales, la capacidad de almacenamiento, la generación distribuida, las redes inteligentes, etc.

A tal fin, es preciso incidir en la necesidad de converger hacia el objetivo del 20% de energías renovables en el año 2020, de una manera sostenible económicamente para los consumidores. Para ello, se debe apostar por tecnologías maduras y/o de liderazgo tecnológico, así como ajustar las primas y sistemas de retribución, permitiendo a los consumidores participar en los ahorros derivados de la curva de aprendizaje, con el objetivo final de que las tecnologías renovables sean competitivas con el resto de tecnologías del mercado. La Subcomisión considera que la nueva potencia renovable adicional a la ya inscrita en el pre-registro debería tener un coste indicativo, en el que se tengan en cuenta los costes y beneficios, que reduzca el volumen de primas y consiga una mayor competitividad.

Debe clarificarse el horizonte regulatorio de los productores de energía eléctrica de régimen especial, sancionando los incumplimientos legales allá donde se hayan podido producir, con respeto a sus derechos adquiridos y con la garantía de la sostenibilidad, rentabilidad razonable de las inversiones y respetando la seguridad jurídica de los proyectos pre-registrados o en funcionamiento.

Para la nueva potencia renovable a instalar se deben incentivar aquellas tecnologías que tienen un mayor desarrollo en su curva de aprendizaje como es el caso de la eólica terrestre, aplicando criterios técnicos y económicos que fomenten su competitividad. La promoción de la energía fotovoltaica debe estar basada en un control eficiente de las condiciones de operación, en una orientación dirigida hacia el desarrollo de nuevos materiales y métodos de fabricación para aumentar rendimientos y reducir costes junto con la integración de los sistemas fotovoltaicos como elementos constructivos y de generación distribuida. Las centrales solares termoelectricas con tecnologías de torre o de colectores solares con sistemas de almacenamiento de calor y producción de vapor integrado en la instalación, son actuales retos tecnológicos en los que nuestra tecnología es referente mundial, con un gran potencial pero que necesita un proceso de desarrollo, hasta que consiga competir en costes y en rendimiento con otras tecnologías.

También se deben fomentar otro tipo de tecnologías renovables de forma razonable para ir desarrollando un mix suficientemente diversificado, así como tecnología nacional en ámbitos con posibilidades de desarrollo futuro como la biomasa, biocombustibles, energía marina, etc.

Deben arbitrarse medidas para que el sistema eléctrico integre de una forma económicamente sostenible las energías renovables necesarias para el cumplimiento de los objetivos europeos.

Los objetivos europeos de participación de las energías renovables son horizontales a todos los sistemas energéticos. Sin embargo, hasta ahora las energías renovables han tenido un desarrollo muy superior en el sistema eléctrico. Se debería analizar la posibilidad y conveniencia de que sus costes fuesen soportados por el conjunto de los consumidores del sistema energético español, dado que los objetivos y el fomento de estas tecnologías favorecen al conjunto de la sociedad en múltiples ámbitos y no sólo a los consumidores eléctricos que son los que asumen todo su coste actualmente, habiendo sido dichos objetivos fijados, en términos globales, como consumo final de energía.

7.2.3.2 El sector del gas

La existencia de un mercado de gas es fundamental para que las centrales térmicas puedan cumplir eficientemente con su papel de respaldo de las energías renovables, de suma importancia para poder gestionar el sistema.

Es necesario dotar al sistema gasista español de una adecuada capacidad de almacenamiento que favorezca la disponibilidad y distribución del gas y que permita absorber la variabilidad de las energías renovables. En este sentido, deben continuarse los esfuerzos para la creación de un mercado integrado que ofrezca servicios

relacionados con las transacciones, capacidad de transporte y almacenamiento de gas. Asimismo, se debe avanzar en incrementar las interconexiones gasísticas para mejorar nuestra posición competitiva en la materia, al poner en valor nuestras infraestructuras de regasificación. También se deberá tener en cuenta la participación del gas en los sectores industrial y residencial por su importante grado de utilización en esos sectores.

Hay que fomentar la utilización del gas natural en los sistemas insulares y extrapeninsulares, Canarias y Baleares.

7.2.3.3 El sector del carbón

La participación del carbón nacional en nuestro mix energético es necesaria, considerando su aportación a nuestro autoabastecimiento energético como único combustible fósil autóctono, las implicaciones sociales de la actividad minera en nuestro país y las posibilidades de desarrollo alternativo de las comarcas mineras españolas. Debe también tenerse en cuenta que la actividad de producción eléctrica está liberalizada.

La captura y almacenamiento de CO₂ es una tecnología puntera que debe desarrollarse e implementarse a nivel industrial, mediante centrales de carbón limpio de alto rendimiento para reducir las emisiones de CO₂, pero teniendo en consideración sus costes y beneficios y la liberalización del mercado de producción eléctrica, de forma que resulte económicamente sostenible para los consumidores.

7.2.3.4 La energía nuclear

La Subcomisión quiere manifestar que la seguridad nuclear en España está bien desarrollada y se disponen de los medios técnicos y estrategias eficaces para su gestión y desarrollo, con plenas garantías para los ciudadanos, bajo la supervisión del Consejo de Seguridad Nuclear y el control del Parlamento, a través de la Ponencia de Relaciones con el CSN.

Considerando, no obstante, que la práctica totalidad de las centrales nucleares en operación alcanzarán la vida para la que fueron inicialmente diseñadas a partir del año 2021, y teniendo en cuenta las previsibles mejoras de eficiencia del parque existente, la energía nuclear continuará participando en el mix energético durante los próximos años en similares niveles a los actuales.

Debemos preservar y potenciar el conocimiento y las capacidades tecnológicas y operativas de estas tecnologías que tienen un alto valor estratégico y económico para nuestro país, dada la importante experiencia acumulada en gestión de energía nuclear.

Además, España debe fomentar su participación, en el ámbito de la Unión Europea y en el bilateral con otros Estados, en los acuerdos internacionales de cooperación necesarios, para promocionar el avance de la investigación sobre la energía nuclear y especialmente en la tecnología de fusión.

Durante la primera mitad de la próxima década (2011-2020), se hace necesario que en el marco parlamentario se adopten las medidas oportunas para definir el horizonte para las centrales nucleares, y la definición de una política nuclear a largo plazo, teniendo en cuenta que nuestro marco de referencia es la Unión Europea y los pilares fundamentales en los que se basa su política energética.

La Subcomisión, considera urgente construir y poner en servicio, para completar el ciclo de gestión de los residuos radiactivos, el Almacén Temporal Centralizado (ATC) que alojará en condiciones seguras el combustible gastado procedente de las centrales nucleares, en cumplimiento de las resoluciones aprobadas por el Parlamento.

7.2.3.5 Centrarles térmicas y su función de respaldo a las renovables

Es necesario implementar las medidas normativas convenientes para mantener la capacidad de generación térmica que soporte adecuadamente el crecimiento de las energías renovables mientras no se desarrollen con la profundidad requerida soluciones tecnológicas y regulatorias que doten de mayor flexibilidad al sistema para mejorar la capacidad de gestión de las energías renovables y mediante un mecanismo en el que sean las propias tecnologías no gestionables las que internalicen el coste de mantener la generación térmica de respaldo. Estas medidas deberán establecer, para la capacidad térmica instalada, un pago unitario adecuado a su función de cobertura al sistema por la intermitencia de otras fuentes de energía, cuando ésta efectivamente se produzca.

7.2.4. Sectores consumidores

7.2.4.1 Sector del transporte y del vehículo eléctrico

Es necesario fomentar la sustitución y reducción progresiva de los derivados del petróleo y conseguir, el objetivo marcado por la Unión Europea de alcanzar en 2020, el 20% de renovables en el consumo final bruto de energía y un aumento del uso de biocarburantes en el transporte que permita que las fuentes renovables representen un 10% del consumo energético en éste sector mediante, por un lado, la reducción de la demanda energética en el sector transporte a través del fomento de una movilidad sostenible siguiendo las directrices marcadas por la Estrategia Española de Movilidad Sostenible, y por otro lado:

- a.- El fomento de la utilización de biocarburante en los motores convencionales de combustión.

- b.- El apoyo a la I+D+i mediante medidas que fomenten el reemplazo tecnológico hacia vehículos más eficientes.
- c.- El desarrollo del vehículo eléctrico y de los vehículos híbridos así como las infraestructuras de recarga asociadas.
- d.- Fomento de los medios de transporte colectivos, como el ferrocarril tanto de pasajeros como de mercancías.

Es necesario promover la progresiva implantación del vehículo eléctrico como medio de transporte alternativo con el doble objetivo de consumir la energía excedentaria en momentos valle y mediante la recarga de las baterías su utilización en momentos de mayor demanda, con el objetivo aplanar la curva de demanda diaria y lograr así una utilización óptima de nuestro parque de generación, permitiendo una mayor integración de las energías renovables y reduciendo las emisiones contaminantes procedentes del consumo de combustibles fósiles. Para lo cual, deben dictarse las oportunas señales económicas en los peajes que orienten las recargas hacia esos periodos horarios.

Asimismo, hay que fomentar el posicionamiento industrial del vehículo eléctrico, en coordinación con las Comunidades Autónomas, con el objetivo de que España se mantenga como referente ante el futuro cambio del sector de automoción, así como iniciar los análisis oportunos que permitan evaluar las necesidades de infraestructuras asociadas (puntos de recarga).

En este contexto resulta especialmente relevante la investigación en los elementos de almacenamiento energético entre otros, las pilas de combustibles tanto desde la perspectiva de la eficiencia, como de la reducción y valoración de residuos y el desarrollo de las redes inteligentes de energía eléctrica que, entre otras cuestiones, permitirá mejorar la calidad del servicio y facilitará la implantación del vehículo eléctrico.

También es necesario actuar en el ámbito de las políticas de eficiencia dirigidas a reducir la movilidad no necesaria, con normativas adecuadas y abordar el cambio en los modelos de ciudad y de movilidad con desarrollos de los nuevos conceptos de urbanismo, nuevos modelos de distribución comercial, la rehabilitación de los centros históricos etc.

7.2.4.2 Sector de la edificación

Es conveniente elaborar y aprobar un Plan que contenga las medidas necesarias para estimular de manera eficiente la construcción y la edificación sostenible, comenzando por los edificios oficiales y de las distintas Administraciones Públicas. Establecer un calendario razonable para implementar medidas de ahorro y eficiencia energética en

los edificios ya existentes y articular los plazos que permitan cumplir los objetivos europeos de sostenibilidad para 2020 y habilitar las partidas presupuestarias correspondientes al efecto.

En este sentido se propone que se acelere la transposición al ordenamiento jurídico español de la Directiva Europea de Eficiencia Energética en Edificios.

Asimismo, el estímulo a las actividades de rehabilitación de viviendas debe acompañarse de medidas destinadas directamente al ahorro energético, como es el caso de la renovación de las instalaciones eléctricas.

Deben, asimismo establecerse a través del IDEA, los mecanismos de salvaguarda necesarios para garantizar la réplica de estas medidas a nivel autonómico y local, sin descargar la responsabilidad económica únicamente en las Administraciones locales y autonómicas.

Además de medidas de carácter presupuestario, deben crearse también las condiciones adecuadas para fomentar un mercado competitivo de eficiencia energética en el sector así como mejorar la información a los consumidores.

7.2.4.3 Grandes consumidores de energía

Es necesario potenciar el establecimiento de contratos a plazo competitivos, que permitan a las empresas grandes consumidoras de energía seguir manteniendo su competitividad a medio y largo plazo y que permitan cubrir sus riesgos de precios y poner en valor su tamaño, contribuyendo al mantenimiento de los puestos de trabajo. Por ello es necesario continuar con el desarrollo de los mercados a plazo, para que los grandes clientes puedan cubrir sus necesidades de energía a plazos superiores a los dos años.

Deben establecerse, dentro de la coherencia global del sistema eléctrico, cuantos mecanismos sean necesarios para que los pagos por interrumpibilidad o de modulación en su caso y de fijación de los Peajes de Acceso, pongan en valor los servicios complementarios que el sector industrial puede ofrecer al conjunto del sistema en términos de seguridad de suministro y de ahorro en inversiones en nueva capacidad de generación y transporte.

7.2.5. Infraestructuras

7.2.5.1 Interconexiones eléctricas y de gas

Es imprescindible incrementar las interconexiones eléctricas y de gas, tanto terrestres como marítimas, para aumentar la seguridad del sistema, favoreciendo la integración de los mercados y garantizando la utilización óptima de los excedentes de producción

eléctrica especialmente renovable, enmarcada también en una política europea de seguridad de suministro.

Hay que impulsar el desarrollo de acuerdos con nuestros países vecinos, especialmente con Francia y Portugal en Europa y con Marruecos en el Norte de África, a fin de alcanzar unos porcentajes de interconexión que permitan a las empresas españolas competir con las europeas, suplir la reserva de potencia y por tanto formular nuevas inversiones en generación y proporcionar una salida a los excedentes de producción.

A corto y medio plazo la potencia de interconexión eléctrica con Francia debe incrementarse significativamente, hasta alcanzar el 10% de la capacidad de generación instalada en España en 2020, para lo cual serán necesarias, al menos, dos nuevas interconexiones. Para el 2035, éste objetivo deberá alcanzar, al menos, el 20%. Asimismo, las redes gasistas de intercambio con Europa y el Norte de África han de completarse y ampliarse.

Nuestro objetivo a largo plazo debe ser conseguir unas interconexiones que permitan suplir la reserva de potencia y, por tanto, las nuevas inversiones en generación y, en paralelo, supongan una salida potencial a los excedentes de producción que se puedan originar en la demanda. Las interconexiones también fomentan la competitividad de nuestro parque de generación en Europa.

7.2.5.2 Redes de distribución y transporte

Hay que implantar medidas que fomenten la evolución de las redes de distribución y transporte, para adaptarse a las nuevas exigencias de futuro: integración de renovables, de generación distribuida, de vehículos eléctricos, desarrollo necesario de redes inteligentes, gestión activa de la demanda, etc. Para ello es imprescindible que las diferentes Administraciones Públicas involucradas en la elaboración del Plan de Infraestructuras Energéticas para los próximos años, colaboren estrechamente para facilitar la tramitación administrativa de las instalaciones y mejorar su aceptación social, asumiendo los objetivos generales de dotar a nuestro sistema de mayor seguridad, fomentar la competencia y permitir una gestión más eficiente de la demanda, al tiempo que se suplen estas nuevas exigencias de futuro.

En cuanto a la red de distribución, la Subcomisión entiende que es importante aplicar y/o implementar el modelo regulatorio en el que la retribución de la distribución esté determinada por las necesidades reales de inversión de la red, de acuerdo con los criterios de la planificación aprobada, retribuyéndose por tanto la inversión prudentemente incurrida, tanto en nuevas redes como en la adecuación de las ya existentes. Es importante dotar de señales que incentiven la inversión en redes de distribución, no solo para mejorar la calidad del suministro y la reducción de las

pérdidas de la red, sino también para el éxito de las políticas de ahorro y eficiencia energética y el futuro desarrollo de las redes inteligentes.

También debe subrayarse que el marco normativo asociado a la telegestión, automatización de las redes etc. ha sido insuficiente, ya que el retraso en el desarrollo tecnológico e implantación de los contadores con telegestión ha provocado que el calendario fijado normativamente no se haya cumplido. Por todo ello tras los oportunos análisis coste/beneficio, deben arbitrarse las medidas para que estas tecnologías desempeñen una función eficaz en el sistema.

En lo que respecta al transporte de energía eléctrica, se deberá promover la mejora de la eficiencia y la flexibilización de su uso con medidas como la utilización del transporte en corriente continua, de superconductores, de la electrónica de potencia, de almacenamiento y de los sistemas de comunicación y control requeridos para la implantación de las “redes inteligentes”.

En un sistema energético como el español, ubicado en la periferia europea, con debilidad en las interconexiones y con una elevada dependencia energética, constituye un objetivo prioritario fortalecer y asegurar la independencia, la neutralidad y la transparencia de los transportistas operadores de las redes de electricidad, gas y petróleo, con el fin de reforzar su contribución a la seguridad de suministro, a la competencia entre los agentes y al cumplimiento de los objetivos de la política energética en materia de integración de renovables.

El modelo integrado de TSO (Transportista y Operador del Sistema), del que España fue pionera en el ámbito eléctrico se está configurando como modelo de gestión preferente en la UE.

En general, en la evolución de las redes de transporte y distribución, cada vez deberán jugar un papel más importante las TICs (Tecnologías de Información y Comunicación) y se deberán establecer las condiciones adecuadas para facilitar su integración de manera que se genere un sistema más flexible y eficiente.

7.2.5.3 Generación distribuida

Es necesario establecer las condiciones administrativas básicas y simplificadas para el establecimiento de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, a partir de energías renovables y de cogeneración, así como las condiciones para resolver las ineficiencias técnicas de la normativa vigente y el fomento del autoconsumo de instalaciones de producción de energía eléctrica e impulsar y aprobar el establecimiento de un procedimiento abreviado de conexión para instalaciones de potencia no superior a 10 Kw. de fuentes renovables y de cogeneración conectadas a puntos de red de distribución con igual o superior potencia contratada.

Asimismo, se establecerán las condiciones administrativas y técnicas básicas y simplificadas, para la interconexión de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos de potencia no superior a 100 kw.

7.2.5.4 Redes inteligentes

Debe desarrollarse la tecnología de redes inteligentes, también conocidas como “*smart grids*”, incorporándolas progresivamente a los niveles de tensión más bajos, para facilitar la gestión de la demanda con el objetivo de integrar en el sistema, dentro de parámetros de calidad y gestionabilidad, la nueva potencia renovable, la generación distribuida, el almacenamiento de energía y el vehículo eléctrico y en general promover la gestión activa de la demanda.

Es necesario, además, impulsar el desarrollo y cumplir los plazos establecidos en la implantación de una completa red eléctrica inteligente en nuestro país. La automatización de la red de distribución incrementa la eficiencia, gestiona los picos de carga y predice los fallos en los equipos. La aplicación de la automatización supondrá un ahorro de energía y una mejora en la calidad del servicio. También es esencial para integrar de forma segura la generación distribuida la implantación generalizada de los contadores bidireccionales. En este sentido, debe cumplirse el calendario establecido para el despliegue de los contadores de telegestión, con interacción de la demanda, de acuerdo con la disponibilidad real de equipos, anticipando la finalización del calendario de sustitución. Han de establecerse incentivos para la sustitución de los contadores que favorezcan el cumplimiento del Plan de sustitución, respetando las recomendaciones de la Comisión Nacional de Energía en lo relativo a la recuperación de las inversiones en contadores convencionales. El desarrollo de las redes inteligentes deberá ser contemplado en el marco regulatorio y retributivo de la actividad, que se adopte en el futuro para integrar éstas tecnologías.

7.2.5.5 Captura y almacenamiento de CO₂

Hay que apoyar el desarrollo de instalaciones de captura y almacenamiento de CO₂ así como de sumideros y mecanismos flexibles para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones, impuestos por los compromisos internacionales suscritos por España, pero teniendo en consideración sus costes y beneficios de forma que resulte económicamente sostenible para los consumidores.

En este sentido, se hace necesario mantener la vigilancia sobre el desarrollo de las diversas alternativas de captura, fomentando la participación de las empresas españolas en proyectos liderados por proveedores tecnológicos y realizando el análisis de potencial de reajuste del parque actual de generación térmica. Por otro lado, se

deben promover programas de evaluación de potencial para almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas comunes en España y asegurar emplazamientos en función del desarrollo de las iniciativas legislativas a nivel europeo.

7.2.6. Investigación, desarrollo e innovación

La I+D+i en el sector de la energía cubre un amplio espectro tecnológico, aunque el desarrollo y las inversiones deben fomentar aquellas tecnologías que se consideren más necesarias o que puedan representar un mayor impacto y desarrollo para el sector y, entre ellas, supongan un liderazgo tecnológico.

El impulso a la I+D+i es fundamental para conseguir los objetivos de seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad. La siguiente revolución energética será la tecnología y España ha demostrado que tiene capacidad para afrontar este reto tecnológico en varios sectores energéticos.

Es necesario concentrar los esfuerzos en I+D+i en aquellas tecnologías renovables en las que nuestro país cuenta con mayor experiencia y desarrollo y liderazgo tecnológico. Para ello, en el marco del Plan Estratégico Europeo de Tecnologías Energéticas (en inglés, Strategic Energy Technology Plan, SET Plan) y del programa de la UE NER-300, se impulsará un programa de inversiones plurianuales destinadas a la investigación y desarrollo para maximizar el aprovechamiento de las diferentes fuentes de energía primaria, favorecer la creación de “clusters” de energías renovables de alto valor añadido y fomentar medidas de ahorro y eficiencia energética.

Debe dotarse de mayores recursos económicos a la I+D+i introduciendo desgravaciones fiscales para este tipo de inversiones y dedicando una parte de los ingresos de las subastas de CO₂ que se realizarán a partir de 2013 para proyectos de I+D+i.

Debe fomentarse la participación española en los programas internacionales, especialmente europeos y la formación de científicos e ingenieros de excelencia, en nuestras Universidades y Centros de Investigación.

7.2.7. Regulación

7.2.7.1 Liberación de los sectores energéticos

Los sectores del gas y la electricidad han sido liberalizados durante los últimos años. Sin embargo, es conveniente profundizar en la liberalización gradual del suministro de energía eléctrica, hasta el establecimiento definitivo en 2013 de una tarifa excepcional (TUR), únicamente para aquellos consumidores, necesitados de protección social, que pudieran encontrar problemas para hallar un suministro a mercado,

garantizando el suministro a un precio y con una calidad determinados, siendo dos condiciones esenciales la eficacia y la aditividad.

Debe profundizarse en el desarrollo de la competencia y la liberalización en el sector eléctrico. Para ello es necesario perfeccionar el actual mercado mayorista de electricidad, que ha alcanzado un nivel de competencia de los más elevados de Europa.

Han de mejorarse los mecanismos de integración de las renovables, minimizando las distorsiones en el mercado y asegurando que se dan las señales económicas adecuadas.

7.2.7.2 Organismos reguladores

Los organismos reguladores constituyen una pieza clave de nuestro sistema energético. Por ello, se hace necesario garantizar que los organismos reguladores cumplan con las siguientes condiciones:

- ✧ Independencia tanto respecto de las empresas a las que supervisan como respecto de las Administraciones Públicas y, en particular, del Gobierno.
- ✧ Una definición de las funciones clara y equilibrada que se oriente a los objetivos definidos con claridad que deben ser consecuencia de la estrategia energética nacional.
- ✧ Capacidad técnica para desarrollar con eficacia las funciones que tienen encomendadas
- ✧ Posibilidad de una eficaz revisión de sus decisiones.
- ✧ Garantizar, en el plano normativo, la coordinación de las actuaciones de los distintos organismos reguladores para evitar solapamientos de sus actuaciones.
- ✧ Adaptar la organización y funciones de la Comisión Nacional de la Energía en consonancia con la normativa europea contenida en el Tercer Paquete del mercado europeo del gas y la electricidad.

7.2.7.3 Déficit de tarifa

Deben arbitrarse medidas, con carácter urgente, para solucionar el problema del déficit de tarifa. El déficit de tarifa es un problema derivado de un fallo regulatorio según el cual las tarifas eléctricas no permiten cubrir los costes del sistema. A su cuantía contribuyen diversas causas. Debe resolverse este fallo regulatorio de acuerdo con el contenido y el calendario de eliminación del déficit previsto en el Real Decreto-Ley 6/2009, profundizándose, entre otros aspectos, en la liberalización

total del suministro para el año 2013, con la adecuada protección a los consumidores más desfavorecidos.

Asimismo, debe continuarse con el proceso de titulación del déficit de tarifa acumulado hasta la fecha y del que se reconozca hasta 2013, en virtud de lo establecido en el Real Decreto-Ley 6/2009, y mantenerse los compromisos de alcanzar la suficiencia tarifaria antes del 1 de enero de 2013.

7.2.8. Prospectiva y mix energético 2020. Vectores de evolución 2035

En la misma línea que recoge este Informe elaborado por la Subcomisión y más allá de los contenidos del mismo, el Gobierno tiene que hacer suya la tarea de revisar y actualizar los datos que dan soporte al estudio de prospectiva, con el fin de convertirlo en un documento dinámico de referencia para la política energética y un vector de conocimiento de las perspectivas energéticas para España a medio y largo plazo. Este estudio deberá ser remitido por el Gobierno al Congreso de los Diputados en el plazo de seis meses. Así mismo, cada 5 años deberá ser revisado para el horizonte de los 25 años siguientes, actualizando las previsiones, escenarios y evolución real de las magnitudes más significativas y enviado al Parlamento.

7.2.8.1 Prospectiva a 2020, en escenario de Banda de Eficiencia

Cuadro resumen de la principales magnitudes

		2009	2020
Energía final	Total energía final (ktep)	97.776	98.991
	Intensidad Ef (ktep/millones € 2000)	126,2	102,5
Energía primaria	Total energía primaria (ktep)	130.557	137.949
	Intensidad Ep (ktep/millones € 2000)	168,6	142,9
	Carbón	10.583	10.046
	Petróleo	63.674	50.527
	Gas Natural	31.078	39.699
	Nuclear	13.742	14.490
	Energías Renovables	12.178	25.150
	-Saldo Eléctr. (Exp.-Imp.)	697	1.963
Balance eléctrico (GWh)	Producción bruta	296.508	393.260
	Nuclear	52.732	55.600
	Carbón	37.403	31.579
	P. Petrolíferos	20.380	9.921
	Gas Natural	110.387	148.501
	Bombeo	2.797	8.023
	Renovables	72.809	139.636
	Producción neta	286.039	384.382
	Demanda (bc)	274.097	350.092
	DEMANDA FINAL DE ELECTRICIDAD	244.056	313.052
Potencia instalada MW	Potencia total	100.716	126.072
	Nuclear	7.716	7.256
	Carbón	11.999	8.130
	P. Petrolíferos	7.612	2.308
	Gas Natural	31.249	37.971
	Bombeo	2.546	5.700
Renovables	39.499	64.441	
% ER / E FINAL (Según Directiva EERR)		12,2%	20,8%
Autoabastecimiento		23,0%	31,5%

Resumen de los vectores de evolución de la Prospectiva a 2020 en el escenario de Banda de Eficiencia

- El crecimiento económico en la década comprendida entre 2010 y 2020 habrá sido del 2,0 por ciento medio anual.
- La demanda de energía final crecerá una media del 0,2 % anual, lo que implica que el consumo de energía crecerá prácticamente 2 puntos porcentuales menos que el PIB.
- El tamaño del sector energético (medido por el consumo de energía final) es prácticamente el mismo que en 2009, ya que el crecimiento económico es compensando por los avances en ahorro y eficiencia energética.
- La economía española será en 2020 aproximadamente un 20% más eficiente que la actual y un 35% más eficiente respecto a los niveles de 2005, superando ampliamente los objetivos indicativos establecidos por la Unión Europea. España alcanza la convergencia en intensidad energética con los países de la UE-27 en el año 2020.
- La matriz de energía primaria es mucho más diversificada y con un significativo aumento de la participación de las fuentes autóctonas, lo que permite incrementar el autoabastecimiento energético en 8,5%, hasta el 31,5%.
- Las energías renovables prácticamente duplican su participación en la matriz de energía primaria, pasando del 9,3 al 18,2%.
- El consumo de electricidad crece a un ritmo elevado, con una tasa media anual del 2,3% en el periodo 2010-2020, debido a la progresiva electrificación de las actividades productivas, incluyendo el transporte a través de la implantación del vehículo eléctrico.
- El crecimiento de la participación del sector eléctrico permite una mayor integración de las tecnologías renovables en la cobertura de la demanda, hasta alcanzar el 35,5% de la producción eléctrica bruta.
- De esta manera, mientras la potencia instalada renovable de régimen ordinario permanece constante en los 14.000 MW, la potencia instalada de régimen especial se duplica, incrementándose desde los actuales 25.000 MW a 50.000 MW en 2020.
- Además, el resto del mix eléctrico tiene una composición más equilibrada que el actual.

- Las interconexiones eléctricas se incrementan progresivamente hasta alcanzar el umbral de referencia del 10% de la potencia instalada.
- España cumple las obligaciones de participación de las energías renovables establecidas en la normativa comunitaria. Las energías renovables representan un 20,8% del consumo de energía final en 2020, gracias principalmente a la contribución de la generación eléctrica renovable (que aporta 12,4 %), y, en menor medida, de la calefacción/refrigeración renovable (5,5%) y del transporte (2,9%) sobre el consumo final).
- España cumple los objetivos medioambientales en el escenario energético propuesto. Las emisiones agregadas se reducen un 23% en 2020 respecto a los niveles de 2005 (8% más que el objetivo vigente del 15%), incluyendo una reducción del 27% de los sectores sujetos a Directiva y del 20% de los sectores difusos. Particularmente relevante es el esfuerzo realizado por el sector eléctrico, cuyas emisiones equivalentes pasan de 407 toneladas de CO₂ por GWh producido en 2005, a 223 toneladas en 2020, una reducción del 45%.

7.2.8.2 Prospectiva a 2035, en el escenario de Banda de Eficiencia

Resumen de los vectores de evolución del sector energético para el periodo 2020-2035, en el escenario de Banda de Eficiencia

- A partir del año 2020, la necesidad de instalación de nueva potencia vendrá determinada fundamentalmente por el ritmo de crecimiento de la demanda.
- Dado el objetivo de reducción de la intensidad energética de un 2% anual para alcanzar la convergencia con los países de la UE-15, bajo una hipótesis de crecimiento del PIB del 2% la demanda de energía final no crece. Para ello será fundamental reducir el consumo energético a la vez que se consigue crecimiento económico, siendo necesario poner en marcha todas las medidas de eficiencia energética posibles.

- Se considera fundamental la contribución del sector del transporte para el cumplimiento de los objetivos de participación de las renovables.
- Bajo los supuestos indicados, la demanda energética final se estabiliza (el crecimiento del 2% del PIB es compensado por la ganancia de 2 puntos anuales en eficiencia energética).
- Con estas hipótesis, el crecimiento de la electricidad podría situarse en el entorno del 2% anual.
- La necesidad de nueva potencia derivada de este crecimiento será atendida, en primer lugar, aprovechando al máximo la capacidad ociosa de las plantas ya instaladas, y en segundo lugar, respecto a la nueva instalación necesaria, su reparto tendrá lugar entre las diferentes tecnologías. Así, las diferentes tecnologías deben internalizar entre otros elementos:
 - El coste de las emisiones de gases contaminantes según su nivel de emisiones relativas;
 - La gestionabilidad de su carga y, en su caso, la necesidad de contar con tecnologías de respaldo para garantizar la cobertura de la demanda.
 - La eficiencia en la producción, en la localización y en la utilización de las infraestructuras de transporte asociadas.
- Al mismo tiempo, es fundamental hacer un seguimiento de los posibles desarrollos tecnológicos que puedan tener lugar durante esta década, que permitan un desarrollo equilibrado y que aproveche las complementariedades entre las diferentes fuentes de energía primaria. Algunos posibles avances que habría que vigilar son:
 - Nuevos avances en solar térmica y fotovoltaica, sobre todo por los desarrollos de nanotecnología y nuevos materiales y sus aplicaciones en campos tan diversos como el transporte o la edificación.
 - La evolución de las tecnologías asociadas al hidrógeno.
 - La evolución de la energía nuclear, en particular atendiendo a los avances tecnológicos registrados en materia de gestión final de los residuos radiactivos, a la evolución de la demanda eléctrica agregada, a la materialización de los proyectos de nueva capacidad de generación nuclear en diferentes países, que permitirán un mejor conocimiento sobre la estructura de costes de los reactores de tercera y cuarta generación.

- Finalmente, la evolución de los costes de otras tecnologías de generación alternativas, incluidas las de origen renovable.
 - A). El impacto de la nueva Directiva de Emisiones Industriales en las centrales térmicas.
 - B). Desarrollo de nuevas centrales térmicas con captura y almacenamiento de CO₂.
 - C) Necesidad de mayores interconexiones y nuevas redes de transporte y distribución.
- Por otro lado, será necesario en el periodo 2020-2035 seguir incrementando la exportación de energías renovables a otros países europeos.

7.2.9. Control Parlamentario

La Subcomisión tiene como objeto aportar recomendaciones y conclusiones para la política energética para el horizonte de los próximos 25 años. No obstante, para avanzar adecuadamente en la estrategia energética española a largo plazo, la Subcomisión considera necesario valorar aquellos problemas a los que urge dar respuesta en los próximos meses, ya que condicionan cualquier estrategia actual y futura sobre el sistema y que están recogidos en el presente documento.

Por ello la Subcomisión insta al Gobierno para que en el plazo de seis meses remita al Congreso de los Diputados un Informe que contenga entre otros extremos, las medidas necesarias para el desarrollo e implementación de las conclusiones contenidas en el presente documento.

Además y con carácter anual, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio remitirá al Congreso un Informe sobre la situación de la energía en España que examinará los contenidos de los epígrafes de las presentes conclusiones y que será analizado por la Comisión de Industria, Turismo y Comercio, en cuyo seno se creará una Ponencia de la Energía que elaborará propuestas de resolución sobre dicho documento que serán debatidas y aprobadas, en su caso, por dicha Comisión.

SUELOSOLAR.ES

