

**Planificación energética indicativa
según lo dispuesto en la Ley 2/2011, de 4
de marzo, de Economía Sostenible**

INDICE

1. Introducción	8
1.1. Antecedentes.....	8
1.2. Políticas de la Unión Europea en relación a la energía y el medio ambiente.....	11
1.3. Contenido del documento de planificación indicativa.....	14
2. Evolución reciente del consumo energético	16
2.1. Evolución de la economía.....	16
2.2. Evolución de la intensidad energética final.....	17
2.2.1. Desagregación de la intensidad energética y análisis de su evolución	19
2.2.2. Evolución sectorial	21
2.2.3. Precios energéticos.....	26
2.2.4. Comparación con los países de la UE	27
2.3. Evolución de la estructura de energía final (mix EF)	28
2.4. Evolución de la demanda de energía final por sectores	32
2.5. Evolución de la demanda de energía primaria	33
2.5.1. Cambio en la estructura de generación eléctrica	33
2.5.2. Evolución de la demanda de energía primaria.....	35
2.5.3. Intensidad energética primaria.....	37
2.6. Emisiones de CO ₂ procedentes del consumo y transformación de la energía.....	38
2.7. Aportación de las energías renovables al consumo de energía final bruta	39
2.8. Producción de energía y grado de autoabastecimiento.....	40
3. Escenarios de previsión	41
3.1. Marco de referencia	41
3.2. Factores clave en la definición de los escenarios.....	43
3.3. Objetivos y medidas de la política energética.....	48
4. Previsión de la evolución energética española 2010-2020	53
4.1. Consumo de energía final en el escenario central.....	53
4.2. Intensidad energética final en el escenario central.....	54
4.3. Evolución de la energía final por fuentes (Escenario central).....	57
4.4. Consumo de energía final por sectores	60
4.5. Sensibilidad del consumo de energía final en los escenarios alto y bajo	63

4.6. Consumo de energía primaria en el escenario central	66
4.7. Sensibilidad del consumo de energía primaria en los escenarios alto y bajo.....	71
5. Cobertura de la demanda.....	74
5.1. Refino de petróleo.....	74
5.2. Generación de electricidad en el escenario central.....	74
5.3. Sensibilidad de la generación eléctrica en el escenario alto y bajo.....	77
6. Mejora de la sostenibilidad de nuestro sistema energético	81
6.1. Cumplimiento de los compromisos energéticos España–UE en el horizonte 2020....	81
6.1.1. Emisiones de CO ₂ de los sectores difusos	81
6.1.2. Participación de las energías renovables	82
6.2. Cumplimiento de los objetivos de política energética española	84
ANEXO: Memoria económica	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Consumo de energía final por fuentes.....	28
Tabla 2.2. Consumo de energía final por sectores.....	32
Tabla 2.3. Consumo de energía primaria	36
Tabla 3.1. Escenarios de crecimiento del PIB en el periodo 2011-2020	45
Tabla 4.1. Evolución prevista del consumo de energía final. Escenario central.....	53
Tabla 4.2. Evolución prevista de la intensidad energética final (Escenario central).....	55
Tabla 4.3. Evolución prevista del consumo de energía final por sectores. Escenario central	61
Tabla 4.4. Evolución estimada del consumo de energía final. Escenario alto.....	63
Tabla 4.5. Evolución estimada del consumo de energía final. Escenario bajo.....	63
Tabla 4.6. Evolución prevista del consumo de energía primaria en el escenario central	67
Tabla 4.7 Evolución prevista de la intensidad energética primaria. Escenario central	70
Tabla 4.8. Evolución prevista del consumo de energía primaria. Escenario alto	71
Tabla 4.9. Evolución prevista del consumo de energía primaria. Escenario bajo	72
Tabla 5.1. Evolución prevista de la generación eléctrica. Escenario central.....	75
Tabla 5.2. Evolución prevista de la generación eléctrica con energías renovables, Escenario central.....	76
Tabla 5.3. Evolución esperada de la generación eléctrica. Escenario alto	79
Tabla 5.4. Evolución esperada de la generación eléctrica. Escenario bajo	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Evolución del PIB	16
Figura 2.2. Evolución de la participación en el PIB de la industria y del sector terciario	17
Figura 2.3. Evolución del consumo de energía final por fuentes	18
Figura 2.4. Evolución de la intensidad energética final	18
Figura 2.5. Evolución de la intensidad de energía final y sus componentes	20
Figura 2.6. Evolución de la intensidad energética final, de los sectores productivos y de los sectores consumidores (residencial y transporte privado)	22
Figura 2.7. Evolución de la intensidad energética final, de la industria y de los servicios.....	23
Figura 2.8. Evolución de la intensidad final de los sectores productivos y efecto estructural.	24
Figura 2.9. Evolución del peso de los sectores en el consumo de energía final para usos energéticos	24
Figura 2.10. Evolución de la intensidad final de los sectores residencial y transporte privado.	26
Figura 2.11. Relación entre precios de la energía e intensidad final.....	27
Figura 2.12 Evolución de la intensidad final en países de la UE	28
Figura 2.13. Evolución del consumo de energía final por fuentes	29
Figura 2.14. Evolución de la intensidad eléctrica final.....	31
Figura 2.15. Evolución de la penetración de la electricidad en el consumo de energía final .	31
Figura 2.16. Evolución del consumo de energía final por sectores	32
Figura 2.17. Estructura de generación eléctrica bruta.....	34
Figura 2.18. Consumo específico de energía primaria para generación eléctrica bruta (tep/GWh)	34
Figura 2.19. Evolución del consumo de energía primaria	36
Figura 2.20. Evolución del consumo de energía primaria	36
Figura 2.21. Evolución del consumo de energía e intensidad primaria	37
Figura 2.22. Evolución de las emisiones estimadas de CO2 procedentes del consumo y transformación de la energía.....	38
Figura 2.23 Evolución de las emisiones específicas de la generación eléctrica neta	39
Figura 2.24. Evolución del peso de las energías renovables en la energía final bruta	40
Figura 2.25. Evolución del grado de autoabastecimiento (% producción interna sobre consumo primario)	40
Figura 3.1. Evolución prevista de la intensidad energética final. Escenarios alto, central y bajo	50
Figura 3.2. Evolución del peso sobre el PIB de la industria y el sector terciario en el escenario central	51
Figura 3.3. Evolución de la intensidad energética final y sus componentes	52
Figura 4.1. Evolución prevista del consumo de energía final por fuentes	53
Figura 4.2. Evolución prevista del consumo de energía final por fuentes	54

Figura 4.3. Evolución prevista de la intensidad energética final (Escenario central).....	55
Figura 4.4. Componentes sectoriales de la intensidad energética final (previsión Escenario central). Índice 1995 = 100	56
Figura 4.5. Evolución prevista de la intensidad eléctrica final (Escenario central).....	57
Figura 4.6. Evolución prevista de la penetración de la electricidad en la estructura de consumos (Escenario central).	59
Figura 4.7. Evolución prevista del peso de las energías renovables en la energía final bruta. Escenario central. (Metodología Comisión Europea)	60
Figura 4.8. Evolución prevista del consumo de energía final por sectores	61
Figura 4.9. Evolución prevista del consumo de energía final. Escenarios alto, central y bajo	64
Figura 4.10. Evolución prevista del consumo final de gas para usos energéticos. Escenarios alto, central y bajo.....	65
Figura 4.11. Evolución prevista del consumo final de productos petrolíferos para usos energéticos. Escenarios alto, central y bajo.	65
Figura 4.12. Evolución prevista del consumo final de electricidad. Escenarios alto, central y bajo	66
Figura 4.13. Evolución prevista del consumo de energía primaria por fuentes.....	67
Figura 4.14. Evolución prevista del consumo de energía primaria. Escenario central	68
Figura 4.15. Evolución prevista de la estructura del consumo de energía primaria. Escenario central.....	69
Figura 4.16. Evolución prevista de la intensidad energética primaria. Escenario central.....	70
Figura 4.17. Evolución prevista del consumo de energía primaria. Escenarios alto, central y bajo	73
Figura 4.18. Evolución prevista de la intensidad energética primaria. Escenarios alto, central y bajo	73
Figura 5.1. Evolución prevista de la estructura de generación eléctrica. Escenario central...	75
Figura 5.2. Evolución de la curva monótona de demanda eléctrica en el sistema peninsular	77
Figura 5.3. Estructuras previstas de la generación eléctrica bruta en 2020. Escenarios alto, central y bajo	78
Figura 5.4. Evolución prevista del consumo específico de energía primaria para generación eléctrica bruta (tep/GWh). Escenarios alto, central y bajo.....	80
Figura 6.1. Evolución prevista de las emisiones de CO2 de los sectores “Energía” NO-ETS (kt).....	82
Figura 6.2. Evolución prevista del peso de las energías renovables sobre la energía final bruta (metodología Comisión Europea).....	83
Figura 6.3. Evolución prevista del peso de las energías renovables sobre el consumo de energía del transporte (metodología Comisión Europea).....	83
Figura 6.4. Evolución prevista del grado de autoabastecimiento. Escenarios alto, central y bajo	84
Figura 6.5. Evolución prevista del grado de dependencia de energías fósiles.....	85

Figura 6.6. Evolución prevista de las emisiones específicas de la generación eléctrica neta 85

1. Introducción

El suministro de energía es esencial para la sociedad y los sectores energéticos son, en sí mismos, una parte muy importante de la actividad económica. La planificación energética es un instrumento que utiliza la Administración, como parte de la gestión del interés público, cuya finalidad es encauzar, racionalizar y facilitar la aplicación de la política energética, cuyo objetivo es la seguridad de suministro energético, en condiciones de competitividad y sostenibilidad.

En este contexto se sitúa la labor de previsión de las necesidades energéticas futuras y de las actuaciones que es necesario llevar a cabo para asegurar su cobertura. Este tipo de ejercicios de proyección de futuro se efectúan constantemente en todos los ámbitos de la actividad económica. Sin embargo, el ámbito energético presenta peculiaridades, dado que la prestación de servicios energéticos está condicionada por el largo periodo de maduración de las infraestructuras que le dan soporte, desde que se identifica la necesidad hasta su puesta en funcionamiento. La antelación y la constante adaptación de las previsiones a la realidad cambiante son parte integrante e instrumento imprescindible de la política energética.

1.1. Antecedentes

La planificación energética ha evolucionado en el tiempo desde su inicio con los Planes Energéticos, cuyo objetivo era fijar un programa de obligado cumplimiento de todas las inversiones que habían de realizarse en el sector energético en un plazo determinado.

El marco regulatorio actual parte de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que introduce el concepto de planificación eléctrica indicativa, salvo en lo relativo a las instalaciones de transporte de electricidad, que quedan adscritas a la planificación vinculante estatal. Este marco tiene como fin básico el triple y tradicional objetivo de garantizar un suministro eléctrico de calidad, al menor coste posible, así como la protección del medioambiente. Asimismo, se parte del principio de libertad efectiva en cuanto a la instalación de centrales generadoras, aunque siguen estando sometidas a la normativa sobre seguridad de las instalaciones, protección del medio ambiente y ordenación del territorio.

Mediante el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, se desarrolla el marco normativo por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de

energía eléctrica. En este Real Decreto se establece que la planificación de la red de transporte de electricidad, de carácter vinculante para los distintos sujetos que actúan en el sistema eléctrico, será realizada por el Gobierno a propuesta del Ministerio de Economía (actualmente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), con la participación de las Comunidades Autónomas y sometida al Congreso de los Diputados.

De forma equivalente a la descrita para el sector eléctrico, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su redacción dada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, establece que la planificación gasista tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a los gasoductos de la red básica de transporte, a la red de transporte secundario, a la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema y a las instalaciones de almacenamiento básico de gas natural y el establecimiento de las reservas estratégicas de hidrocarburos, que tendrá carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía de suministro de hidrocarburos.

El fin pretendido por la legislación es conseguir que se liberalicen los sectores en sus actividades de generación de electricidad o aprovisionamiento para el sector del gas, así como la comercialización de la electricidad y el gas, y en cambio, que las actividades de transporte y distribución sigan reguladas y, en el caso del transporte, sometidas a una planificación vinculante.

Por su parte, la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, en su artículo 79, referido a la planificación energética indicativa, establece que:

“El Gobierno, en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de esta Ley, previo informe de la Conferencia Sectorial de Energía y tras el correspondiente proceso de información pública, aprobará un documento de planificación, que establecerá un modelo de generación y distribución de energía acorde con los principios recogidos en el artículo 77 y con los objetivos establecidos. La planificación recogerá con carácter indicativo varios escenarios sobre la evolución futura de la demanda energética, sobre los recursos necesarios para satisfacerla, sobre las necesidades de nueva potencia y, en general, previsiones útiles para la toma de decisiones de inversión por la iniciativa privada y para las decisiones de política energética, fomentando un adecuado equilibrio entre la eficiencia del sistema, la seguridad de suministro y la protección del medio ambiente.”

Actualmente la planificación energética es indicativa en su mayor parte y, por tanto, sus elementos dejan de vincular a los agentes, respetándose el principio de libre iniciativa empresarial. Con ello, se trata de hacer compatible la calidad del servicio y la mejor asignación de los recursos, procurando un crecimiento económico estable y sostenido.

Planificación indicativa y vinculante

La planificación indicativa incluye, entre otros, previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda y los recursos necesarios para satisfacerla, la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y los criterios de protección ambiental. Este ejercicio de previsión sirve como punto de partida de la planificación vinculante.

En definitiva, la planificación vinculante se refiere a las grandes infraestructuras (excluidas las centrales de generación eléctrica) sobre las que descansa el sistema energético nacional y que permiten su vertebración, la racionalidad, la eficiencia y la garantía de suministro.

Adicionalmente, la planificación indicativa es también un instrumento al servicio de las Administraciones Públicas y de los operadores económicos, ya que facilita tanto la toma de decisiones de inversión por parte de la iniciativa privada como las decisiones de política energética.

Documentos de planificación

De acuerdo con la normativa anterior, en septiembre del año 2002 fue aprobada por el Consejo de Ministros la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas, desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011, que posteriormente fue sometida a la Comisión de Economía y Hacienda del Congreso de los Diputados. Esta planificación integraba el desarrollo de los sistemas gasista y eléctrico en un horizonte temporal 2002-2011. El documento aprobado incluía una amplia información sobre las previsiones de la demanda eléctrica y de gas, sobre los recursos necesarios para satisfacerla y establecía con carácter vinculante las redes de transporte de electricidad y gas a construir en el período comprendido en la planificación, describiendo pormenorizadamente cada una de ellas y realizando las estimaciones económicas correspondientes.

En marzo de 2006 se aprobó la revisión 2005-2011 de la planificación 2002-2011, cuyo objetivo principal era la identificación de las desviaciones en la previsión de la evolución energética, la actualización de la previsión de la demanda eléctrica y gasista y su cobertura y la revisión de la planificación de las Redes de transporte de electricidad y gas, identificando los proyectos que presentaban desviaciones respecto de la planificación anterior, así como aquellos otros que estaban en estudio o condicionados al cumplimiento de ciertos hitos cuyo cumplimiento permitía afrontarlos y, por último, plantear nuevas instalaciones a incluir en la planificación como consecuencia de los incrementos de la demanda.

Ya en esa revisión se tuvieron en cuenta los efectos de otras políticas energéticas aprobadas o en fase de aprobación, como la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2010 y su Plan de Acción 2005-2007, el Plan de Energías Renovables para el período 2005-2010, el Plan Nacional de Asignación de CO2 para el período 2005-2007 e informaciones de otros planes en fase de elaboración, como el Plan Nacional de Reducción de Emisiones y el Plan de la Minería del Carbón. En esa revisión se incluyó también un capítulo dedicado a la planificación de las reservas estratégicas de productos petrolíferos, que ha sido incluido, desde entonces, en los sucesivos documentos de planificación.

1.2. Políticas de la Unión Europea en relación a la energía y el medio ambiente

El Consejo de la Unión Europea aprobó el 6 de abril de 2009 el paquete de medidas legislativas sobre energía y cambio climático, cuyo objetivo era reducir las emisiones del conjunto de la Unión Europea en el año 2020 un 20% con respecto a los niveles de 1990, contemplándose también la posibilidad de elevar esta reducción hasta el 30% si se produce un acuerdo internacional satisfactorio sobre el cambio climático. La UE también se propone para el año 2020 obtener un 20% de su energía de fuentes renovables y, mediante la mejora de la eficiencia energética, reducir su consumo de energía hasta un 20% por debajo de los niveles previstos.

A lo largo del año 2009 se aprobaron importantes medidas legislativas en la UE con el fin de desarrollar estas medidas, siendo las más destacadas las siguientes:

- Captura y almacenamiento de carbono: Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono.
- Régimen de comercio de derechos de emisión (Emission Trading System, EU ETS): Directiva 2009/29/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Fomento de las energías renovables: Directiva 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.

La política energética española está orientada a contribuir a estos objetivos generales, siendo las orientaciones más destacadas las siguientes:

Energía y medio ambiente

Uno de los objetivos prioritarios en la planificación indicativa es hacer compatible la preservación de la calidad medioambiental con los principios de eficiencia, seguridad y diversificación de las actividades de producción, transformación, transporte y usos de la energía.

A raíz de la aprobación de la Ley 9/2006, de 28 de abril, de evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, a través de la cual se traspone la Directiva 2001/42/CE, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, se debe someter la planificación de los sectores de electricidad y gas a un proceso de evaluación ambiental estratégica.

Otro capítulo importante en lo que respecta al medio ambiente y que tiene una incidencia notable en la planificación, es el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión (PNRE-GIC), cuyo objeto es reducir las emisiones totales de óxidos de nitrógeno (NOX), dióxido de azufre (SO₂) y partículas procedentes de las grandes instalaciones de combustión, en aplicación del Real Decreto 430/2004. Con este PNRE-GIC se prevé una reducción muy importante de las emisiones de SO₂, NO_x y partículas en las instalaciones de más de 50 MW puestas en funcionamiento con anterioridad a 1987.

En particular, para aquellas instalaciones que no se han acogido a ninguna de las excepciones contempladas en la Directiva 2001/80/CE (Directiva GIC), las reducciones globales contempladas en el PNRE-GIC representan disminuciones, con respecto a las emisiones del año 2001, del 81% del SO₂, 15% del NO_x y 55% de las partículas.

Otras normas que afectan de forma significativa al sector energético son los Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión de GEI, en el marco del régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establecido a partir del Protocolo de Kioto.

Mediante los Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) se determina el número de derechos de emisión que se asignan a los distintos sectores incluidos en el ámbito de aplicación de las Directivas vigentes sobre comercio de derechos de emisión (EU-ETS) y la metodología para su reparto entre las distintas instalaciones individuales.

Los compromisos asumidos por España dentro de la UE en relación con el Protocolo de Kioto obligan a que se haga un esfuerzo muy importante para intentar reducir las emisiones de CO₂. En el PNA 2008-2012 se plantea como objetivo limitar el

crecimiento de las emisiones al 37% de las del año base, cubriendo la diferencia entre esta cifra y el compromiso español del 15% recurriendo a mecanismos de flexibilidad (20%) y a sumideros (2%).

Es relevante también, en lo referido a medio ambiente y planificación energética, la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia, horizonte 2007-2012-2020 que presenta 198 medidas para asegurar el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, preservando la competitividad de la economía española, el empleo y el abastecimiento energético. Destaca el capítulo dedicado a energía limpia, donde se plantea el objetivo de reducción de, al menos, un 2% anual del consumo energético en relación al escenario tendencial.

Energías renovables

Un pilar básico de la estrategia energética y también medioambiental es el apoyo al desarrollo de las energías renovables. La apuesta por estas fuentes de energía se basa, en primer término, en su reducido impacto ambiental en comparación con otras energías, y en su carácter de recurso autóctono, que favorece, por tanto, el autoabastecimiento energético y la menor dependencia del exterior. En suma, esta política constituye una de las bases del desarrollo sostenible, que representa una de las prioridades de la política española a largo plazo.

El Gobierno español aprobó, en agosto de 2005, el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), que será continuado por un nuevo PER con ámbito temporal 2011-2020 y que tendrá como objetivo la consecución de los compromisos internacionales asumidos por España en este ámbito.

El ahorro y la eficiencia energética

La Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética (E4), aprobada en noviembre de 2003, tenía por objeto reducir los consumos energéticos, contribuyendo a la mejora de la competitividad de la industria española y a la reducción de la contaminación, y para ello proponía una serie de medidas para los principales sectores consumidores de energía.

Sin embargo, en la citada Estrategia no se precisaban ni las acciones específicas, ni los plazos, ni las responsabilidades de las diferentes instituciones y tampoco la financiación. Por todo ello fue necesaria la adopción, por parte del Gobierno, de sucesivos Planes de Acción para resolver esta indefinición, concretando las acciones que se deben poner en marcha para cada sector, detallando objetivos, plazos, recursos y responsabilidades y evaluando finalmente los impactos globales

resultantes de estas actuaciones. Estos planes de acción han centrado sus esfuerzos en siete sectores: industria, transportes, edificación, servicios públicos, equipamiento residencial y ofimática, agricultura y pesca y transformación de la energía.

El Plan de Acción vigente se extiende al periodo 2008-2012 a través del cual se refuerzan las medidas que han demostrado excelentes resultados en la mejora de la eficiencia energética. El Plan se focaliza en los sectores denominados como difusos (principalmente transporte y edificación) y propone objetivos de ahorro más ambiciosos que los establecidos en el Plan anterior (PAAEE 2005-2007)

Adicionalmente en 2011, ante la subida de los precios del petróleo, se adoptó por parte del Gobierno el Plan de Intensificación del Ahorro y Eficiencia Energética, aprobado por el Consejo de Ministros del 4 de marzo de 2011, que recoge 20 medidas en los sectores de transporte, iluminación y edificación cuya puesta en marcha conlleva una inversión asociada de 1.151 millones de euros.

A este respecto, los objetivos a nivel de UE relativos al ahorro y eficiencia energética contemplan lograr en 2020 un ahorro del 20% de la demanda que resultaría en caso de no adoptar nuevas medidas de intensificación del ahorro y la eficiencia energética.

1.3. Contenido del documento de planificación indicativa

Este documento responde al mandato establecido en el artículo 79 de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, y en su elaboración se ha tenido en cuenta lo señalado en el citado artículo, así como las recomendaciones aprobadas el 17 de noviembre de 2010 por la Subcomisión de análisis de la estrategia energética española para los próximos 25 años, dentro de la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de los Diputados.

El presente documento está compuesto por seis capítulos, que se agrupan en los siguientes bloques temáticos:

- Una introducción, recogida en el capítulo 1.
- La evolución reciente del consumo de energía en España que se recoge en el capítulo 2, ofreciendo una visión global del balance energético en el período reciente, y su interrelación con la evolución económica general y la actividad de los sectores consumidores.
- En el capítulo 3, se describen los escenarios considerados de la evolución energética española hasta 2020, con los factores clave que definen el escenario de

referencia o central y los escenarios de consumo superior e inferior, considerados para analizar la sensibilidad de los resultados de esta planificación a los cambios de escenario.

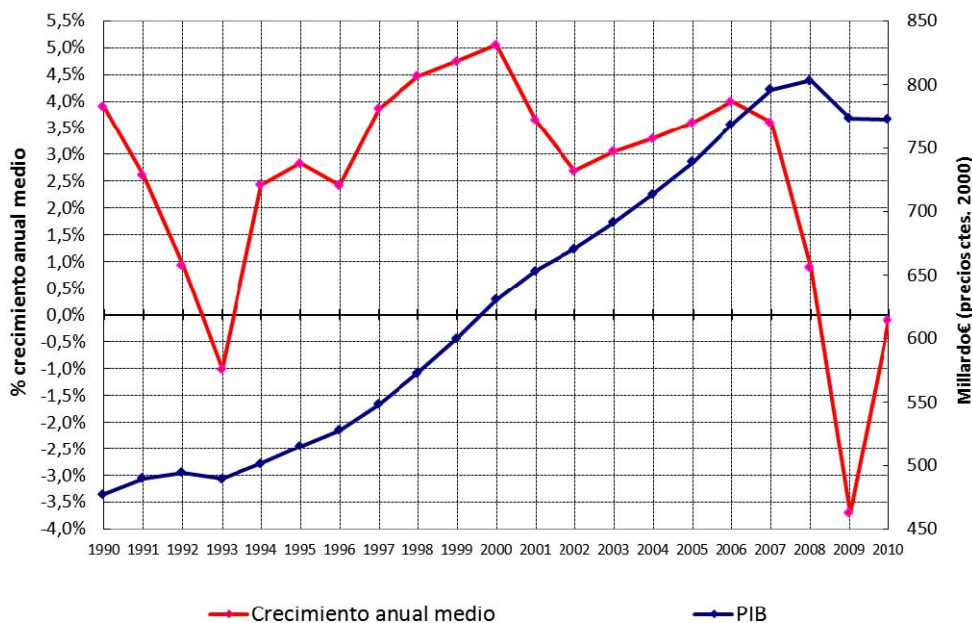
- El capítulo 4 ofrece una visión global de los balances energéticos en el período del análisis, partiendo de la descripción de los escenarios y del contexto energético.
- El capítulo 5 configura un bloque donde se analiza la cobertura de las demandas previstas en el capítulo anterior, de acuerdo a las disponibilidades de oferta existentes y las nuevas inversiones que se estima que se incorporen durante el período de previsión.
- Por último, en el capítulo 6 se realiza un análisis de las previsiones de cumplimiento de los distintos compromisos relacionados con la energía y el cambio climático en el horizonte 2020.

2. Evolución reciente del consumo energético

El consumo energético es función del crecimiento económico, y de la intensidad energética de la economía. A su vez, la intensidad energética depende del consumo energético de los sectores productivos y de los sectores consumidores que no contribuyen al PIB, como el sector residencial y el transporte privado. Analizaremos en primer lugar la evolución de cada una de estas variables.

2.1. Evolución de la economía

Si consideramos los años anteriores a la actual crisis, el PIB creció a una media del 2,9% anual en el período 1990-2008, destacando el período 1993-2007, durante el cual se experimentó un crecimiento medio del 3,5%.

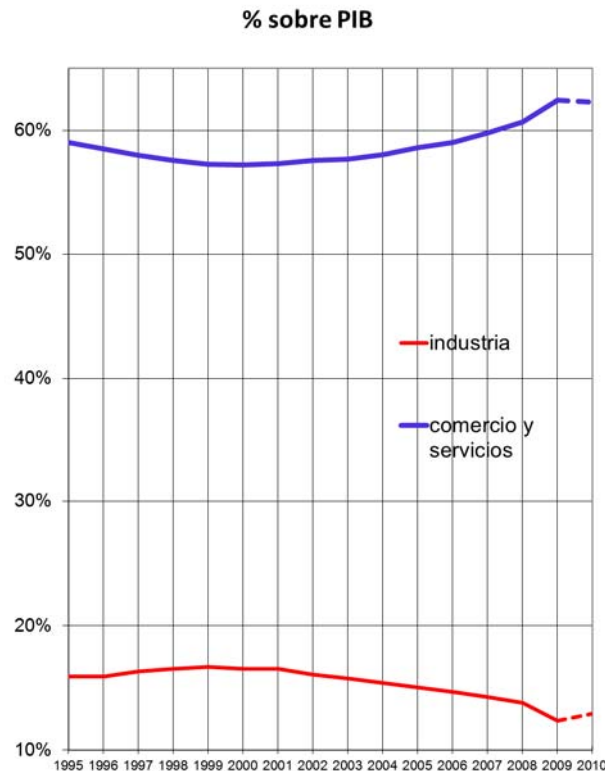


Fuente: SEE

Figura 2.1. Evolución del PIB

Mientras que en la década 1990-2000 la industria incrementó su peso en la economía, en el periodo 2000-2010 se produjo una “terciarización” de la misma, es decir, el sector terciario ha ido incrementando su peso en el PIB en detrimento del sector industrial.. Estos cambios resultan esenciales para entender algunos cambios

experimentados en la intensidad energética de nuestra economía (consumo energía/PIB).

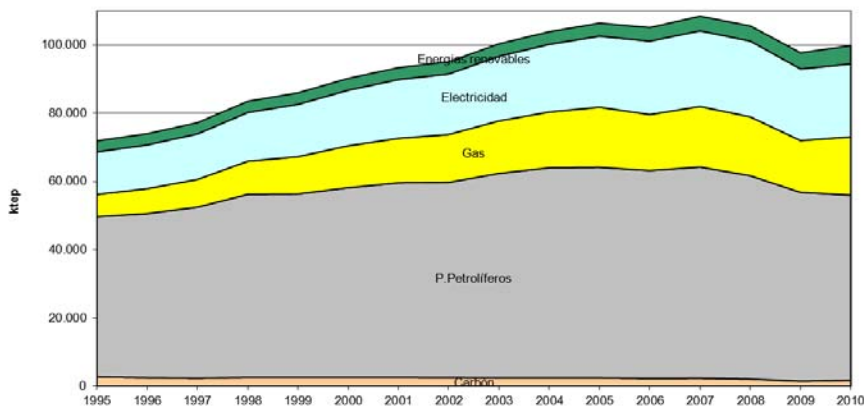


Fuente: SEE

Figura 2.2. Evolución de la participación en el PIB de la industria y del sector terciario

2.2. Evolución de la intensidad energética final

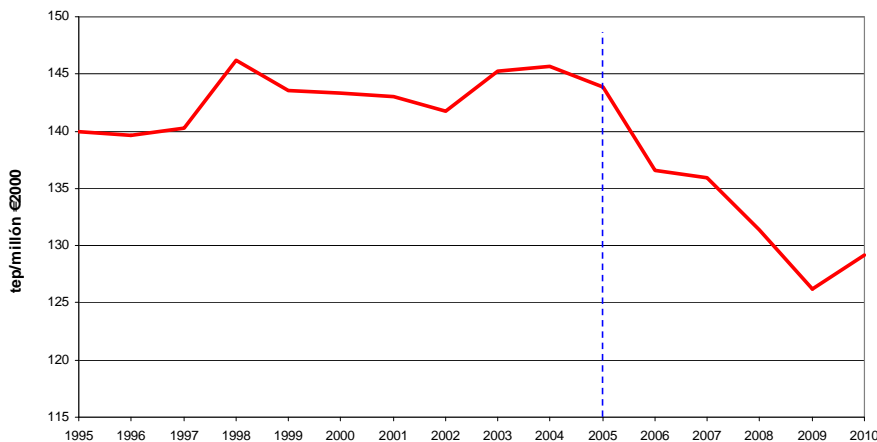
Hasta 2005, el crecimiento del consumo de energía fue continuo, como puede apreciarse en la figura 2.3, especialmente en el caso de la electricidad y de los carburantes fósiles del transporte. Este crecimiento coincide con una etapa de alto crecimiento del PIB, motivado por el fuerte incremento de actividad experimentado en el sector servicios y en el de la construcción, así como del crecimiento de rentas y de equipamiento del transporte y de los hogares. Con todo, esta evolución no fue acompañada una mejora de la intensidad energética, ni en los sectores productivos ni en el residencial y el transporte privado.



Fuente: SEE

Figura 2.3. Evolución del consumo de energía final por fuentes

Este crecimiento de la intensidad energética final puede verse representado en la figura 2.4 donde también puede apreciarse que a partir de 2005 se ha registrado un cambio muy significativo en la tendencia histórica de la intensidad energética de la economía, con una reducción importante de la misma entre 2004 y 2010.



Fuente: SEE

Figura 2.4. Evolución de la intensidad energética final

Entre 1990 y 2004, la intensidad energética, tanto final como primaria, tuvo una evolución creciente, contrastando con los países europeos de nuestro entorno, donde la evolución de estos indicadores fue decreciente.

Para corregir esta tendencia, desde el Gobierno se impulsaron programas específicos de mejora de la eficiencia energética, desarrollados en estos últimos

años, lo que, unido a cambios estructurales que viene experimentando la economía desde el año 2000 y a la fuerte subida de los precios energéticos, ha hecho cambiar radicalmente la evolución de la intensidad energética a partir de 2005.

Entre 2004 y 2007, período de fuerte crecimiento económico y donde continuaron los aumentos de renta y de equipamiento indicados, la demanda de energía final creció muy por debajo de la economía, por lo que la intensidad energética final bajó un 6,5% en estos tres años.

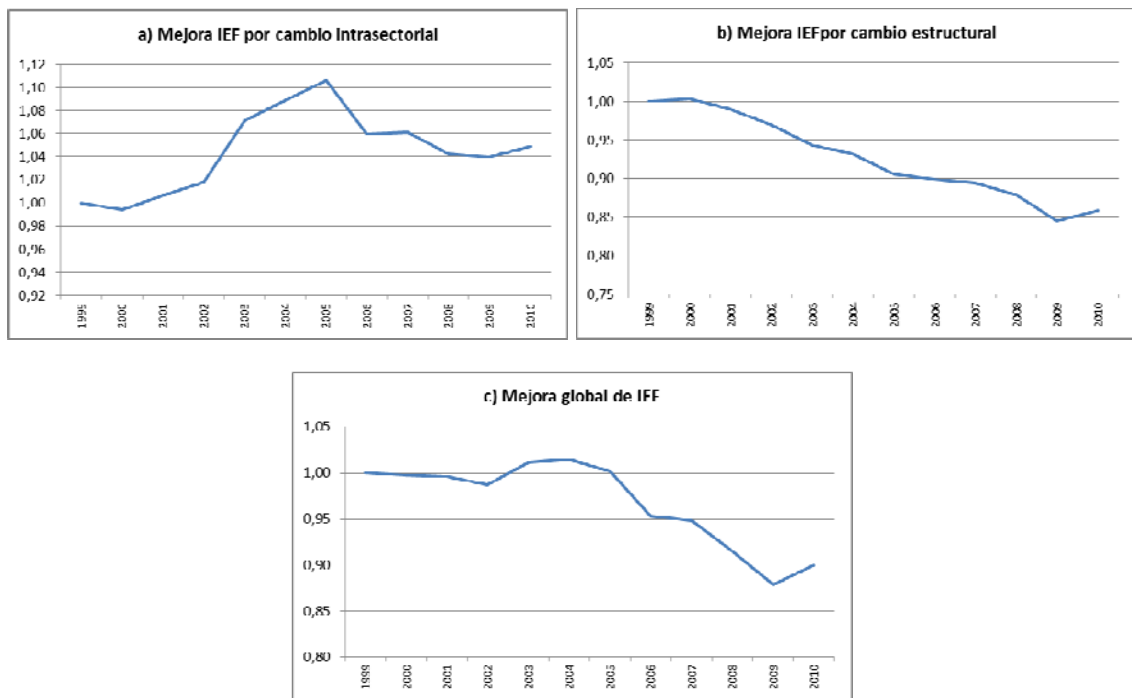
En los años 2008 y 2009, la situación de crisis económica internacional, dio lugar a menor actividad en los sectores consumidores, que, no obstante, continuaron mejorando su eficiencia, de modo que se continuó el descenso de la intensidad energética final. El resultado ha sido una reducción de la intensidad energética final entre 2004 y 2009 del 13,4%. En 2010 aumentó el consumo de energía final, fundamentalmente derivado de la mayor actividad de algunos sectores industriales intensivos en consumo energético, mientras que el PIB registró un ligero descenso, lo que provocó un repunte de la intensidad energética final. De este modo, considerando todo el período 2004-2010, la intensidad energética final se redujo un 11,3%.

En los puntos siguientes se analizan los diversos factores que han contribuido a este cambio de la intensidad energética final observado a partir de 2005.

2.2.1. Desagregación de la intensidad energética y análisis de su evolución

En la evolución de la intensidad energética, además de la mejora de la eficiencia de los procesos productivos, ha tenido una fuerte influencia el cambio en la estructura productiva de nuestra economía experimentado en los últimos años.

En las siguientes figuras se representa, respectivamente, la evolución de la intensidad energética final y el efecto que en esta evolución tiene por un lado, la ganancia de eficiencia, y por otro, los cambios estructurales del sector productivo. Para ello, cada año se ha calculado la intensidad energética final con y sin cambio estructural (manteniendo la estructura del año anterior), siendo la diferencia entre ambos valores debida al cambio de estructura. A partir de estos valores se han representado unos índices que nos permiten visualizar los cambios experimentados en la última década.



Fuente: SEE

Figura 2.5. Evolución de la intensidad de energía final y sus componentes

Como puede apreciarse, en la figura 2.5 b) el efecto de la mejora de la intensidad energética final debida a un cambio estructural se ha manifestado a lo largo de toda la década, dando lugar a una reducción acumulada entre 2000 y 2010 del 14,6%.

Por el contrario, la Figura 2.5 (a), en la que se representa el efecto de la mejora de la intensidad energética final por ganancia de eficiencia de los procesos productivos o reducción de los consumos en los sectores privados (transporte y usos de la energía en sectores residencial, etc.) no se aprecia mejora hasta el año 2006, sino todo lo contrario, ya que en el periodo 2000-2005 se produce un aumento de la intensidad energética final. Así, entre 2000 y 2005 se observa un incremento del 11,2% en la variación de la intensidad energética final, excluido el efecto del cambio de estructura. Este incremento de la intensidad energética final se compensa parcialmente con la reducción de intensidad energética final debida al cambio estructural, por lo que, globalmente en este periodo, se produce sólo un ligero incremento de la intensidad energética final, como puede apreciarse en la Figura 2.5 (c).

A partir de 2006 se produce un cambio que puede observarse tanto en la Figura 2.5 (a) como en la (c). En este periodo (2006-2010) comienzan a manifestarse los efectos de los planes de acción de ahorro y eficiencia energética aprobados (PAAEE 2005-2007 y PAAEE 2008-2012). Esto produce un cambio significativo en la

contribución de la ganancia de eficiencia de los procesos productivos y del consumo privado, a diferencia de la etapa anterior en que generaba un aumento de la intensidad energética final, sólo parcialmente compensado por los cambios estructurales de nuestra economía. El índice que mide la evolución de la intensidad energética final descontado el cambio estructural (100=1999) y que en 2005 alcanzó un valor de 110,62, en 2010 bajó a 104,86, es decir, en cinco años, la reducción de intensidad energética final debida a la ganancia de eficiencia fue de más de 5 puntos porcentuales, lo que equivale a más de un 1% anual. De esta forma, el efecto combinado de la ganancia de eficiencia y del cambio estructural en el periodo 2005-2010 permitió pasar de un índice 100,18 en 2005 a uno de 89,97 en 2010, lo que se tradujo en una reducción total del 10,2%, equivalente a una reducción media anual del 2,13%.

Un análisis del efecto de los diversos factores en la reducción de la intensidad energética final observada a partir de 2005 nos permite concluir que, de la reducción del 10,2% (14,7 tep/M€):

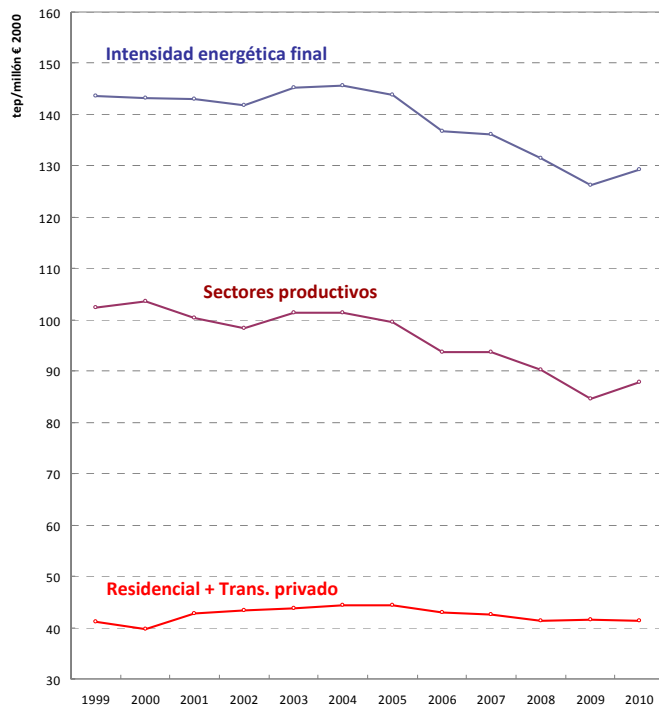
1. El 49,9% (7,3 tep/M€), es debida al cambio estructural
2. El 50,1% (7,4 tep/M€) es debida a mejoras de eficiencia

Vemos pues que la ganancia de intensidad energética final ha sido debida en partes casi iguales a la mejora de la eficiencia y al cambio estructural.

Como puede apreciarse en la Figura 2.5, en 2010 se produjo un remonte de la intensidad energética final, hecho que puede contrastar con una evolución negativa del PIB. Es especialmente el caso del crecimiento de intensidad por ganancia de eficiencia, en especial si pensamos que el consumo de energía final aumentó ese año como consecuencia de una mayor actividad de algunos sectores industriales más intensivos en consumo energético. Este comportamiento encuentra su explicación en la caída de los precios industriales, de manera que a un mismo nivel de actividad, y por lo tanto a un mismo consumo energético, el VAB de los sectores es menor, aumentando por tanto la intensidad energética.

2.2.2. Evolución sectorial

En la intensidad energética final, alrededor del 70% se debe a la intensidad de los sectores productivos y el resto al consumo energético de los sectores residencial y transporte privado (“consumidores”). En ambos casos se ha dado una evolución decreciente desde 2005, aunque más acusada en los sectores productivos, ya que es en estos sectores donde se manifiesta el cambio de estructura económica, factor éste que como hemos visto tiene un peso muy relevante.



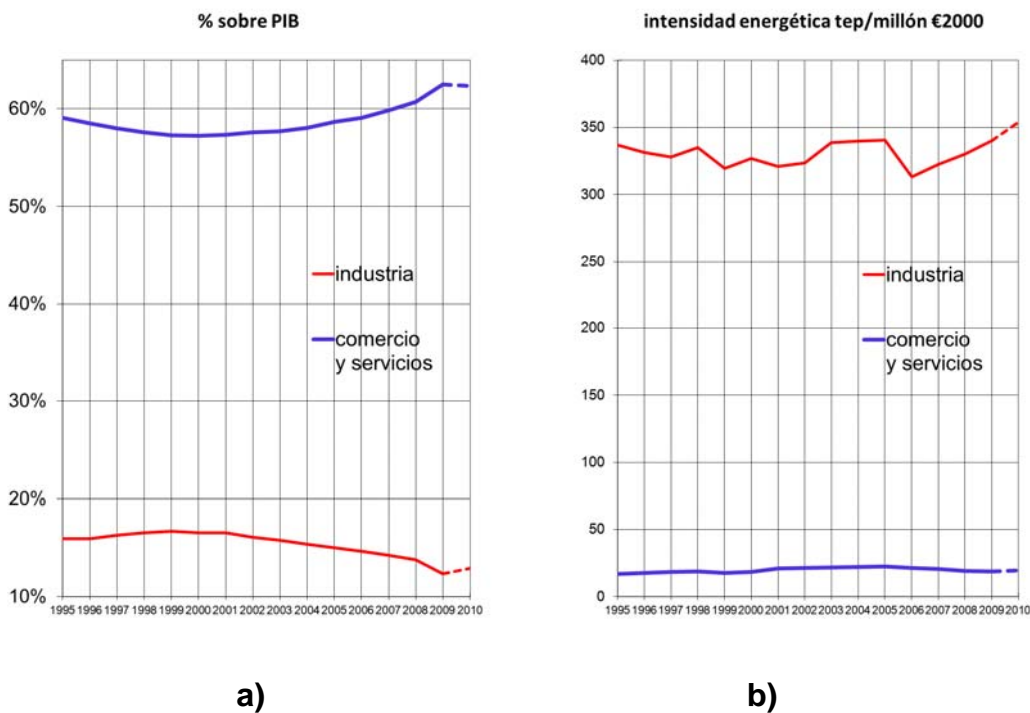
Fuente: SEE

Figura 2.6. Evolución de la intensidad energética final, de los sectores productivos y de los sectores consumidores (residencial y transporte privado)

Sectores productivos

La intensidad energética de los distintos sectores productivos, es decir, el consumo energético del sector por unidad de valor añadido bruto generado por el mismo, difiere de forma muy importante entre unos y otros. Como puede apreciarse en la figura 2.7 b), el sector industrial es mucho más intensivo en consumo energético que el sector terciario y, por tanto, el cambio en la estructura productiva de nuestra economía tiene un efecto nítido sobre la intensidad energética de la misma (cambio estructural).

Por otra parte, cambios en los procesos productivos de un sector, pueden dar lugar a una mayor eficiencia del mismo y, en consecuencia, a una reducción de la intensidad energética intrasectorial por mejora de la eficiencia (mejora eficiencia intrasectorial).

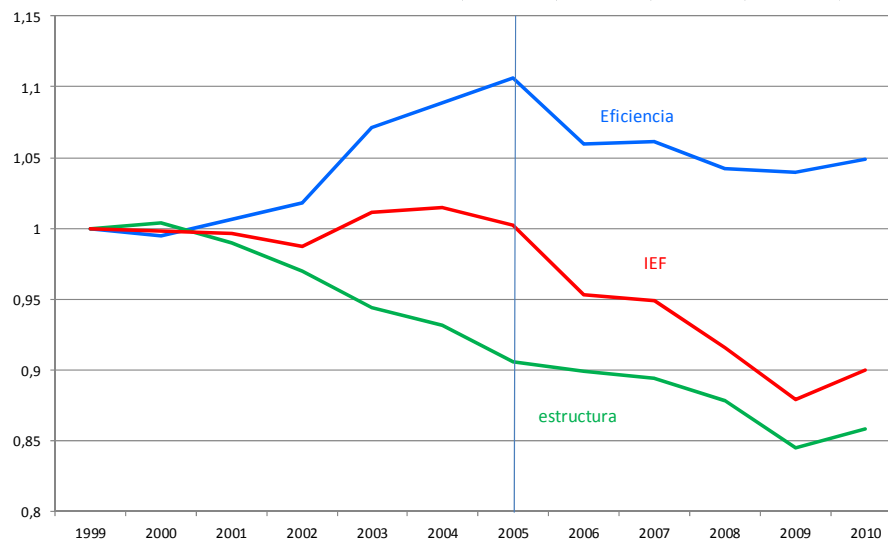


Fuente: SEE

Figura 2.7. Evolución de la intensidad energética final, de la industria y de los servicios

En la figura 2.7 b) se ve la diferencia entre la intensidad energética media de los sectores industrial y terciario, donde los primeros son mucho más intensivos en consumo de energía (del orden de 15/1). Esto ha hecho que la caída del peso del sector industrial a partir de 2000, se haya traducido en una reducción de la intensidad energética por cambio de la estructura de nuestro sistema económico.

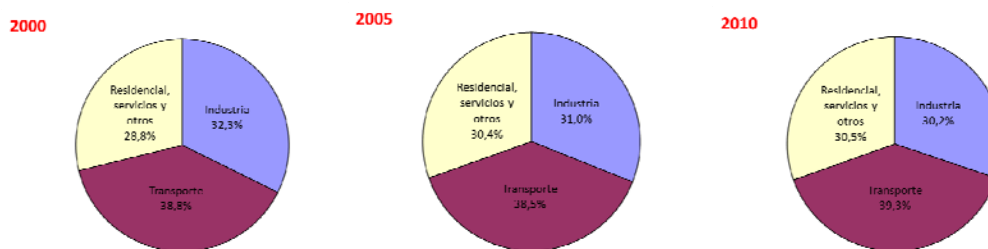
En la figura 2.8 puede apreciarse la evolución de la intensidad energética de los sectores productivos descontado el efecto debido al cambio de estructura, que representa la evolución de la misma como consecuencia de la evolución de la eficiencia de estos sectores, la evolución de la intensidad de energía final por cambio de estructura económica y la evolución global de la intensidad energética de estos sectores, que es el resultado de los dos efectos indicados anteriormente combinados.



Fuente: SEE

Figura 2.8. Evolución de la intensidad final de los sectores productivos y efecto estructural.

La cuota de participación de la industria sobre el consumo total de energía final ha seguido bajando en los últimos años, aunque de forma más moderada a partir de 2004. La tendencia de la intensidad energética, ha bajado también desde 2004.



Fuente: SEE

Figura 2.9. Evolución del peso de los sectores en el consumo de energía final para usos energéticos

El estancamiento de la construcción desde el año 2008 ha provocado un descenso de actividad de los sectores industriales asociados a la misma, como pueden ser el del cemento, vidrio, cerámica, acero, entre otros, los cuales tienen una participación muy significativa en el valor añadido de la industria y que son muy intensivos en

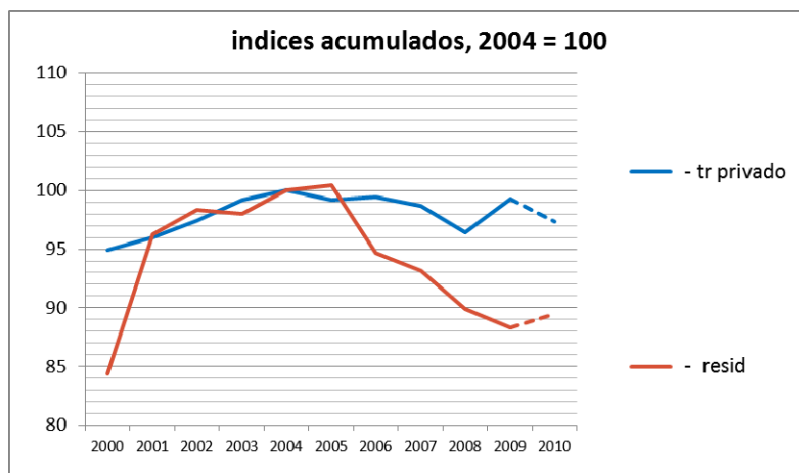
consumo energético. Adicionalmente, la crisis económica internacional ha hecho bajar también la actividad de otros sectores intensivos como el del automóvil y algunos subsectores químicos. Derivado de esto, el consumo energético de la industria ha bajado de forma importante en los años 2008 y 2009. Se estima que en 2010 se produjo un repunte del consumo energético debido a la mejora de actividad de los sectores industriales intensivos, tras la fuerte caída de años anteriores.

Los sectores industriales más intensivos en consumo energético son el de materiales de construcción –cemento, vidrio, materiales cerámicos-, el químico y el agregado de siderurgia y metalurgia básica. El peso en la economía de la industria en general y de estos sectores en particular, es decreciente, pese a que su consumo energético es todavía una componente significativa de la intensidad energética de la economía. Desde 1995, los sectores de materiales de construcción y químico, mantienen una tendencia de mejora de su intensidad, mientras el de siderurgia y metalurgia tiene un valor relativamente estable, derivado del uso de tecnologías maduras, con bajo potencial de mejora de consumos energéticos específicos.

Por su parte, la participación del sector **comercial y servicios** en la economía ha crecido de forma notable desde 2000 y, simultáneamente, ha mejorado su intensidad energética desde 2005, aunque ésta sea baja comparada con la de los sectores industriales.

Sectores transporte privado y residencial

En la figura siguiente se recoge la evolución del componente de la intensidad energética correspondiente a los consumos energéticos de los sectores residencial y transporte privado, evaluada ésta sobre el PIB nacional.



Fuente: SEE

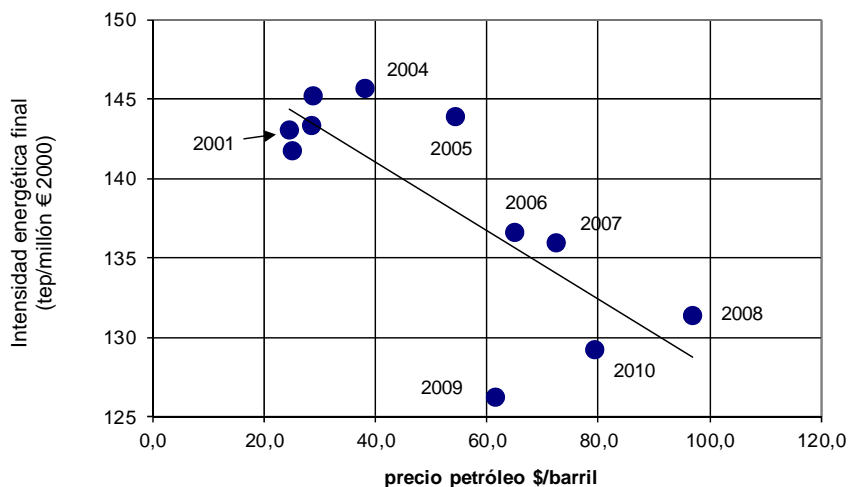
Figura 2.10. Evolución de la intensidad final de los sectores residencial y transporte privado.

Aunque en el sector residencial están incluidos los efectos de las oscilaciones climáticas, se observa un descenso del peso de este componente de la intensidad energética desde 2005, después del fuerte crecimiento registrado hasta dicho año. El peso del transporte privado ha tenido una evolución similar, aunque con un descenso menos acusado.

En la evolución desde 1995 de la intensidad energética final, ha tenido una influencia muy significativa el aumento de la motorización de la población en España, así como de las infraestructuras del transporte por carretera. En 1995, había en España menos de 7.000 km de autopistas y autovías, mientras en 2009 superaron los 15.600 km. En el primer año citado, había en España 360 vehículos de pasajeros por cada mil habitantes, el 82,7% de la media de UE-15, mientras que a día de hoy, esta cifra asciende a 480 vehículos por cada 1000 habitantes, el 96% de dicha media.

2.2.3. Precios energéticos

Entre 2004 y el inicio de la crisis económica internacional a mediados de 2008, ha habido un importante aumento de los precios de las energías primarias en los mercados internacionales, derivado del fuerte crecimiento de la demanda de las economías emergentes de Asia. Este es un factor que también ha contribuido a la mejora de la intensidad energética final, dado que el aumento de precios fomenta el ahorro de energía y favorece la rentabilidad de las inversiones en eficiencia energética. El indicador del año 2009 se ha apartado de esta correlación, debido a la crisis económica, que hizo caer fuertemente los consumos de energía final.

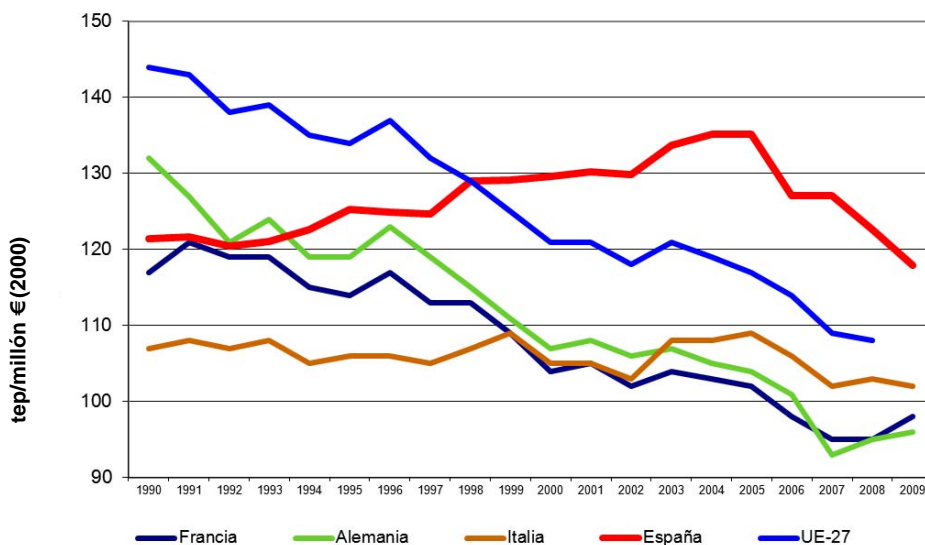


Fuente: SEE

Figura 2.11. Relación entre los precios de la energía y la intensidad energética final

2.2.4. Comparación con los países de la UE

El cambio de tendencia en la evolución de la intensidad de energía final que tuvo lugar en 2004, ha supuesto una aproximación de España a la tendencia de los países europeos, al contrario de lo que sucedía en períodos anteriores, que presentaban evoluciones divergentes, con crecimiento en España y descenso en la mayoría de los países del entorno. Dado que, al igual que en la mayoría de países comunitarios, en los últimos años hay una tendencia a la baja del indicador de intensidad de energía final, más acusada en España que en los países de la UE, la evolución en ésta presenta una tendencia a la convergencia con la media europea.



Fuente: EnR/IDAE. Datos Eurostat

Figura 2.12 Evolución de la intensidad final en países de la UE

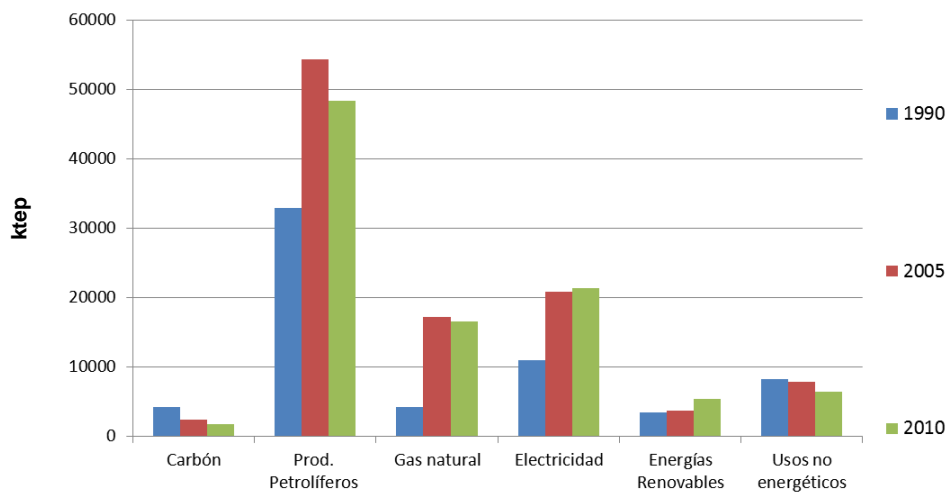
2.3. Evolución de la estructura de energía final (mix EF)

El consumo de energía final en España durante 2010, incluyendo el consumo para usos no energéticos, fue de 99.838 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep), siendo el crecimiento correspondiente al período 2000-2010, del 10,5%. Este moderado incremento fue debido a la fuerte reducción de la intensidad energética de la economía a partir de 2005, con, lo que, sumado a la crisis económica, supuso un menor consumo de energía final en todos los sectores, y en especial en el industrial y el transporte. En el periodo anterior, 1990-2005, el crecimiento medio anual del consumo de energía final fue del 3,4%, al contrario de los sucedido entre 2005 y 2010, en que se produjo una caída de la demanda media anual del 1,2%.

ktep	1990	Estr. (%)	2005	Estr. (%)	2010	Estr. (%)	% var anual 2005/1990	% var anual 2010/05
Carbón	4271	6,7	2424	2,3	1693	1,7	-3,7%	-6,9%
Prod. Petrolíferos	32961	51,4	54376	51,2	48371	48,4	3,4%	-2,3%
Gas natural	4157	6,5	17145	16,1	16573	16,6	9,9%	-0,7%
Electricidad	10975	17,1	20836	19,6	21410	21,4	4,4%	0,5%
Energías Renovables	3418	5,3	3678	3,5	5375	5,4	0,5%	7,9%
Total usos energéticos	55782	87,0	98458	92,6	93423	93,6	3,9%	-1,0%
Usos no energéticos	8306	13,0	7842	7,4	6416	6,4	-0,4%	-3,9%
Prod. Petrolíferos	7932	12,4	7362	6,9	5941	6,0	-0,5%	-4,2%
Gas natural	374	0,6	480	0,5	475	0,5	1,7%	-0,2%
Total usos finales	64088	100,0	106300	100,0	99838	100,0	3,4%	-1,2%

Fuente: SEE

Tabla 2.1 Consumo de energía final por fuentes



Fuente: SEE

Figura 2.13. Evolución del consumo de energía final por fuentes

A continuación se detalla la evolución por fuentes energéticas, del consumo de energía final:

Carbón

En 2010, el consumo final de carbón supuso el 1,7% de la demanda de energía final total, habiendo descendido un 6,9% de media anual desde 2005 y un 3,7% de media anual entre 1990 y 2005. Esta senda decreciente se debe a que el consumo final de carbón se concentra fundamentalmente en el sector industrial de la siderurgia, que consume más del 60% del total, repartiéndose el resto entre otras industrias, en particular la cementera, y el sector residencial, cuyo consumo está en proceso de extinción debido a la sustitución por otros combustibles. En la siderurgia la demanda de carbón viene disminuyendo en los últimos años debido a la menor actividad de este sector. Este mismo patrón descendente de la demanda también se da en el resto en el resto de sectores industriales.

Productos petrolíferos

El consumo final de productos petrolíferos en 2010, incluyendo usos no energéticos, fue de 54.312 ktep y supuso el 54,4% del total de la demanda de energía final, con un descenso medio anual del 2,5% respecto al de 2005, lo que contrasta con el crecimiento experimentado en el período 1990-2005, que fue del 2,8%. La demanda

de productos petrolíferos está perdiendo peso en la estructura de consumos finales debido a que su uso se está concentrando progresivamente en el transporte, ya que su demanda en la industria, los servicios y el sector residencial, está siendo sustituida por gas, electricidad y energías renovables.

Desde 1995, y sin considerar los últimos años de crisis, destaca el fuerte crecimiento de la demanda de gasóleo auto, debido al aumento del tráfico de mercancías y del parque de turismos con cambio hacia motores diesel en los turismos nuevos, todo ello en detrimento del consumo de gasolina. Por su parte, la demanda de querosenos ha aumentado fuertemente, debido al crecimiento de la demanda de transporte aéreo.

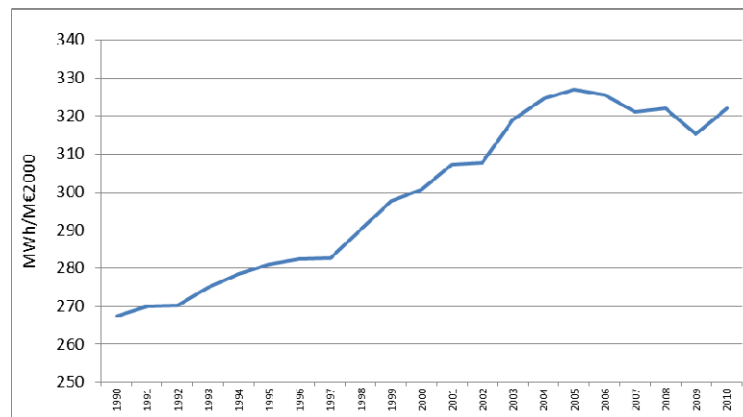
Finalmente, en el sector doméstico y terciario, bajó la demanda de gasóleo C para calefacción y también la de GLP, debido a la sustitución por gas natural.

Gas natural

El consumo final de gas en 2010 fue de 17.048 ktep, el 17,1% de la demanda final total, incluyendo usos no energéticos, experimentando un ligero descenso del 0,7% medio anual respecto al de 2005, debido especialmente a la caída de la demanda de 2009. Sin embargo, en el período 1990-2005, el consumo registró un crecimiento del 9,5% medio anual. El gas natural ha pasado de tener una participación muy baja en la estructura de energía final en 1990, el 7,1%, a tener un peso muy significativo a día de hoy, debido a la extensión del suministro de esta energía en todo el territorio y en todos los sectores consumidores (industrial, servicios y residencial).

Energía eléctrica

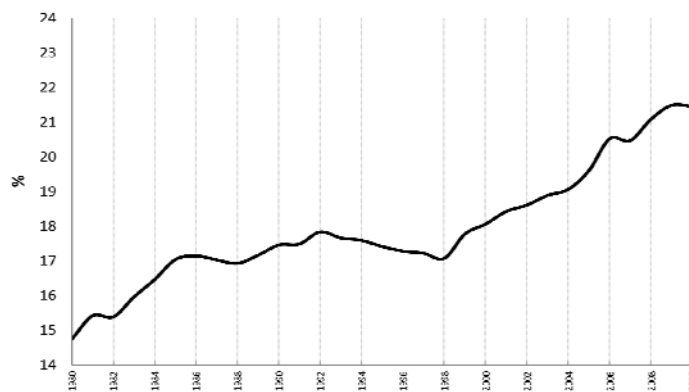
Como se observa en la tabla 2.1, la demanda de energía eléctrica creció a una tasa media del 4,4% anual entre 1990 y 2005 y al 0,5% desde 2005 hasta hoy, en ambos casos, muy por encima del aumento del consumo de energía final total. Estas altas tasas son atribuibles a la actividad económica que ha ido ganando en intensidad eléctrica; y ello a pesar de la mejora de eficiencia de los nuevos equipos.



Fuente: SEE

Figura 2.14. Evolución de la intensidad eléctrica final

En la estructura de consumo de energía final por fuentes, para usos energéticos, la electricidad sigue aumentando su penetración de forma continua a una tasa media próxima al 2% anual, pasando del 19,1% en 2004 al 21,8% en 2010.



Fuente: SEE

Figura 2.15. Evolución de la penetración de la electricidad en el consumo de energía final

Energías renovables

Las energías renovables contribuyeron al balance de energía final de 2010 con 5.375 ktep, el 5,4% del total y con un crecimiento medio del 0,5% anual entre 1990 y 2005 y del 7,9% desde 2005 hasta hoy, lo que refleja el apoyo de la política energética española a las energías renovables desde 2005. En este consumo, destacan los biocarburantes, que han alcanzado 1.442 ktep en 2010, desarrollándose precisamente a partir de 2005.

2.4. Evolución de la demanda de energía final por sectores

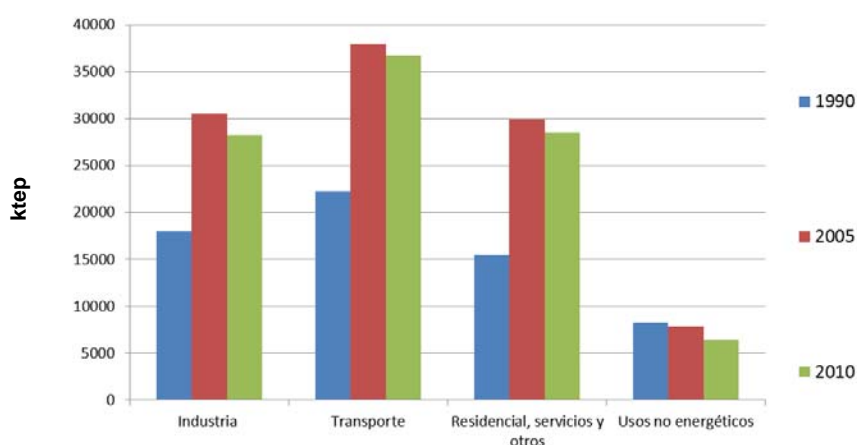
En el análisis por grandes sectores consumidores de energía, también ha habido diferencias sustantivas entre la tendencia de los consumos en el período 1990-2005, con fuerte crecimiento de la demanda, y el descenso posterior de la misma.

En la industria, en el período 1990-2005, creció la demanda de usos energéticos a una tasa anual del 3,7%, habiéndose incrementado la participación de este sector en la estructura de consumos. Por el contrario, desde 2005, la mejora de eficiencia energética, unida al aumento de peso de los sectores industriales menos intensivos en consumo de energía, ha hecho que esta demanda haya disminuido a una tasa del 1,9% anual, lo que se ha traducido en una reducción del peso de la industria en la estructura de energía final. También ha bajado el consumo de materias primas de uso no energético en la industria.

ktep	1990	Estr. (%)	2005	Estr. (%)	2010	Estr. (%)	% var anual 2005/1990	% var anual 2010/05
Industria	18041	28,2	30994	29,2	28209	28,3	3,7%	-1,9%
Transporte	22246	34,7	38100	35,8	36744	36,8	3,7%	-0,7%
Residencial, servicios y otros	15495	24,2	29365	27,6	28470	28,5	4,4%	-0,6%
Total usos energéticos	55782	87,0	98459	92,6	93423	93,6	3,9%	-1,0%
Usos no energéticos:	8306	13,0	7842	7,4	6416	6,4	-0,4%	-3,9%
Total usos finales	64088	100,0	106301	100,0	99838	100,0	3,4%	-1,2%

Fuente: SEE

Tabla 2.2. Consumo de energía final por sectores



Fuente: SEE

Figura 2.16. Evolución del consumo de energía final por sectores

En el transporte, también se registró un fuerte crecimiento del 3,7% anual entre 1990 y 2005, dándose, igualmente, un descenso posterior, aunque el peso sobre el total de la demanda de energía final ha continuado creciendo.

En el sector doméstico y el terciario, el crecimiento en el primer período fue superior al del resto de sectores, 4,4% de media anual, mientras que a partir de 2005 bajó al 0,6% de media anual. El resultado es que el peso en la estructura de consumo final es ya ligeramente superior a la demanda de energía de la industria, excluidos los usos no energéticos.

2.5. Evolución de la demanda de energía primaria

La demanda de energía primaria se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final no eléctrico los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica) y las pérdidas.

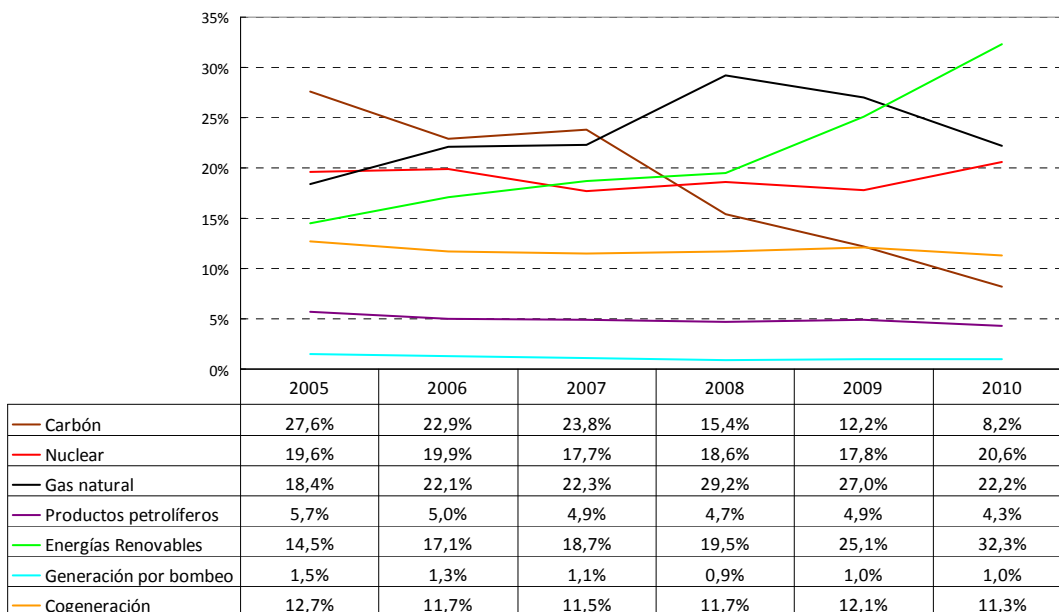
El consumo de energía primaria en España en 2010 fue de 131.927 ktep, con una caída media anual del 1,9% respecto al de 2005. En el período anterior, 1990-2005, el crecimiento del consumo primario fue del 3,2% de media anual.

Esta evolución se debe tanto a la evolución de la demanda final ya analizada, como al cambio hacia una estructura más eficiente de generación eléctrica que está produciéndose desde 2005. En concreto, el aumento de las producciones eléctricas eólicas, solares y la generación hidroeléctrica, ha permitido reducir la generación termoeléctrica con carbón y productos petrolíferos, cuyo rendimiento es menor.

2.5.1. Cambio en la estructura de generación eléctrica

Entre 2005 y 2010, se ha producido una profunda transformación del mix de generación eléctrica. En particular, se han puesto en servicio 18,7 GW de centrales térmicas de ciclo combinado, se ha añadido una potencia nueva al parque de generación de electricidad de 17 GW de generación con renovables y 1,5 GW de cogeneración. Adicionalmente, se han retirado 10,2 GW de grupos generadores convencionales de carbón, gas y productos petrolíferos.

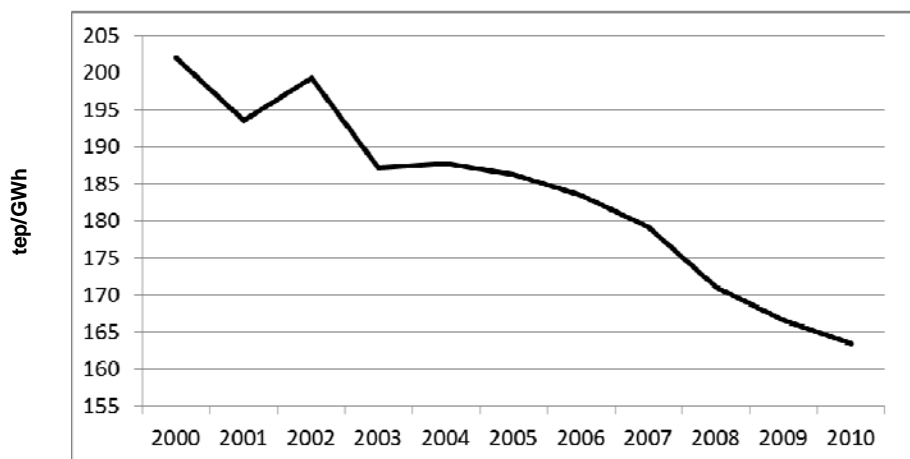
En términos de energía, la generación con carbón, excluyendo cogeneración, ha bajado del 27,6% en 2005 al 8,2% en 2010; también ha perdido peso la generación con productos petrolíferos. Por el contrario, la generación con gas, excluyendo cogeneración, ha subido del 18,4% al 22,2% y con renovables del 14,5% al 32,3%.



Fuente: SEE

Figura 2.17. Estructura de generación eléctrica bruta

Como consecuencia de este sustancial cambio de estructura, el consumo de energía para la generación de electricidad, ha disminuido un 10,1% en el período 2005-2010.



Fuente: SEE

Figura 2.18. Consumo específico de energía primaria para generación eléctrica bruta (tep/GWh)

2.5.2. Evolución de la demanda de energía primaria

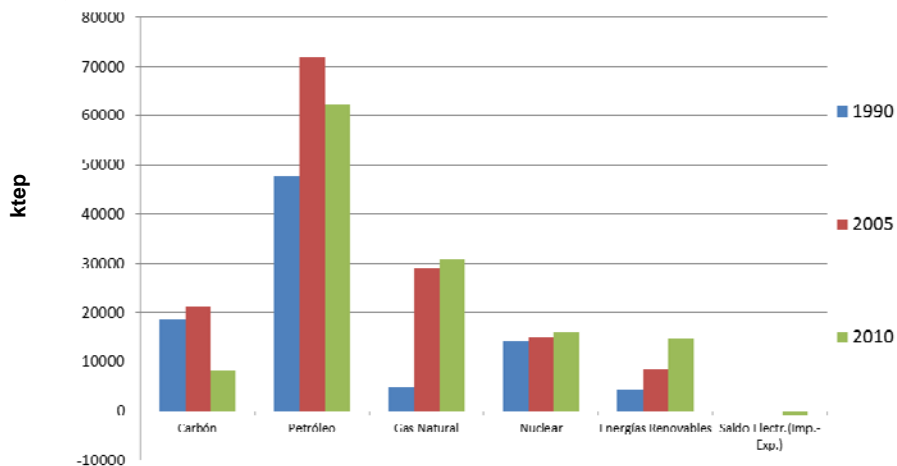
Por fuentes de energía primaria, cabe destacar:

- El consumo total de **carbón** alcanzó en 2010 el 6,3% del consumo total, es decir, 8.271 ktep. Se aprecia que se ha producido una caída muy importante del peso de esta energía en la estructura de energía primaria, ya que en 1990 representaba el 20,9% y en 2005 todavía tenía un peso del 14,6%. El cambio se ha debido fundamentalmente a la menor generación eléctrica con este combustible.
- El consumo de **petróleo** supuso el 47,3% del consumo total de energía en 2010, 62.358 ktep, con aumento medio anual del 2,8% entre 1990 y 2005 un descenso del 2,8% medio desde 2005. El peso del consumo de petróleo sobre el total de energía primaria, ha registrado un descenso continuado, debido fundamentalmente a la reducción de su consumo final mencionado anteriormente, ya que el consumo en generación eléctrica bajó fuertemente en la década de los años 80 y continuó desde 1990 con un descenso adicional del 20%, por lo que actualmente tiene una influencia poco significativa sobre el total de consumo de productos petrolíferos.
- La demanda total de **gas natural** fue de 31.003 ktep en 2010, con un peso del 23,5%, peso que ha venido creciendo fuertemente desde 1990, tanto en usos finales como en generación eléctrica, en este último caso como consecuencia del crecimiento del uso de gas tanto en cogeneración como en centrales de ciclo combinado.
- Las **energías renovables** contribuyen al balance total de 2010 con 14.910 ktep, el 11,3% del total, y su peso ha ido creciendo desde 1990, si bien especialmente a partir de 2005, con un crecimiento medio anual superior al 12%. Este aumento se debe a los usos directos finales, ya indicados, así como al consumo en generación eléctrica a partir de eólica, biomasa, solar, etc.
- La producción de energía eléctrica de origen **nuclear** alcanzó 16.102 ktep en 2010, un 12,2% del total. Su peso sobre la generación eléctrica total ha venido reduciéndose en los últimos años, a medida que ha ido creciendo el consumo total de energía primaria, sin aumento de la potencia instalada de generación nuclear.

ktep	1990	Estr. (%)	2005	Estr. (%)	2010	Estr. (%)	% var anual 2005/1990	% var anual 2010/05
Carbón	18831	20,9	21183	14,6	8271	6,3	0,8%	-17,1%
Petróleo	47741	52,9	71765	49,4	62358	47,3	2,8%	-2,8%
Gas Natural	5025	5,6	29116	20,0	31003	23,5	12,4%	1,3%
Nuclear	14138	15,7	14995	10,3	16102	12,2	0,4%	1,4%
Energías Renovables	4545	5,0	8371	5,8	14910	11,3	4,2%	12,2%
Saldo Electr.(Imp.-Exp.)	-36	0,0	-116	-0,1	-717	-0,5	8,1%	44,0%
Total energía primaria	90244	100,0	145314	100,0	131927	100,0	3,2%	-1,9%

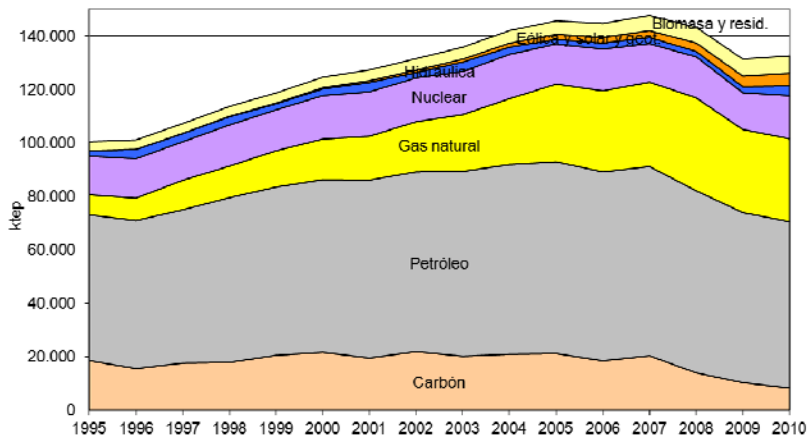
Fuente: SEE

Tabla 2.3. Consumo de energía primaria



Fuente: SEE

Figura 2.19. Evolución del consumo de energía primaria

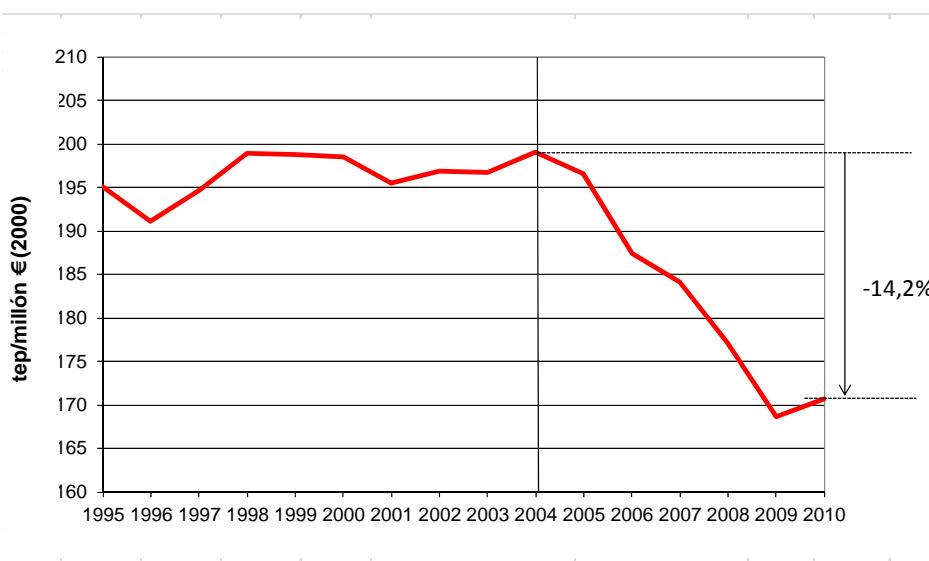


Fuente: SEE

Figura 2.20. Evolución del consumo de energía primaria

2.5.3. Intensidad energética primaria

La intensidad energética primaria ha mejorado desde 2005, por encima de la mejora de la intensidad final antes indicada. Esto se ha debido al incremento del consumo de las energías renovables y a la generación eléctrica de alta eficiencia, en particular la generación con gas en centrales de ciclo combinado, y la cogeneración, lo que se ha traducido en una mejora de la eficiencia de la transformación de la energía primaria en electricidad, como se refleja en la figura 2.18. En la figura 2.21 puede observarse la caída de la intensidad energética primaria entre 2004 y 2010.



Fuente: SEE

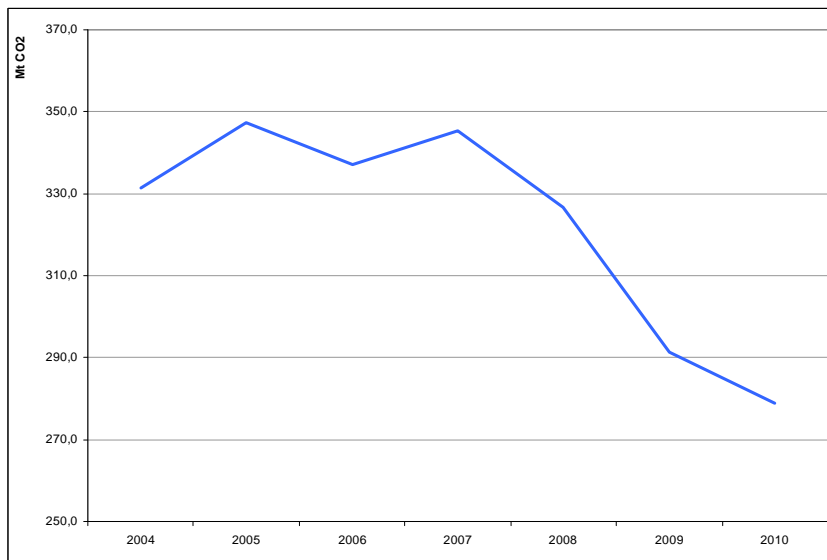
Figura 2.21. Evolución de la intensidad energética primaria

Desde 2004 hasta 2007, período anterior a la crisis económica, la intensidad energética primaria disminuyó un 7,5%. En los años 2008 y 2009, a pesar de la menor actividad económica y, por tanto, de la menor demanda eléctrica y de productos petrolíferos, los sectores transformadores han continuado mejorando su eficiencia, de modo que entre 2004 y 2009, el descenso de la intensidad de energía primaria fue del 15,3%. En 2010 el consumo energético primario ha aumentado ligeramente, derivado del aumento de los consumos finales antes mencionado. Con todo, este aumento ha sido inferior al incremento del consumo final, debido a la mejora de eficiencia en ese año. En el período 2004-2010, la intensidad energética primaria ha bajado un 14,2%.

Cabe destacar que, si bien la crisis económica ha contribuido de forma significativa a la caída de la demanda de energía en 2008 y 2009, el cambio de tendencia se inició tres años antes como consecuencia de la aplicación de políticas de ahorro y eficiencia y de sus efectos sobre la intensidad energética primaria.

2.6. Emisiones de CO₂ procedentes del consumo y transformación de la energía.

Las emisiones estimadas de CO₂ procedentes del consumo y transformación de la energía han bajado un 15,8% entre 2004 y 2010.

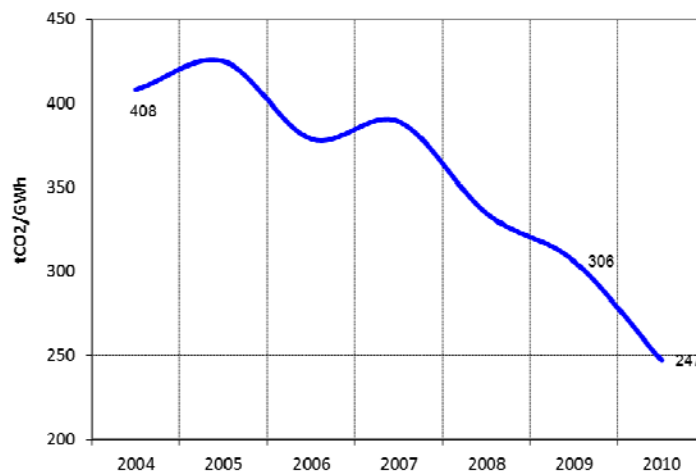


Fuente: SEE

Figura 2.22. Evolución de las emisiones estimadas de CO₂ procedentes del consumo y transformación de la energía

En particular ha tenido una gran relevancia la reducción de emisiones producidas en el sector eléctrico. Entre 2005 y 2010 se ha producido una reducción de 47,6 Mt CO₂, al pasar de unas emisiones de 119,5 Mt CO₂ en 2005 (verificadas) a 71,7 Mt en 2010 (estimadas).

Derivado de la nueva estructura de generación, las emisiones específicas de la generación eléctrica neta han bajado un 39,4% entre 2004 y 2010, como puede apreciarse en la figura 2.23.

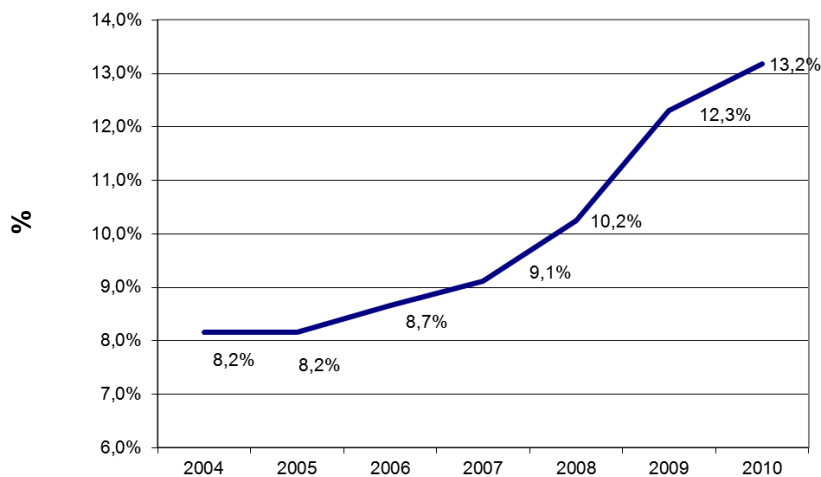


Fuente: SEE

Figura 2.23 Evolución de las emisiones específicas de la generación eléctrica neta

2.7. Aportación de las energías renovables al consumo de energía final bruta

La Directiva 2009/28/CE obliga a España a que en 2020 las energías renovables representen al menos un 20% del consumo de energía final bruta. Aplicando la metodología aprobada por la Comisión Europea para el cálculo del peso de las energías renovables en el consumo de energía final bruta, esta aportación ha pasado del 8,2% en 2004 al 13,2% en 2010, por lo que se estima que estamos en la senda adecuada para alcanzar el objetivo mencionado.

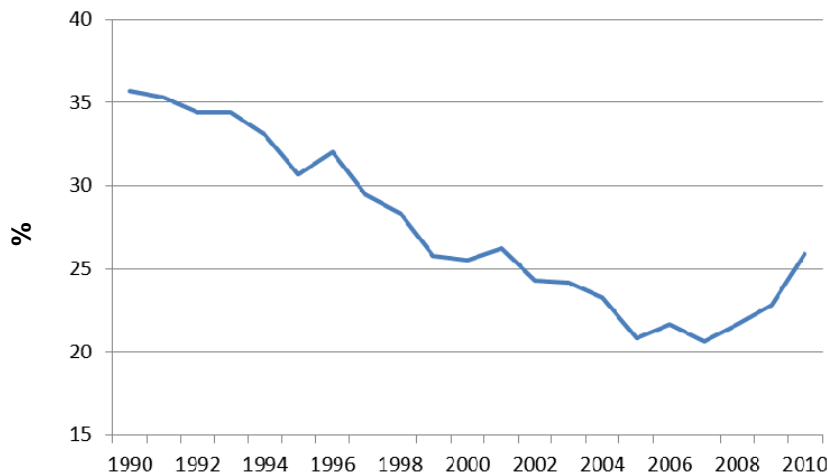


Fuente: SEE

Figura 2.24. Evolución del peso de las energías renovables en la energía final bruta (Metodología Comisión Europea)

2.8. Producción de energía y grado de autoabastecimiento

El fuerte aumento de la participación de las energías renovables en el abastecimiento de energía primaria ha hecho que cambie también la tendencia al descenso del grado de autoabastecimiento que se produjo hasta 2005, por lo que a partir de ese año se ha producido una mejora de la garantía de suministro.



Fuente: SEE

Figura 2.25. Evolución del grado de autoabastecimiento (% producción interna sobre consumo primario)

3. Escenarios de previsión

De acuerdo con lo especificado en el artículo 79 de la LES, se han realizado tres escenarios, uno central, que se considera el más probable, y otros dos, superior e inferior, para analizar los efectos de posibles desviaciones respecto de este escenario central. Estos dos últimos escenarios están basados en un mayor y menor crecimiento de la demanda de energía sobre el del escenario central, consecuencia de un distinto crecimiento del PIB y de la intensidad de energía final.

Los escenarios incorporan:

- La evolución reciente de los mercados energéticos, con el importante cambio de tendencia registrado en las intensidades energéticas de la economía española. Esta evolución se considera consolidada y extensible al período de previsión de esta nueva Planificación.
- Las tendencias económicas y energéticas actuales, previstas en los mercados internacionales, presentando lo que se considera la perspectiva futura más probable.
- Los compromisos medioambientales que afectan al sector energético, en particular los relativos al cambio climático.
- Las previsiones y compromisos recogidos en planes específicos actualmente vigentes y su posible extensión dentro del período de la Planificación:
 - La Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 y sus Planes de Acción, así como los Planes que están actualmente en preparación y que extienden el horizonte de mejora de eficiencia de la economía hasta 2020.
 - El Plan de Energías Renovables 2011-2020.
 - El Plan nacional de reserva estratégica de carbón.
 - El Plan Integral de Política Industrial (PIN-2020).

3.1. Marco de referencia

Tanto la Comisión Europea como la AIE, en sus trabajos de prospectiva a largo plazo, consideran como entorno más probable en los mercados energéticos mundiales, los siguientes:

- *Mantenimiento de las políticas energéticas actuales:* las políticas energéticas mantendrán sus programas y políticas actuales, orientadas a la sostenibilidad y seguridad del abastecimiento.
- *Crecimiento de la demanda energética:* una vez que las economías hayan remontado la crisis, el consumo mundial de energía volverá a crecer al ritmo previo a la misma, con tasas cercanas al 2% anual hasta 2020. Este aumento provendrá, fundamentalmente, de las economías emergentes.
- *Continuidad del predominio de las energías fósiles:* las energías fósiles continuarán manteniendo su papel predominante, cubriendo más de dos tercios del incremento total de la demanda de energía primaria hasta 2020. En términos absolutos, el carbón supondrá el mayor incremento, seguido del gas y el petróleo. No obstante, el petróleo seguirá representando el principal componente de la energía primaria, pero su peso irá descendiendo desde el 34% actual hasta el 32% en 2020.
- *Generación y consumo de electricidad:* Los incrementos en la demanda de gas y carbón se deberán principalmente, al consumo para generación eléctrica. La demanda mundial de electricidad se estima que crecerá a una media del 2,5% hasta el 2030. El 80% de la nueva demanda provendrá de países no pertenecientes a la OCDE, especialmente de China.
- *Desarrollo de las energías renovables:* Los elevados precios de los combustibles fósiles y la creciente preocupación de los Estados por el cambio climático y la seguridad energética seguirán impulsando los programas públicos de apoyo a las energías renovables en muchas partes del mundo.
- *El gas ocupa un papel central en las políticas energéticas:* En todos los escenarios planteados por los Organismos antes citados, la demanda de gas natural continuará su tendencia alcista, con crecimiento anual medio del 2,5% hasta 2020. Este crecimiento provendrá de China e India, así como de Oriente Medio. Entre los motivos que explican la mayor demanda de gas, destacan:
 - La necesidad de diversificar las fuentes energéticas en muchos países altamente dependientes del petróleo y el carbón.
 - La competitividad del gas como combustible en la producción eléctrica y sus ventajas medioambientales frente a otros combustibles fósiles.
 - Las reservas probadas de gas son suficientes para abastecer este aumento de demanda previsto, aunque el coste para obtener esos recursos irá en aumento.

- **Eficiencia energética.** La eficiencia energética se sigue considerando el principal instrumento para lograr los objetivos de política energética, en particular los relativos al cambio climático. Por tanto, los gobiernos seguirán desarrollando programas específicos.
 - Los programas sobre transporte tendrán tres líneas principales: mejorar la eficiencia, extender la utilización de biocarburantes y promover la incorporación de nuevas tecnologías en los vehículos, en particular, los vehículos híbridos y eléctricos.
 - Algunos estudios consideran que, hacia 2020, el potencial de desarrollo de los motores híbridos podría llegar a alcanzar el 20% de las ventas de vehículos y los modelos híbridos enchufables y vehículos eléctricos, alrededor del 10%. Estas estimaciones se sitúan por encima de lo considerado en el escenario aquí descrito.
 - En transporte aéreo, seguirán las líneas de apoyo a la mejora en la eficiencia en las aeronaves y el uso de biocarburantes.
 - La descarbonización del sector eléctrico desempeña asimismo un papel esencial en la reducción de emisiones, principalmente a través del cambio en la estructura de fuentes de generación y tecnologías eficientes.

3.2. Factores clave en la definición de los escenarios

Precios energéticos en los mercados internacionales

Los escenarios de prospectiva energética estimados por los Organismos citados (IEA Outlook. Comisión Europea, D.G. Energía, Simulación modelo PRIMES julio 2010), esperan, como se ha indicado, un crecimiento estable de la demanda mundial de energías fósiles, acompañado de oferta suficiente pero con mayores costes de producción. Esto provocará, como tendencia en esta década, que los precios del petróleo crudo para Europa se mantendrán por encima de los 100 \$2008/barril, hasta alcanzar alrededor de 110 \$2008/barril en 2020, es decir, cotizaciones altas aunque inferiores a las máximas registradas antes de la crisis iniciada en 2008.

En cuanto al precio del gas, de acuerdo con un estudio realizado por el IDAE dentro del proceso de elaboración del Plan de Energías Renovables 2011-2020, en 2020 éste se situará entorno a los 27,5 €2010/MWh. Este valor se encuentra dentro del rango de precios estimados en el *World Energy Outlook 2010* de la Agencia Internacional de la Energía, los cuales fluctúan entre los 26,3 €(2010)/MWh del *450 Scenario* y los 30,0€(2010)/MWh del *Current Policies Scenario*.

Los precios del carbón seguirán estando por debajo de los del crudo y el gas en todo el período y con crecimiento del diferencial favorable, ya que crecerán a tasas inferiores a las del crudo y el gas.

Respecto al precio del CO₂ se han tomado en consideración escenarios basados en los estudios antes citados, que incluyen la política de reducción de emisiones en la UE y a nivel mundial. El precio del CO₂ viene determinado por el mercado de derechos de emisión en el que participan las empresas sometidas al sistema EU-ETS, pero esta cotización tiene un papel de referencia muy importante como coste marginal. La conclusión es que los precios del CO₂ se encontrarán en el entorno de 25-30 €/ton 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 fijarán objetivos similares de reducción de emisiones. En este escenario se ha asumido un precio de 25 €/2010/ton CO₂.

Esta evolución de precios se considera compatible con los crecimientos de la economía que se han tomado como base de esta planificación. Los análisis de sensibilidad realizados con escenarios de precios superiores a los indicados hasta 2020 muestran que se registraría una demanda energética menor que la obtenida en los escenarios presentados en este documento, derivada del menor crecimiento económico. En caso de mantenerse los precios del petróleo en valores más altos a largo plazo, la demanda energética se contraería.

Demografía

Las tendencias demográficas actuales indican que se está produciendo una ralentización del crecimiento de la población, tras el significativo aumento de los últimos años derivado, fundamentalmente, del fenómeno inmigratorio y que contribuyó al crecimiento de los consumos energéticos y de equipamiento de hogares y transporte.

En este trabajo de planificación, se ha considerado la evolución de población dada por el INE en sus proyecciones, que suponen hasta 2020 una moderación de las entradas netas de inmigrantes. Como consecuencia de esta estimación el total de habitantes en 2020 estará alrededor de los 48,3 millones, sólo ligeramente superior a la cifra actual.

El análisis por edades muestra que este estancamiento de la población provocará un aumento de los estratos de población no activa, con menor potencial de consumos, entre ellos los energéticos.

Evolución económica

El escenario central se ha realizado con la hipótesis de un crecimiento estable de la economía y del comercio mundial de bienes y servicios, correspondiendo a la UE-27, según los últimos trabajos de prospectiva energética de la Comisión Europea, un crecimiento medio anual del 2,2% hasta 2020. Este crecimiento se considera compatible con los escenarios indicados de precios de las energías primarias.

En este contexto, la hipótesis central de crecimiento de la economía española se corresponde con la del escenario macroeconómico del Gobierno actualmente vigente, extendido hasta el período de previsión de este documento. Sobre esta senda central, se han realizado dos análisis de sensibilidad a evoluciones económicas superior e inferior, las cuales se recogen en la tabla 3.1.

% var PIB	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Media 2010-20
Alto	1,8%	2,8%	2,9%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Central	1,3%	2,3%	2,4%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
Bajo	0,8%	1,8%	1,9%	2,1%	2,0%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%

Fuente: Ministerio de Economía y Hacienda; SEE

Tabla 3.1. Escenarios de crecimiento del PIB en el periodo 2011-2020

Se trata de estimaciones prudentes, teniendo en cuenta la comparación con el período 1995-2010 (3,2% de crecimiento medio) o incluso el período más largo 1980-2010 (3%).

En la industria, se prevé que se produzcan modificaciones en su estructura, implantándose industrias de alto valor añadido, de nuevas tecnologías intensivas en capital y perdiendo peso las industrias intensivas en mano de obra y en energía, cuyos aumentos de capacidad tenderán a situarse en países con menores costes laborales o mayor dotación de materias primas.

En los escenarios, se ha considerado que para la industria del acero y del resto de metalurgia básica, se prevé el mantenimiento de su actividad en niveles similares a los anteriores a la crisis, a pesar del crecimiento de la demanda. En otros subsectores energéticamente intensivos, como el de materiales de construcción, se prevé una reactivación derivada de la demanda externa, dado que para el sector de la construcción interno se prevén, como media, crecimientos del valor añadido similares a los del PIB para el horizonte temporal considerado. Estos valores, bastante inferiores a los obtenidos en los años pre-crisis, son consecuencia del menor crecimiento de la demanda. La inversión pública en infraestructuras se estima que se reactivará con la recuperación del crecimiento.

En el sector químico hay dos pautas diferenciadas: la química básica, que es intensiva en energía y que tendrá un comportamiento similar al de metalurgia, y la química de productos especiales y farmacéuticos que continuará con las inversiones en tecnología y tendrá un aumento de capacidad y mejora de su intensidad energética.

Se estima que los servicios continuarán creciendo por encima del conjunto de la economía, ganando peso en la estructura de la misma.

A priori, se considera que el sector transporte seguirá ganando terreno en la estructura de consumo final de energía; en particular el transporte por carretera, por su mayor peso, y el aéreo, por su crecimiento, serán responsables de esa tendencia. Con respecto a la carretera, además del aumento en el transporte de mercancías asociado a un significativo nivel de actividad económica, hay que tener en cuenta que los vehículos privados seguirán dominando el transporte de pasajeros, estimándose que la tasa de equipamiento de automóvil crecerá hasta valores próximos a la saturación al final del período de previsión, debido a la ralentización del crecimiento de la población y menor tamaño de las unidades familiares.

Cabe señalar que todo ejercicio de planificación requiere la elaboración de escenarios y que éstos llevan incorporados diferentes hipótesis sobre un conjunto de variables consideradas exógenas, como los precios de las materias primas energéticas, la población, el crecimiento económico, o sobre las políticas sectoriales, como la de vivienda, la de residuos, la de transporte, etc. Por tanto, si durante el periodo de planificación se produjeran evoluciones significativamente diferentes de estas variables con respecto a las consideradas en los escenarios, podría ser necesaria su reformulación y, en su caso, revisión de objetivos, a fin de asegurar el cumplimiento de los mismos para el año 2020.

En particular, los escenarios de demanda energética y de crecimiento económico están sujetos constantemente a revisión, tanto de las predicciones para los siguientes años, como de los balances pasados que, efectivamente, han tenido lugar, debido a que el proceso de elaboración de las estadísticas es iterativo y va perfeccionándose conforme se obtiene más información al respecto. Es por ello que, para realizar un ejercicio de planificación a largo plazo, es necesario fijar la información disponible en un momento determinado, para construir a partir de ella los escenarios de evolución hacia el futuro. Debido a la obligación de someter a un proceso de consulta pública la versión preliminar de la Planificación Energética Indicativa 2011-2020, los datos del balance de energía de 2010 y las hipótesis exógenas utilizadas toman como referencia los supuestos del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, aprobado por el Consejo de Ministros del 29 de julio de 2011.

Medio ambiente

Como se ha indicado anteriormente, los objetivos medioambientales, bien provenientes de la política nacional o derivados de compromisos internacionales, representan un condicionamiento muy relevante en cuanto a tipos de energías a consumir, tecnologías de transformación y uso final, y evolución de la eficiencia energética.

Los escenarios tienen en cuenta los condicionantes ambientales derivados de la legislación de la UE, en particular los relativos a la Directiva de Techos Nacionales de Emisión, los límites de emisiones actualmente vigentes sobre SO₂, NO_x y partículas de la Directiva sobre Emisiones Industriales, Emisiones de Fuentes Móviles y Especificaciones de Productos Petrolíferos, así como los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero (GEI). En relación con las emisiones procedentes de generación eléctrica, los escenarios han considerado las limitaciones derivadas del Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión Existentes (PNRE-GIC), que contempla importantes reducciones de las emisiones de SO₂, NO_x y partículas de las mismas, en particular a partir del año 2016 donde son más estrictos los requisitos de emisión.

En relación con el cambio climático, los escenarios tienen en cuenta el objetivo de la UE de alcanzar unas reducciones de emisiones de GEI del 20% en el año 2020 respecto del año 1990, lo que comportará la necesidad de un mix de tecnologías de transformación más eficientes, especialmente en generación eléctrica, así como el incremento del consumo de energías renovables tanto finales como primarias.

Para reducir la emisión entre 2005 y 2020, se parte, a nivel de la UE del dato de 2005, debiendo reducirse en 2020, como media, alrededor del 14%, de los que el 21% es en los sectores sujetos a la directiva de comercio de derechos de emisión (EU-ETS) y el 10% en los denominados sectores difusos. La reducción en sectores difusos es responsabilidad de los Estados miembros, mientras que la reducción en sectores directiva, lo es de las empresas afectadas, que deberán comprar los correspondientes derechos de emisión en el mercado de derechos de CO₂, aunque aquéllos sectores en los que se considere que existe un riesgo de deslocalización industrial hacia países donde estas emisiones no están gravadas (riesgo de fugas de carbono, en la terminología de la UE), dispondrán de derechos gratuitos asignados de acuerdo con un método basado en el benchmarking.

3.3. Objetivos y medidas de la política energética

Los principios de la política energética son: garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia económica y la sostenibilidad medioambiental, en especial en lo referente al logro de los objetivos relativos al cambio climático.

Las medidas que se proponen para el cumplimiento de los principios anteriores son:

- Diversificación de las fuentes de suministro de energía, el desarrollo de las infraestructuras, la transparencia y competencia de los mercados energéticos, la creciente participación de las energías renovables y los programas de ahorro y eficiencia energética.
- Cumplimiento de los compromisos de España a nivel de la UE, de acuerdo con la Directiva de Energías Renovables y la Decisión de reparto del esfuerzo entre Estados miembros. Objetivo nacional mínimo de participación de las energías renovables en el consumo de energía final bruto del 20% en 2020. La participación de las energías renovables en todos los tipos de transporte en 2020 será como mínimo equivalente al 10% del consumo final de energía del sector transporte.
- Objetivo general de reducción de la demanda de energía primaria, sobre el escenario tendencial en ausencia de políticas activas de ahorro y eficiencia energética, coherente con el objetivo establecido para la Unión Europea del 20% en 2020 y con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asumidos por España. Estos objetivos serán compatibles con los fijados por la política energética española de lograr una mejora de intensidad energética final del 2% medio anual en el período 2010-2020.

De acuerdo a lo dispuesto por la LES en lo referente a la planificación energética, este documento contiene:

- Escenarios sobre la evolución futura de la demanda energética, y análisis de los recursos necesarios para satisfacerla, incluyendo las necesidades de nueva potencia eléctrica, con equilibrio entre la eficiencia del sistema, la seguridad de suministro y la protección del medio ambiente.
- En todos los escenarios se logra el cumplimiento de los objetivos de eficiencia, de energías renovables y medioambientales antes citados.

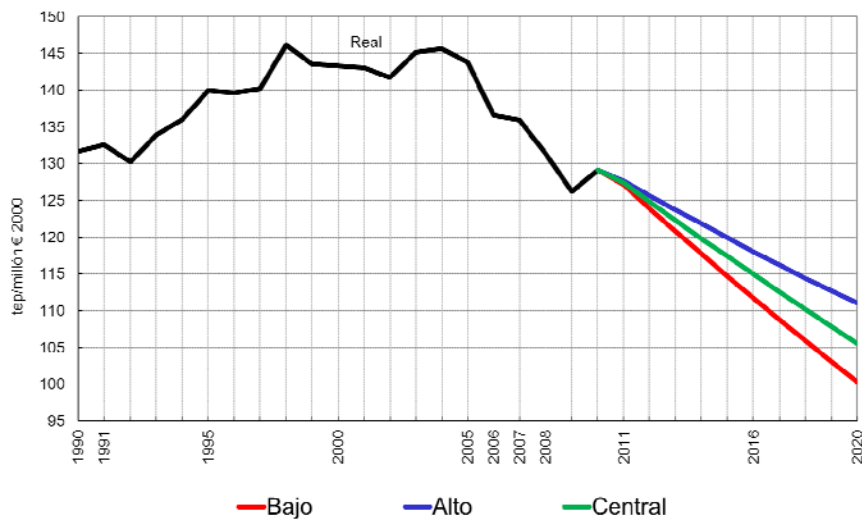
En particular, la planificación, en lo referente a la generación de energía eléctrica, tendrá en cuenta:

- La participación de las diferentes tecnologías en el largo plazo tenderá a reflejar la competitividad relativa de las mismas, y su aportación a la seguridad del suministro energético, incluyendo las contribuciones en términos de autosuficiencia, gestionabilidad y predictibilidad de las fuentes.
- Viabilidad de las inversiones en las tecnologías del régimen especial, que incentive un volumen de instalación compatible con los objetivos establecidos en los planes específicos.
- Consideración de las curvas de aprendizaje de las distintas tecnologías hasta alcanzar el umbral de competitividad con el coste de otras fuentes del mix de generación eléctrica y, en particular, con aquéllas que marcan el precio del mercado.
- Priorización en la incorporación de instalaciones que incorporen innovaciones tecnológicas, que optimicen la eficiencia de la producción, el transporte y la distribución, que aporten una mayor gestionabilidad a los sistemas energéticos y que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero, analizando en particular su ritmo de incorporación en el tiempo.

Finalmente, para analizar la sensibilidad de la demanda a desviaciones respecto a la evolución de la intensidad de energía final estimada en el escenario central, se han definido variaciones de más-menos 0,5% anual adicionales al valor previsto en el escenario central.

Por tanto, la intensidad energética final en el escenario alto disminuirá en el período 2010-20 a tasas medias del 1,5% anual, mientras en el bajo lo hará a tasas medias del 2,5% anual, lo que permite que al análisis de sensibilidad cubra una banda alrededor del valor más probable de mejora del 2% anual en el escenario central.

En la figura 3.1 puede apreciarse la evolución prevista de la intensidad de energía final en los tres escenarios.



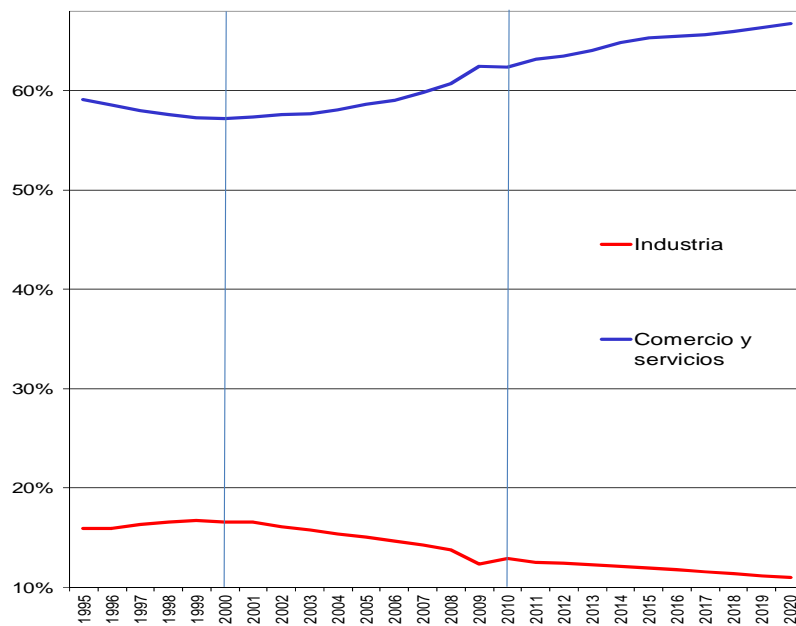
Fuente: SEE

Figura 3.1. Evolución prevista de la intensidad energética final. Escenarios alto, central y bajo

Cambios estructurales en el escenario central

Se estima que el efecto debido a los cambios estructurales de nuestro sistema productivo continuará contribuyendo a la reducción de la IEF, si bien el proceso de terciarización de nuestra economía será a menores tasas de cambio entre el sector industrial y el terciario, que las registradas en la pasada década.

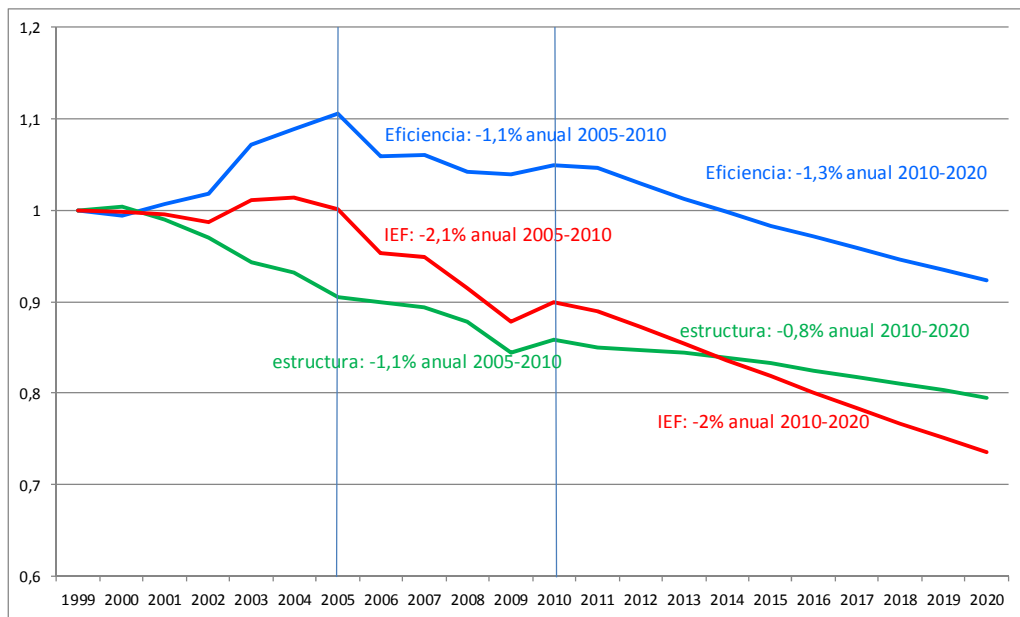
En la Figura 3.2.2 se recoge la evolución del peso en el PIB de los sectores industriales y servicios y la previsión hasta 2020.



Fuente: SEE

Figura 3.2. Evolución del peso sobre el PIB de la industria y el sector terciario en el escenario central

Se ha estimado también una evolución de la IEF intrasectorial de los distintos sectores productivos, a partir de la evolución experimentada en la década 2000-2010 y del potencial de mejora estimado para cada uno de ellos. A partir de estas estimaciones, se ha podido construir una proyección de los índices estructural e intrasectorial correspondiente a los sectores productivos.



Fuente: SEE

Figura 3.3. Evolución de la intensidad energética final y sus componentes

4. Previsión de la evolución energética española 2010-2020

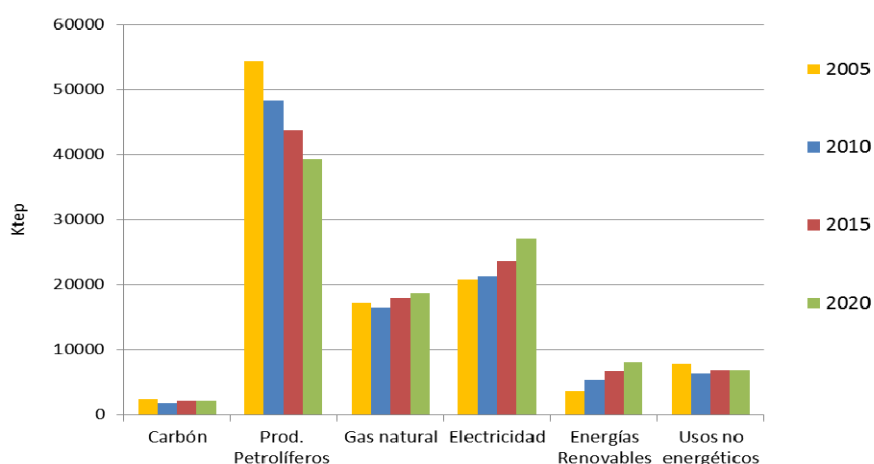
4.1. Consumo de energía final en el escenario central

El consumo de energía final en España en el Escenario central, se estima que alcanzará valores sólo ligeramente superiores a los actuales, con 102.220 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep) en 2020, considerando usos energéticos y no energéticos. En su estructura destaca el aumento del peso de la electricidad, del gas y de las renovables de uso final, que se compensan con el fuerte descenso del consumo de productos petrolíferos. En carbón para usos finales, sólo se estima la recuperación de los niveles de consumo anteriores a la crisis.

ktep	2005	Estr. (%)	2010	Estr. (%)	2015	Estr. (%)	2020	Estr. (%)	% var anual 2020/10
Carbón	2.424	2,4	1.693	1,7	2.175	2,1	2.146	2,1	2,4%
Prod. Petrolíferos	54.376	54,5	48.371	48,4	43.882	43,3	39.253	38,4	-2,1%
Gas natural	17.145	17,2	16.573	16,6	17.960	17,7	18.800	18,4	1,3%
Electricidad	20.836	20,9	21.410	21,4	23.717	23,4	27.085	26,5	2,4%
Energías Renovables	3.678	3,7	5.375	5,4	6.675	6,6	8.070	7,9	4,1%
Total usos energéticos	98.458	98,6	93.423	93,6	94.408	93,2	95.355	93,3	0,2%
Usos no energéticos	7.842	7,9	6.416	6,4	6.865	6,8	6.865	6,7	0,7%
Prod. Petrolíferos	7.362	7,4	5.941	6,0	6.415	6,3	6.415	6,3	0,8%
Gas natural	480	0,5	475	0,5	450	0,4	450	0,4	-1,0%
Total usos finales	106.300	106,5	99.838	100,0	101.273	100	102.220	100	0,2%

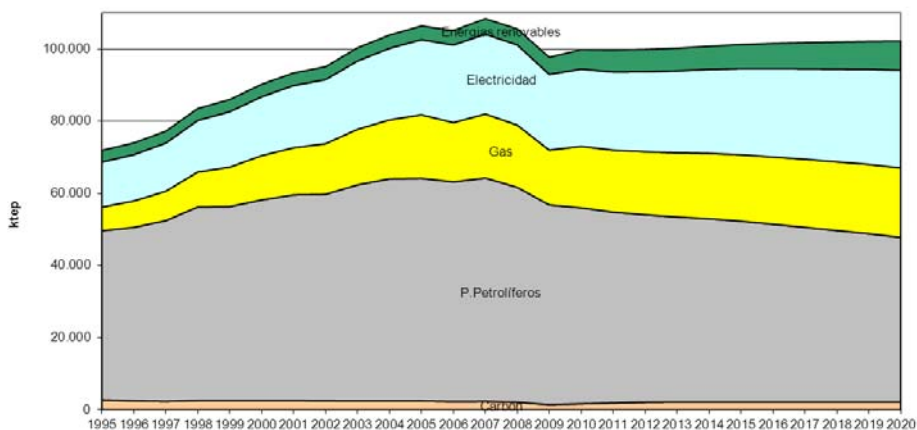
Fuente: SEE

Tabla 4.1. Evolución prevista del consumo de energía final. Escenario central



Fuente: SEE

Figura 4.1. Evolución prevista del consumo de energía final por fuentes



Fuente: SEE

Figura 4.2. Evolución prevista del consumo de energía final por fuentes

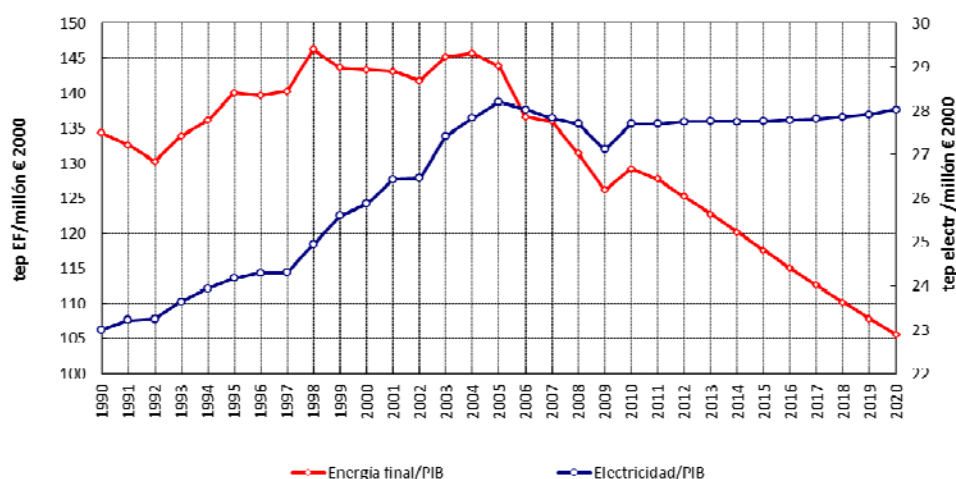
4.2. Intensidad energética final en el escenario central

Como ya hemos mencionado al hablar del marco de referencia, en el escenario central, se prevé una mejora media de la intensidad de energía final del 2% anual en 2010-2020. Este potencial se desarrollará apoyado en las medidas de ahorro previstas en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4), la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia, la introducción del automóvil eléctrico y el efecto de la progresiva saturación de algunos mercados al final del período de previsión. Estos ahorros de energía previstos se deducen del consumo de energías fósiles, no afectando al consumo de energías renovables que, de acuerdo con el Plan de Energías Renovables 2011-2020, experimentará un crecimiento de peso en la estructura de acuerdo a los objetivos de política energética ya citados.

	2010	2015	2020
PIB (*10 ⁹ € a precios ctes.2000)	772,9	862,5	969
% crecim.medio anual PIB		%2015/10= 2,2%	%2020/15= 2,4%
Población (Millones hab.)	47	47,8	48,3
Carbón/PIB (tep/millón €)	2,2	2,5	2,2
P. Petrolíferos/PIB (tep/millón €)	70,3	58,3	47,1
Gas/PIB (tep/millón €)	22,1	21,3	19,9
Electricidad/PIB (tep/millón €)	27,7	27,5	28
En.Renovables/PIB (tep/millón €)	7	7,7	8,3
Energía final total/PIB (tep/millón € 2000)	129,2	117,4	105,5
Energía final/población (tep/hab.)	2,1	2,1	2,1
Energía eléctrica/habitante (kWh/hab.)	5295	5774	6521

Fuente: SEE

Tabla 4.2. Evolución prevista de la intensidad energética final (Escenario central)



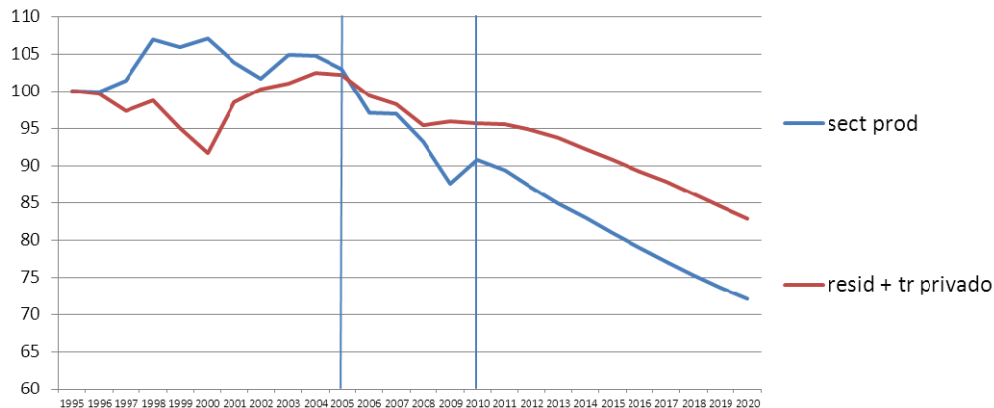
Fuente: SEE

Figura 4.3. Evolución prevista de la intensidad energética final (Escenario central)

El descenso esperado de la intensidad energética final hará que se pase de 129,2 en 2010 a 105,5 tep/millón € 2000 en 2020. Parte de esta mejora se deberá a cambios estructurales en la economía, donde los sectores más intensivos en consumo energético seguirán perdiendo peso progresivamente en la estructura del PIB, frente a otros sectores industriales menos intensivos y a los servicios, que tienen una intensidad comparativamente baja.

Los sectores productivos seguirán mejorando su eficiencia energética en el período de previsión, pero también lo harán los sectores residencial y transporte privado,

especialmente en la segunda mitad del período, derivado de las mejoras de eficiencia en usos finales y de la penetración de automóvil eléctrico e híbrido, así como los cambios modales, principalmente en transporte de mercancías.

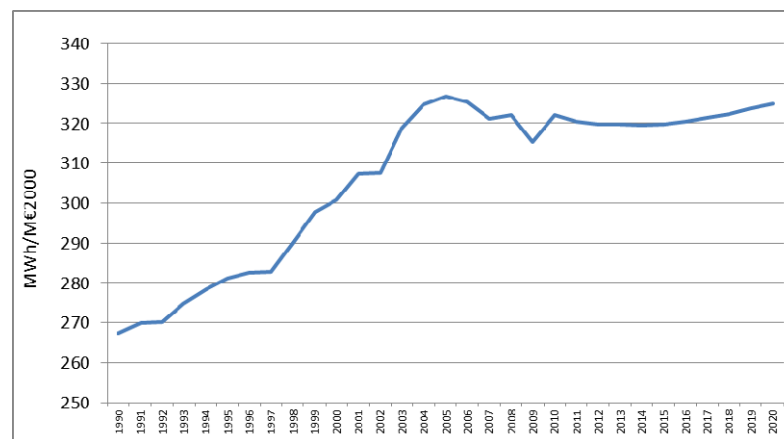


Fuente: SEE

Figura 4.4. Componentes sectoriales de la intensidad energética final (previsión Escenario central). Índice 1995 = 100

La intensidad eléctrica final sube sólo ligeramente, el 0,1% medio anual en el periodo de previsión, lo que supone también un importante cambio con relación al período precedente y registra, al final del período, la influencia del efecto del automóvil eléctrico.

Esta estabilización de la intensidad de energía eléctrica en el período 2010-2020 es consecuencia de la compensación de la reducción de la intensidad de energía final (-2% por año), con el incremento de la penetración de la electricidad en el mix de energía final, que se estima en torno al +2% por año y algo más al final del período, por efecto del desarrollo de los coches eléctricos.



Fuente: SEE

Figura 4.5. Evolución prevista de la intensidad eléctrica final (Escenario central).

Analizando el ratio del consumo de energía final total por habitante, se espera también una estabilización en valores de 2,1 tep/habitante, derivado del bajo aumento tanto del consumo de energía final como de la población. Sin embargo, el consumo eléctrico por habitante sigue creciendo, un 2,1% medio anual, tasa menor que en períodos precedentes, alcanzando en 2020 el valor de 6.521 kWh/hab. y año, frente a los 5.295 kWh/hab. y año de 2010.

4.3. Evolución de la energía final por fuentes (Escenario central)

En la tabla 4.1. Evolución prevista del consumo de energía final (escenario central) y en las figuras 4.1 y 4.2, se recoge la evolución prevista de las distintas fuentes de energía final en el escenario central; de su análisis puede resaltarse lo siguiente:

Se estima que el consumo final de carbón recuperará sus niveles anteriores a la crisis, dado que este consumo continuará concentrándose fundamentalmente en los sectores industriales de siderurgia y cemento, donde no se espera aumento de capacidad, pero sí recuperación de su actividad.

El consumo final energético de productos petrolíferos continuará descendiendo a una tasa media del 2,1% anual en todo el período de previsión, por lo que el petróleo seguirá perdiendo peso en la estructura de consumos, aunque seguirá suponiendo el principal componente del mix de energía final, con un peso del 38,4% del total en 2020. Esta estimación se deriva de la evolución prevista de la demanda del transporte y de la sustitución de algunos productos petrolíferos en este sector por biocarburantes y por electricidad. El Plan de Energías Renovables 2011-2020 asume la promoción del consumo de biocarburantes, con el objetivo de alcanzar los

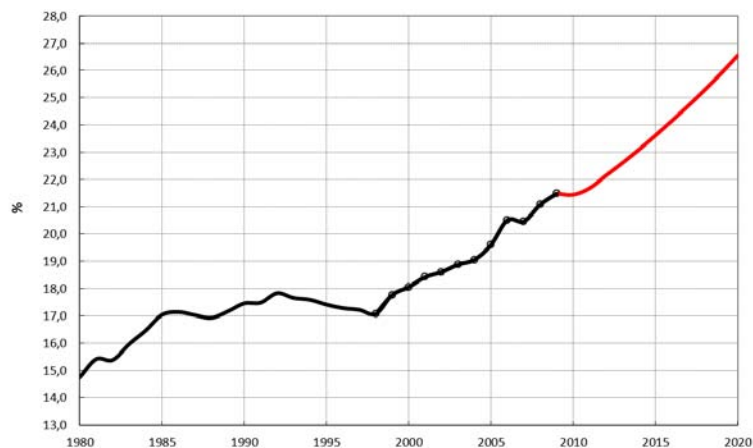
objetivos comunitarios en este campo. Adicionalmente, se estima que, para usos térmicos en la industria y en los sectores doméstico y terciario, seguirá la sustitución de productos petrolíferos por gas natural.

La extensión de redes de transporte y distribución de **gas natural** realizada en los últimos años, ha permitido disponer de esta energía en buena parte del territorio nacional y, debido a sus ventajas, tanto de facilidad de uso como de menor impacto sobre el medio ambiente, se ha producido un fuerte aumento de la penetración del gas en la estructura de energía final.

Esta evolución será más moderada en la próxima década, a medida que se vayan saturando los diversos mercados. El consumo final de gas, en el escenario central, continuará creciendo a una media del 1,3% anual, siendo superior en la primera mitad del período y menor después. Este crecimiento es superior al crecimiento estimado para el conjunto de la energía final, por lo que el gas continuará ganando peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 18,4% en 2020.

La demanda de **energía eléctrica** se estima que aumentará a una tasa media del 2,4% anual en el periodo de planificación, ligeramente superior al crecimiento del PIB previsto. Esta evolución está por encima de la del conjunto de energías finales, mostrando el continuo crecimiento de la penetración de la electricidad en la estructura de consumos de energía final, acelerándose esta tendencia al final del período por la demanda para carga de vehículos eléctricos.

No obstante, respecto a períodos precedentes, en este escenario baja la elasticidad de la demanda eléctrica respecto del PIB, debido a las medidas y programas de eficiencia ya citados, que han permitido una reducción de la intensidad del consumo de energía final, junto con el mantenimiento de la tendencia al aumento de la penetración de la electricidad en el mix de energía final, que puede apreciarse en la figura 4.6.



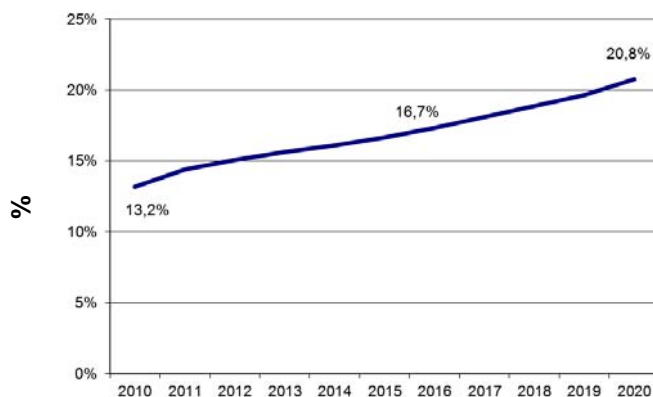
Fuente: SEE

Figura 4.6. Evolución prevista de la penetración de la electricidad en la estructura de consumos (Escenario central).

Estos dos efectos, reducción de la intensidad de la energía final y crecimiento de la penetración de la energía eléctrica en el mix de energía final, vienen a compensarse, por lo que se estima que no habrá un incremento significativo de la intensidad de energía eléctrica, tal y como puede verse en la figura 4.5.

En las **energías renovables** finales, el escenario ha considerado la previsión del Plan de Energías Renovables 2011-2020, de acuerdo al potencial estimado de las mismas, especialmente de biocarburantes, estimándose que las energías renovables alcanzarán un consumo de 8.070 ktep al final del período, lo que supone un crecimiento de consumos finales de energías renovables muy superior al del conjunto de la energía final, en todo el período de previsión.

Empleando la metodología de la Comisión Europea, en el escenario central las energías renovables supondrán en 2020 el 20,8% del consumo de energía final bruta, superando así el objetivo acordado con la UE de alcanzar en España el 20% en dicho año.



Fuente: SEE

Figura 4.7. Evolución prevista del peso de las energías renovables en la energía final bruta. Escenario central. (Metodología Comisión Europea)

4.4. Consumo de energía final por sectores

En relación con los grandes sectores consumidores, se estima que, en el período de previsión, cambiará la tendencia al crecimiento de la demanda energética del transporte por encima de los demás sectores consumidores, registrada en la última década en España y en los países desarrollados. Especialmente en la segunda mitad del período, se estima que se moderará el crecimiento de su demanda debido a la mejora de eficiencia de los vehículos convencionales y su sustitución parcial por vehículos eléctricos, así como al efecto de la progresiva saturación del parque de vehículos de transporte, ya comentada, debido al bajo crecimiento de la población.

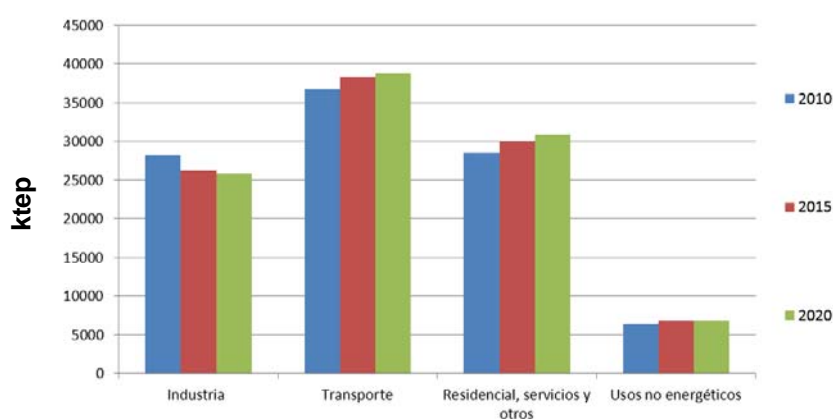
En el sector servicios continuará aumentando la demanda energética debido al crecimiento de su actividad por encima de la media de la economía y a pesar de la mejora de eficiencia.

Finalmente, se espera un descenso de la demanda energética de la industria, especialmente debido a la continuidad de su mejora de eficiencia y a la reducción del peso en la economía de los sectores más intensivos en consumo de energía.

ktep	2010	Estr. (%)	2015	Estr. (%)	2020	Estr. (%)	% var anual 2020/10
Industria	28.209	28,3	26.213	25,9	25.777	25,2	-0,9%
Transporte	36.744	36,8	38.429	37,9	38.752	37,9	0,5%
Residencial, servicios y otros	28.470	28,5	29.766	29,4	30.827	30,2	0,8%
Total usos energéticos	93.423	93,6	94.408	93,2	95.355	93,3	0,2%
Usos no energéticos	6.416	6,4	6.865	6,8	6.865	6,7	0,7%
Total usos finales	99.838	100	101.273	100	102.220	100	0,2%

Fuente: SEE

**Tabla 4.3. Evolución prevista del consumo de energía final por sectores.
Escenario central**



Fuente: SEE

Figura 4.8. Evolución prevista del consumo de energía final por sectores

Sector transporte

El sector del transporte, al ser el de mayor consumo de energía y el que ha registrado mayor crecimiento en la última década, viene siendo objeto de medidas y programas específicos para promover un sistema de transporte más eficiente y que preserve el medio ambiente y los recursos no renovables. Debido a ello, y a la evolución prevista de la población, se espera una moderación del crecimiento de la demanda energética del transporte.

En la próxima década, se espera que siga creciendo ligeramente el parque de automóviles hasta alcanzar valores relativos a la población similares a los de los países europeos de mayor renta. Por otra parte, el transporte por carretera seguirá siendo el modo de transporte de mayor crecimiento, seguido por el aéreo.

Los consumos específicos de los nuevos vehículos seguirán reduciéndose como consecuencia de las mejoras tecnológicas, en parte obligadas por especificaciones

de protección del medio ambiente. Además, el consumo energético en el sector del transporte se reducirá por la potenciación de modos de transporte alternativos al vehículo privado para absorber la demanda de movilidad.

Sobre un parque estimado en 2020 de 25 millones de automóviles sustituibles por vehículos eléctricos o híbridos enchufables, se considera que el 10% serán de este tipo, de los que 0,5 millones serán eléctricos y 2 millones híbridos enchufables. El consumo eléctrico asociado a los mismos será de poco más del 1% de la demanda final de dicho año, pero sustituirán cerca de 1,2 millones de tep de productos petrolíferos.

Por otra parte, el consumo de biocarburantes alcanzará 2.713 ktep en 2020, lo que, unido a la aportación de las renovables a la electricidad consumida en transporte, empleando la metodología de la Comisión Europea, supone el 11,5% de contribución de las renovables al consumo del transporte. Es decir, que se alcanzaría el objetivo fijado por la UE en esta área.

Sector industrial

El consumo energético final de la industria bajará ligeramente en todo el período de previsión debido a la estabilización de la capacidad de producción en los sectores más intensivos en consumo energético y a la mejora continua de eficiencia derivada de la introducción de nuevas tecnologías. El escenario de precios energéticos contemplado favorecerá esta mejora a fin de mantener la competitividad.

Sector residencial, servicios y otros

El sector residencial también registrará una moderación en el crecimiento de los consumos de energía final en la próxima década, como consecuencia del pequeño aumento previsto del número de hogares. Sin embargo, se espera que continúe el crecimiento de los consumos de energía por hogar, especialmente eléctrica, dado que el equipamiento en electrodomésticos y climatización aún tienen potencial de crecimiento, llegando sólo a la saturación al final del período de previsión. Las medidas de eficiencia continuarán incentivando la sustitución de equipos domésticos por otros más eficientes.

El sector servicios mantendrá su crecimiento tanto en actividad como en consumo energético. Su intensidad energética bajará menos que otros sectores económicos, dado que el mayor aumento de actividad provendrá de subsectores significativamente intensivos en consumo eléctrico, en particular los relacionados con la informática y las telecomunicaciones. Por tanto, es en este sector donde se

detecta un mayor potencial de mejora de eficiencia en el equipamiento eléctrico en oficinas (ofimática y climatización) y en otros edificios del sector terciario (hoteles, hospitales, etc.).

4.5. Sensibilidad del consumo de energía final en los escenarios alto y bajo

El consumo de energía final en el escenario alto crecerá a una media del 1,2% anual, mientras en el bajo, registrará una contracción del 0,7% anual, tal y como puede verse en las tablas 4.4 y 4.5, respectivamente.

ktep	2010	Estr. (%)	2015	Estr. (%)	2020	Estr. (%)	% var anual 2020/10
Carbón	1.693	1,7	2.175	2,1	2.146	1,9	2,4%
Prod. Petrolíferos	48.371	48,4	46.298	43,7	45.650	40,4	-0,6%
Gas natural	16.573	16,6	18.951	17,9	20.406	18,1	2,1%
Electricidad	21.410	21,4	24.887	23,5	29.775	26,4	3,4%
Energías Renovables	5.375	5,4	6.675	6,3	8.070	7,1	4,1%
Total usos energéticos	93.423	93,6	98.985	93,5	106.047	93,9	1,3%
Usos no energéticos	6.416	6,4	6.865	6,5	6.865	6,1	0,7%
Prod. Petrolíferos	5.941	6	6.415	6,1	6.415	5,7	0,8%
Gas natural	475	0,5	450	0,4	450	0,4	-1,0%
Total usos finales	99.838	100	105.850	100	112.912	100	1,2%

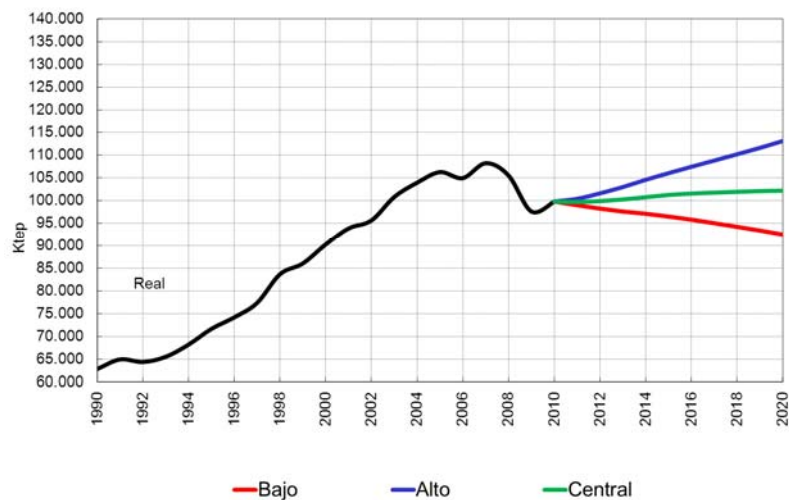
Fuente: SEE

Tabla 4.4. Evolución estimada del consumo de energía final. Escenario alto

ktep	2010	Estr. (%)	2015	Estr. (%)	2020	Estr. (%)	% var anual 2020/10
Carbón	1.693	1,7	2.175	2,2	2.146	2,3	2,4%
Prod. Petrolíferos	48.371	48,4	40.814	42,2	33.602	36,2	-3,6%
Gas natural	16.573	16,6	17.192	17,8	17.278	18,6	0,4%
Electricidad	21.410	21,4	22.996	23,8	24.769	26,7	1,5%
Energías Renovables	5.375	5,4	6.675	6,9	8.070	8,7	4,1%
Total usos energéticos	93.423	93,6	89.852	92,9	85.866	92,6	-0,8%
Usos no energéticos	6.416	6,4	6.865	7,1	6.865	7,4	0,7%
Prod. Petrolíferos	5.941	6	6.415	6,6	6.415	6,9	0,8%
Gas natural	475	0,5	450	0,5	450	0,5	-1,0%
Total usos finales	99.838	100	96.717	100	92.731	100	-0,7%

Fuente: SEE

Tabla 4.5. Evolución estimada del consumo de energía final. Escenario bajo



Fuente: SEE

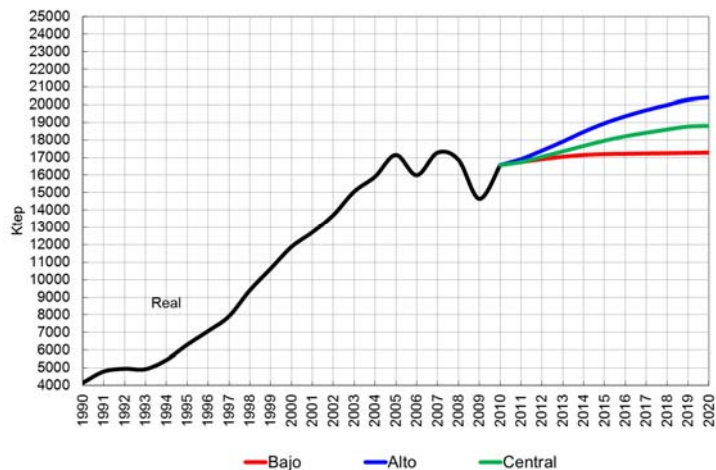
Figura 4.9. Evolución prevista del consumo de energía final. Escenarios alto, central y bajo

Como puede apreciarse en las tablas 4.4 y 4.5, así como en la figura 4.9, la demanda de energía final en 2020 no supera los valores alcanzados antes de la crisis económica de 2008-09, salvo en el escenario alto y, aún en este caso, el crecimiento de la demanda se espera que crezca a tasas medias del 1,2% anual, cifra muy inferior a los valores alcanzados en el período 1980-2005, próximos al 3% medio anual, o en la década inmediatamente anterior a 2005, en que la demanda de energía final creció a tasas del 4% medio anual. Esta distinta evolución se debe, en parte, a un menor crecimiento económico, pero sobre todo a la mejora de intensidad energética final.

La demanda de carbón permanecerá relativamente estable en todos los escenarios, dado que su consumo final está concentrado en sectores industriales cuya actividad se estima que será estable.

De forma similar, el consumo de energías renovables finales se mantendrá en todos los escenarios, a fin de lograr los objetivos señalados de política energética.

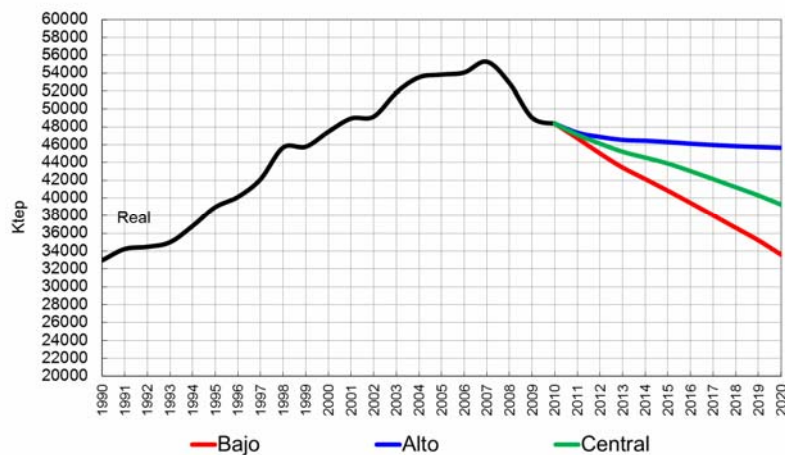
La demanda final de gas se mantendrá prácticamente estancada en el escenario bajo y crecerá en los escenarios central y alto.



Fuente: SEE

Figura 4.10. Evolución prevista del consumo final de gas para usos energéticos. Escenarios alto, central y bajo

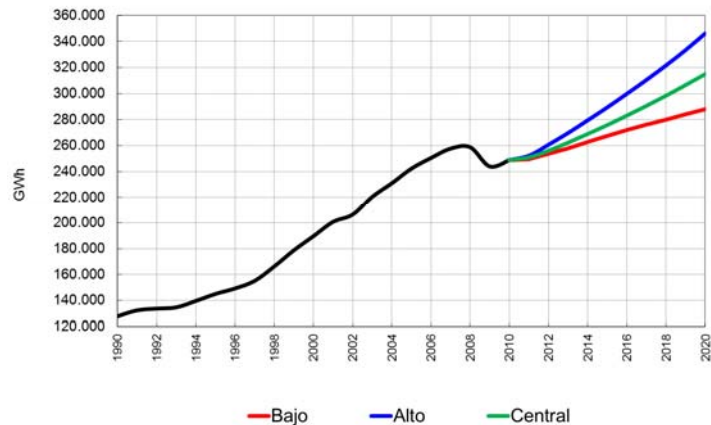
La demanda más sensible a cambios de escenario es la de productos petrolíferos, que baja en los tres escenarios, fundamentalmente asociada a la evolución relativa del transporte y a la sustitución de productos petrolíferos en éste por biocarburantes y electricidad, y en la industria, por gas, electricidad y energías renovables finales.



Fuente: SEE

Figura 4.11. Evolución prevista del consumo final de productos petrolíferos para usos energéticos. Escenarios alto, central y bajo.

La demanda eléctrica crece en los tres escenarios, a tasas del 3,4% de media anual en el escenario alto, 2,4% en el central y 1,5% en el bajo. Estas tasas contrastan con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica entre 1990 y 2005, donde creció a una tasa media del 4,4% anual y entre 1995 y 2005, donde lo hizo al 5,3% anual.



Fuente: SEE

Figura 4.12. Evolución prevista del consumo final de electricidad. Escenarios alto, central y bajo

4.6. Consumo de energía primaria en el escenario central

Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final no eléctrico los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica) y las pérdidas.

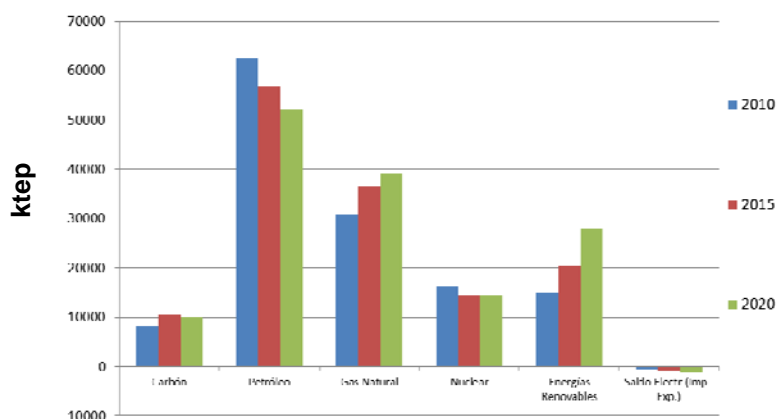
El consumo de energía primaria crecerá a tasas bajas, alcanzando un total de 142.611 ktep en 2020. La tasa media de crecimiento es superior a la de la energía final, debido al aumento previsto de las exportaciones energéticas, así como del aumento de actividad de los sectores transformadores, y a pesar del, ya indicado, mantenimiento del rendimiento medio de la generación eléctrica bruta.

ktep	2010	Estr. (%)	2015	Estr. (%)	2020	Estr. (%)	% var anual 2020/10
Carbón	8.271	6,3	10.548	7,6	10.058	7,1	2,0%*
Petróleo	62.358	47,3	56.606	41	51.980	36,4	-1,8%
Gas Natural	31.003	23,5	36.660	26,6	39.237	27,5	2,4%
Nuclear	16.102	12,2	14.490	10,5	14.490	10,2	-1,0%
Energías Renovables	14.910	11,3	20.593	14,9	27.878	19,5	6,5%
Saldo Electr.(Imp.-Exp.)	-717	-0,5	-966	-0,7	-1.032	-0,7	3,7%
Total energía primaria	131.927	100	137930	100	142.611	100	0,8%

Fuente: SEE

* Este incremento se debe a que la producción eléctrica a partir de carbón fue excepcionalmente baja en 2010 consecuencia de las condiciones específicas del mercado. Una comparación más indicativa podría ser respecto a la media de los últimos cuatro años (2007 – 2010), que se sitúa en los 13.279 ktep, lo cual representaría un decrecimiento medio hasta el año 2020 del 2,7%. La mayor parte del consumo, un 84%, se destina a la generación eléctrica, destinándose el 16% restante a otros usos. Para esta planificación se ha supuesto la compatibilidad y conformidad con el marco europeo en la materia.

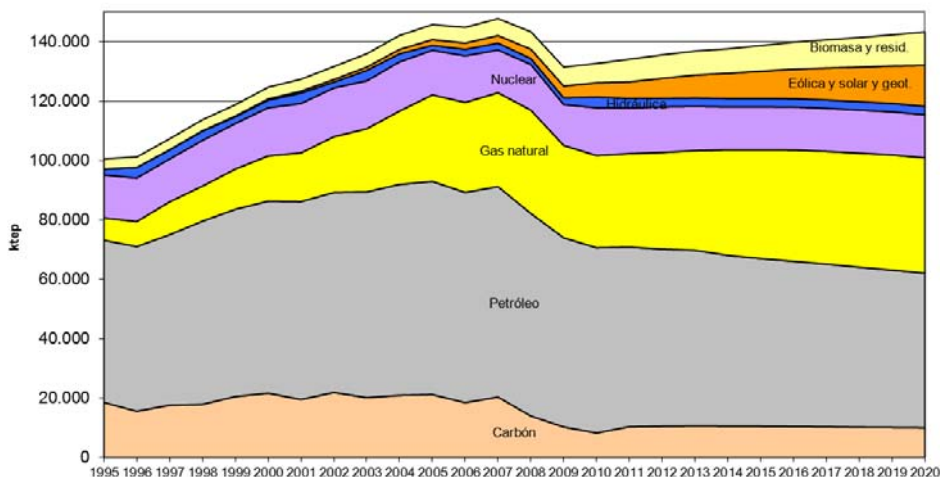
Tabla 4.6. Evolución prevista del consumo de energía primaria en el escenario central



Fuente: SEE

Figura 4.13. Evolución prevista del consumo de energía primaria por fuentes

En la estructura de abastecimiento se espera continuidad en la evolución ya registrada en los últimos años, al aumentar de forma importante el peso de las energías renovables y del gas natural y descender el del petróleo y la energía nuclear, todo ello derivado, además de la evolución de los consumos finales ya indicada y del cambio en la estructura de generación eléctrica.



Fuente: SEE

Figura 4.14. Evolución prevista del consumo de energía primaria. Escenario central

Evolución de la estructura de abastecimiento de energía primaria

Se estima que el consumo de **petróleo** bajará en todo el período de previsión, debido al menor consumo en los usos finales y a su sustitución por gas en generación eléctrica en los sistemas extrapeninsulares. Aunque se mantiene como la principal fuente de abastecimiento energético, perderá más de diez puntos de peso en la estructura del abastecimiento durante el período.

El consumo de **carbón**, englobando el de producción nacional y el importado, se recuperará en la primera mitad del período, tanto en consumos finales como en generación eléctrica, mientras que a partir de 2015 se espera un consumo relativamente estable.

La demanda total de **gas natural** en 2020 se estima en 39,2 Mtep, con un crecimiento medio del 2,4% anual, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 27,5% en 2020. El crecimiento de la demanda será continuo en todo el período de previsión, dado que coincidirá la progresiva saturación de algunas demandas finales en la segunda mitad del período, con el aumento del consumo de la generación eléctrica, especialmente en los sistemas eléctricos extrapeninsulares.

La generación eléctrica **nuclear** mantendrá prácticamente constante su producción, sólo disminuida en principio por el descenso en 2013 de la capacidad total instalada debido a cese de actividad de la Central Nuclear de Garoña, lo que significa que,

dada la expansión de otras fuentes energéticas, su peso en el consumo total de energía primaria se irá reduciendo a lo largo del período.

Las **energías renovables**, incluyendo la hidráulica, contribuirán en 2020 al balance total con 27,9 Mtep. Esta cifra supone un 19,5% del total de energía demandada en dicho año, superando las contribuciones de la energía nuclear y del carbón.



Nota: no representado el saldo de intercambios de energía eléctrica.

Fuente: SEE

Figura 4.15. Evolución prevista de la estructura del consumo de energía primaria. Escenario central

Intensidad energética primaria

Se espera una mejora media anual del 1,5% en la intensidad energética primaria en el período de previsión, con un valor en 2020 de 147,2 tep/millón € 2000. Esta mejora es menor que la de la intensidad de energía final, debido a la estabilización ya citada del consumo específico de energía primaria para generación, al aumento del peso de la energía eléctrica en el mix de energía final, al aumento de la

capacidad instalada en refinerías de petróleo, lo que aumenta el autoconsumo de este sector, que se contabiliza únicamente en el balance de energía primaria y del saldo exportador de electricidad y productos petrolíferos.

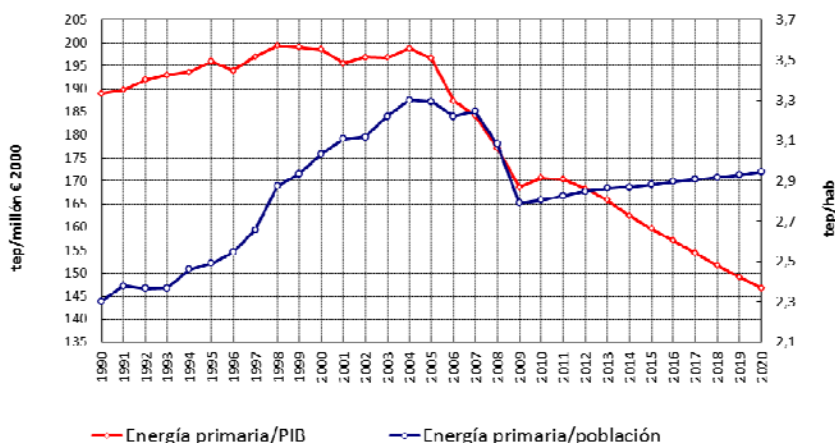
Analizando el ratio del consumo de energía primaria por habitante, se espera un crecimiento en el período de previsión, hasta alcanzar 3 tep/habitante en 2020, desde los 2,8 tep/h actuales.

Esta evolución de la intensidad energética es similar a las previstas en otros países desarrollados, y contribuirá a la competitividad de la economía y a un desarrollo sostenible.

	2010	2015	2020
PIB (*10 ⁹ € a precios ctes.2000)	772,9	862,5	969
% crecim.medio anual PIB		%2015/10= 2,2%	%2020/15= 2,4%
Población (Millones hab.)	47	47,8	48,3
Carbón/PIB (tep/millón€)	10,7	12,2	10,4
Petroleo/PIB	80,7	65,6	53,6
Gas natural/PIB	40,1	42,5	40,5
Nuclear/PIB	20,8	16,8	15
Renovables/PIB	19,3	23,9	28,8
Energía Primaria/PIB (tep/millón €2000)	170,7	159,9	147,2
Energía Primaria/población (tep/hab.)	2,8	2,9	3

Fuente: SEE

Tabla 4.7 Evolución prevista de la intensidad energética primaria. Escenario central



Fuente: SEE

Figura 4.16. Evolución prevista de la intensidad energética primaria. Escenario central

4.7. Sensibilidad del consumo de energía primaria en los escenarios alto y bajo

El consumo de energía primaria en el escenario alto crece a tasas medias del 1,6% anual, con significativo crecimiento del gas, debido a su aumento en generación eléctrica.

ktep	2010	Estr. (%)	2015	Estr. (%)	2020	Estr. (%)	% var anual 2020/10
Carbón	8.271	6,3	10.548	7,3	10.058	6,5	2,0%*
Petróleo	62.358	47,3	59.021	41,1	58.377	37,8	-0,7%
Gas Natural	31.003	23,5	39.844	27,8	43.246	28	3,4%
Nuclear	16.102	12,2	14.490	10,1	14.490	9,4	-1,0%
Energías Renovables	14.910	11,3	20.593	14,3	29.285	19	7,0%
Saldo Electr.(Imp.-Exp.)	-717	-0,5	-966	-0,7	-1.032	-0,7	3,7%
Total energía primaria	131.927	100	143.531	100	154.424	100	1,6%

Fuente: SEE

* Este incremento se debe a que la producción eléctrica a partir de carbón fue excepcionalmente baja en 2010 consecuencia de las condiciones específicas del mercado. Una comparación más indicativa podría ser respecto a la media de los últimos cuatro años (2007 – 2010), que se sitúa en los 13.279 ktep, lo cual representaría un decrecimiento medio hasta el año 2020 del 2,7%. La mayor parte del consumo, un 84%, se destina a la generación eléctrica, destinándose el 16% restante a otros usos. Para esta planificación se ha supuesto la compatibilidad y conformidad con el marco europeo en la materia.

Tabla 4.8. Evolución prevista del consumo de energía primaria. Escenario alto

Por su parte, el consumo de energía primaria en el escenario bajo se mantiene en valores similares a los de 2010, aunque hay un ligero crecimiento hasta 2015 y un descenso posterior, también muy pequeño.

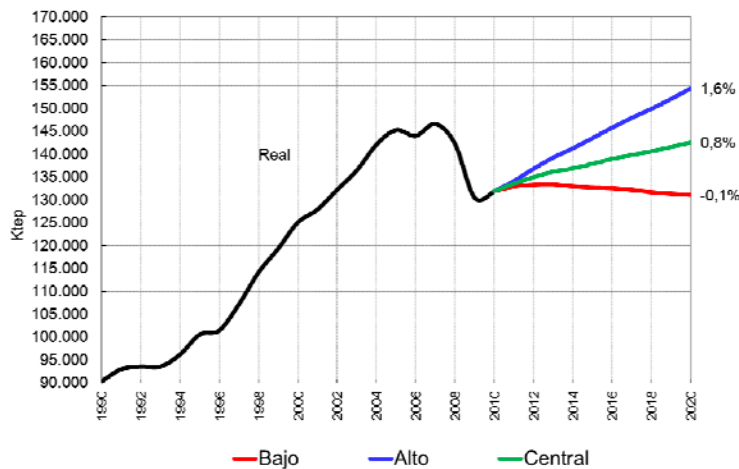
ktep	2010	Estr. (%)	2015	Estr. (%)	2020	Estr. (%)	% var anual 2020/10
Carbón	8.271	6,3	10.548	7,9	10.058	7,7	2,0%*
Petróleo	62.358	47,3	53.538	40,3	46.329	35,3	-2,9%
Gas Natural	31.003	23,5	34.541	26	33.371	25,5	0,7%
Nuclear	16.102	12,2	14.490	10,9	14.490	11,1	-1,0%
Energías Renovables	14.910	11,3	20.593	15,5	27.878	21,3	6,5%
Saldo Electr.(Imp.-Exp.)	-717	-0,5	-966	-0,7	-1.032	-0,8	3,7%
Total energía primaria	131.927	100	132.744	100	131.094	100	-0,1%

Fuente: SEE

* Este incremento se debe a que la producción eléctrica a partir de carbón fue excepcionalmente baja en 2010 consecuencia de las condiciones específicas del mercado. Una comparación más indicativa podría ser respecto a la media de los últimos cuatro años (2007 – 2010), que se sitúa en los 13.279 ktep, lo cual representaría un decrecimiento medio hasta el año 2020 del 2,7%. La mayor parte del consumo, un 84%, se destina a la generación eléctrica, destinándose el 16% restante a otros usos. Para esta planificación se ha supuesto la compatibilidad y conformidad con el marco europeo en la materia.

Tabla 4.9. Evolución prevista del consumo de energía primaria. Escenario bajo

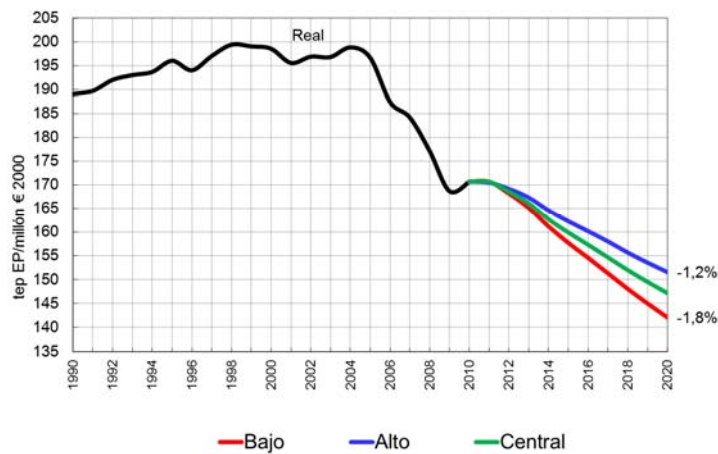
Como se indica en las tablas 4.8 y 4.9, así como en la figura 4.17, la demanda de energía primaria en 2020 tampoco supera los valores alcanzados antes de la crisis económica de 2008-09, salvo en el escenario alto y, aún en este caso, el crecimiento de la demanda se espera que crezca a tasas medias del 1,6% anual, cifra muy inferior a los valores alcanzados en el período 1980-2005, próximos al 3% medio anual, o en la década inmediatamente anterior a 2005, en que la demanda de energía primaria creció a tasas del 3,8% medio anual. Esta distinta evolución de la demanda futura, con respecto a la experimentada en períodos anteriores a 2005, se debe a un menor crecimiento económico, pero sobre todo es consecuencia de la mejora de intensidad energética primaria observada a partir de 2005.



Fuente: SEE

Figura 4.17. Evolución prevista del consumo de energía primaria. Escenarios alto, central y bajo

En la figura 4.18 puede observarse la evolución de la intensidad energética primaria, cuya mejora en el período 2010-2020 oscila entre un 1,2% en el escenario alto y 1,8%, en el bajo.



Fuente: SEE

Figura 4.18. Evolución prevista de la intensidad energética primaria. Escenarios alto, central y bajo

5. Cobertura de la demanda

En este capítulo se analiza la capacidad de los sectores energéticos transformadores y distribuidores de energía para cubrir las demandas existentes hoy y las previsiones hasta 2020.

5.1. Refino de petróleo

En este sector se espera un aumento significativo en la capacidad de destilación primaria en el período de previsión, a pesar de la previsión de descenso del mercado interno. Una buena parte de estas inversiones se encuentra ya en proceso de realización y se espera entren en operación en los primeros años de esta década.

Además, continuará la adaptación de las refinerías para la obtención de productos con mayor valor añadido y conforme a las nuevas especificaciones de productos derivadas de la normativa sobre protección del medio ambiente. Estas nuevas inversiones suponen, en general, un aumento de la intensidad energética del sector aunque, como en el resto de la industria, se espera una moderación de la misma derivada de las mejoras tecnológicas, favorecidas por el escenario de precios indicado.

5.2. Generación de electricidad en el escenario central

La estructura de generación eléctrica en España continuará evolucionando en el período de previsión en el mismo sentido que lo viene haciendo en los últimos años, con una reducción del peso del petróleo y el carbón en el mix de generación, un ligero aumento del gas natural y un crecimiento mayor del peso de las energías renovables y el bombeo en hidroeléctrica.

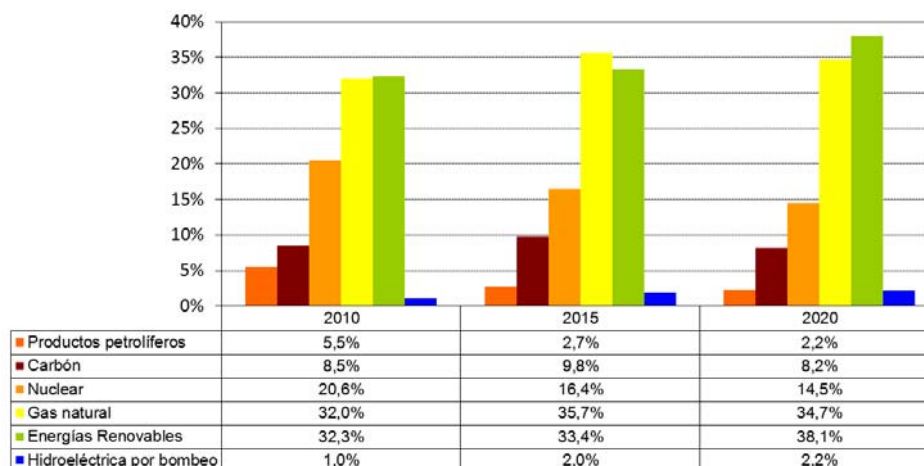
GWh	2005	2010	2015	2020	% var anual 2020/10
Carbón	81.458	25.493	33.230	31.579	2,2%*
Nuclear	57.539	61.788	55.600	55.600	-1,0%
Gas Natural	82.819	96.216	120.647	133.293	3,3%
Productos Petrolíferos	24.261	16.517	9.149	8.624	-6,3%
Renovables	42.441	97.121	112.797	146.080	4,2%
Hidroeléctrica por bombeo	4.452	3.106	6.592	8.457	10,5%
Producción Bruta	292.970	300.241	338.016	383.634	2,5%
Consumos propios y en bombeo	18.308	14.393	18.314	21.050	3,9%
Saldo Neto Importación-Exportación	-1.344	-8.338	-11.231	-12.000	3,7%
Demanda (bc)	273.319	277.510	308.470	350.584	2,4%

Nota: Los apartados de carbón, gas y productos petrolíferos, incluyen cogeneración.

Fuente: SEE

* Este incremento se debe a que la producción eléctrica a partir de carbón fue excepcionalmente baja en 2010 consecuencia de las condiciones específicas del mercado. Una comparación más indicativa podría ser respecto a la media de los últimos cuatro años (2007 – 2010), que se sitúa en los 46,7 TWh, lo cual representaría un decrecimiento medio hasta el año 2020 del 3,8%. Para esta planificación se ha supuesto la compatibilidad y conformidad con el marco europeo en la materia.

Tabla 5.1. Evolución prevista de la generación eléctrica. Escenario central



Fuente: SEE

Figura 5.1. Evolución prevista de la estructura de generación eléctrica. Escenario central

En lo referente a las energías renovables, se considera la previsión de generación eléctrica y consumo en términos de energía primaria que figura en el Plan de Energías Renovables 2011-2020, en función del potencial existente tanto tecnológico como de evolución de los costes de producción. En conjunto, la generación con renovables, en año hidráulico y eólico medio, alcanzará el 38,1% de la generación bruta total en 2020.

GWh	2010	2015	2020	% var anual 2020/10
Hidroeléctrica sist REE (sin prod bombeo)	35.632	26.129	26.000	-3,1%
Hidroeléctrica resto	6.583	6.409	7.140	0,8%
Eólica	43.708	55.703	71.640	5,1%
Eólica marina	0	66	1.845	
Solar termoeléctrica	691	8.287	14.379	35,5%
Solar fotovoltaica	6.279	9.060	12.356	7,0%
Biomasa	2.820	4.903	8.100	11,1%
Biogás	745	1.302	2.600	13,3%
RSU renovable	663	938	1.500	8,5%
Energías del mar	0	0	220	
Geotermia	0	0	300	
TOTAL	97.121	112.797	146.080	4,2%

Fuente: SEE

Tabla 5.2. Evolución prevista de la generación eléctrica con energías renovables, Escenario central

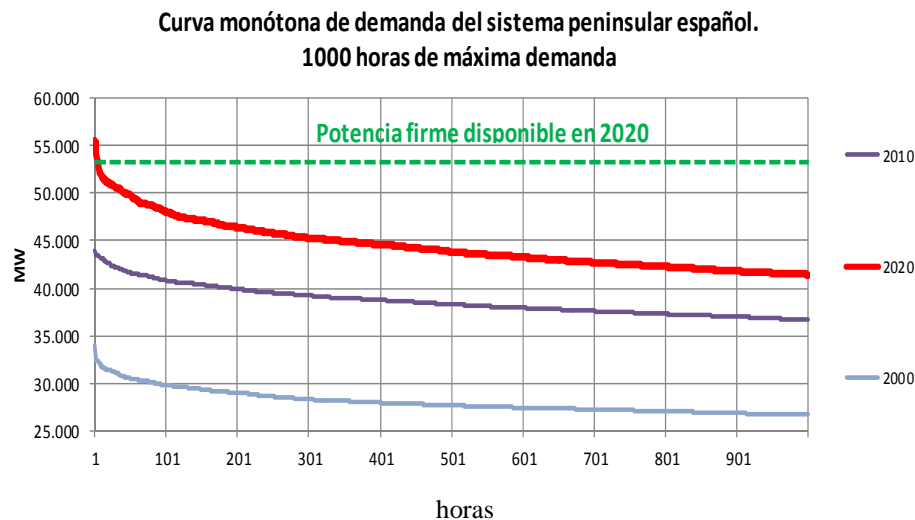
Como puede apreciarse en la tabla 5.2, se prevé un crecimiento importante de todas las fuentes de energías renovables, salvo la hidroeléctrica, destacando el notable aumento en volumen de la eólica, solar y biomasa.

Potencia punta

En 2020, la previsión de punta de demanda eléctrica peninsular, en el escenario central, es de 55.500 MW. Esto implica que, teniendo en cuenta un Índice de cobertura (IC) de la demanda punta del 110%, no se precisaría potencia firme adicional¹ a la prevista actualmente hasta, aproximadamente, 2019. Así, además del aumento de potencia previsto de algunas energías renovables que aportan potencia firme en parte, y de la previsión de 3.100 MW adicionales de potencia hidroeléctrica de bombeo, el cumplimiento del IC establecido requeriría de 1.800 MW

¹ La potencia firme adicional se calcula en función de los factores de contribución de cada tecnología

adicionales de potencia firme en 2020, que sólo funcionarían durante un número de horas muy reducido (menor de 100 h).



Fuente: REE

Figura 5.2. Evolución de la curva monótona de demanda eléctrica en el sistema peninsular

Debido al bajo número de horas en las que se prevé su uso, no parece necesaria la instalación de nuevas centrales térmicas de ciclo combinado para la cobertura de la punta de eléctrica, sino el uso de otras soluciones, como medidas de gestión de la demanda, aumento de potencia en centrales hidroeléctricas existentes, aumento de centrales de bombeo y, si fuera necesario, instalación de turbinas de gas en ciclo abierto. Estas soluciones se entienden sin perjuicio de otras, como puede ser el uso de baterías, que podrían contribuir a la gestión de demanda una vez que se produzca el desarrollo tecnológico necesario para su uso a esta escala.

5.3. Sensibilidad de la generación eléctrica en el escenario alto y bajo

En todos los escenarios, se mantiene una aportación del carbón que permita cumplir los objetivos de los planes del sector, extendidos hasta 2020. También se mantienen las previsiones actuales relativas a la generación **nuclear**.

La generación con **productos petrolíferos** baja de forma progresiva conforme se introduce la generación con gas natural en los sistemas extrapeninsulares.

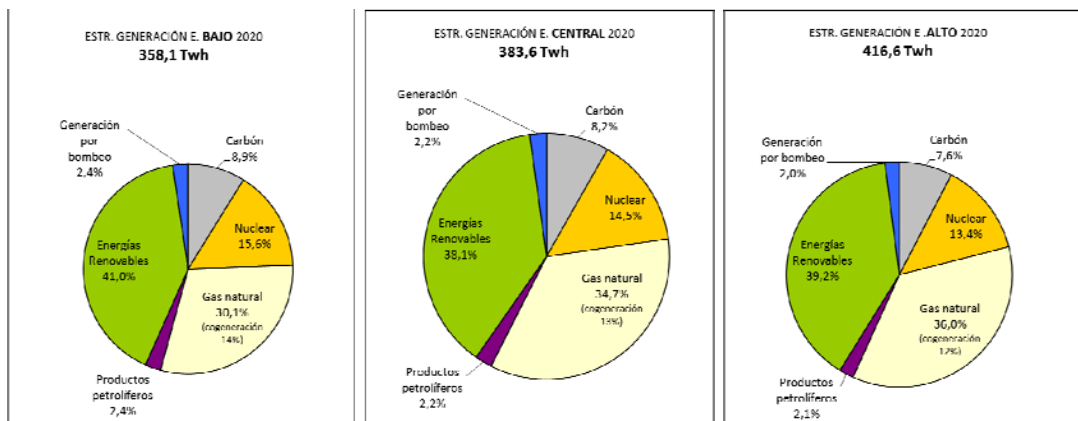
Por tanto, la producción de electricidad a partir de carbón, petróleo o energía nuclear, permanece invariable en los tres escenarios.

En cuanto a la generación con **energías renovables**, en los tres escenarios se han mantenido los objetivos de política energética respecto a las energías renovables. En el escenario central, se alcanza un 38,1% de aportación de estas energías sobre la generación bruta en 2020. En el escenario bajo se mantiene la misma producción con energías renovables, al no variar la potencia instalada prevista en el PER 2012-2020, pero al crecer menos la demanda de energía eléctrica, las energías renovables representan un 41% del total de energía eléctrica generada.

En el escenario alto, para lograr el cumplimiento del objetivo de que las energías renovables representen, al menos, el 20% de la energía final bruta, resulta necesario incrementar la generación de energía eléctrica de origen renovable, por encima de los valores de ER contemplados en los escenarios central y bajo, dado que la demanda de la energía final es superior a la correspondiente al escenario central. Por ello se ha aumentado la previsión de potencia eólica de manera que la eólica terrestre pasa de 35.000 MW del escenario central a 42.000 MW y la eólica marina de 750 MW a 1500 MW en 2020. Como resultado de estos cambios, en 2020 el ratio de energías renovables sobre generación eléctrica bruta alcanza el 39,2% y las energías renovables representan el 20% de la energía final bruta.

Por último, la generación con gas natural aumenta su peso a medida que se pasa del escenario bajo al alto.

En la figura 5.3 se ha representado la estructura de generación en los tres escenarios analizados.



Fuente: SEE

Figura 5.3. Estructuras previstas de la generación eléctrica bruta en 2020. Escenarios alto, central y bajo

Las tablas 5.3 y 5.4 recogen la evolución del balance de energía eléctrica en los escenarios alto y bajo. Como puede apreciarse, las filas correspondientes a carbón,

energía nuclear, productos petrolíferos e hidroeléctrica por bombeo, coinciden en estas tablas con los valores de la tabla 5.1, correspondiente al escenario central, presentándose las diferencias en la generación con gas natural y con energías renovables.

GWh	2010	2015	2020	% var anual 2020/10
Carbón	25.493	33.230	31.579	2,2%*
Nuclear	61.788	55.600	55.600	-1,0%
Gas Natural	96.216	134.251	148.199	4,4%
Productos Petrolíferos	16.517	9.149	8.624	-6,3%
Renovables	97.121	112.797	162.445	5,3%
Hidroeléctrica por bombeo	3.106	6.592	8.457	10,5%
Producción Bruta	300.241	351.619	414.905	3,3%
Consumos propios y en bombeo	14.393	18.314	21.050	3,9%
Saldo Neto Importación-Exportación	-8.338	-11.231	-12.000	3,7%
Demanda (bc)	277.510	322.074	381.855	3,2%

Fuente: SEE

* Este incremento se debe a que la producción eléctrica a partir de carbón fue excepcionalmente baja en 2010 consecuencia de las condiciones específicas del mercado. Una comparación más indicativa podría ser respecto a la media de los últimos cuatro años (2007 – 2010), que se sitúa en los 46,7 TWh, lo cual representaría un decrecimiento medio hasta el año 2020 del 3,8%. Para esta planificación se ha supuesto la compatibilidad y conformidad con el marco europeo en la materia.

Tabla 5.3. Evolución esperada de la generación eléctrica. Escenario alto

GWh	2010	2015	2020	% var anual 2020/10
Carbón	25.493	33.230	31.579	2,2%*
Nuclear	61.788	55.600	55.600	-1,0%
Gas Natural	96.216	112.266	106.357	1,0%
Productos Petrolíferos	16.517	9.149	8.624	-6,3%
Renovables	97.121	112.797	146.080	4,2%
Hidroeléctrica por bombeo	3.106	6.592	8.457	10,5%
Producción Bruta	300.241	329.634	356.698	1,7%
Consumos propios y en bombeo	14.393	18.314	21.050	3,9%
Exportación	-8.338	-11.231	-12.000	3,7%
Demanda (bc)	277.510	300.089	323.648	1,5%

Fuente: SEE

* Este incremento se debe a que la producción eléctrica a partir de carbón fue excepcionalmente baja en 2010 consecuencia de las condiciones específicas del mercado. Una comparación más indicativa podría ser respecto a

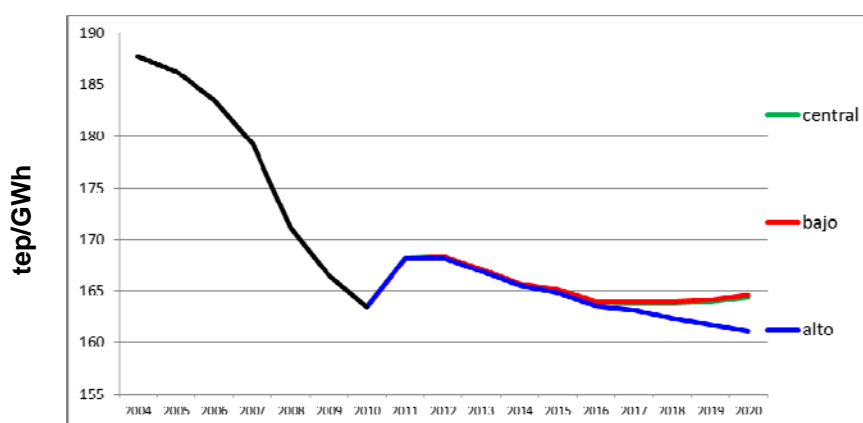
la media de los últimos cuatro años (2007 – 2010), que se sitúa en los 46,7 TWh, lo cual representaría un decrecimiento medio hasta el año 2020 del 3,8%. Para esta planificación se ha supuesto la compatibilidad y conformidad con el marco europeo en la materia.

Tabla 5.4. Evolución esperada de la generación eléctrica. Escenario bajo

Evolución del consumo específico de energía primaria para la producción de energía eléctrica

En el período 2004-2010, la mejora de eficiencia en el proceso de transformación de energía primaria en energía eléctrica, permitió que la mejora de intensidad energética primaria superara a la de la intensidad energética final. En la figura 2.18 puede apreciarse la importante caída del consumo específico de la producción de energía eléctrica durante este período (-13%), lo que explica la evolución indicada de las intensidades energéticas.

Sin embargo, en los próximos años no cabe esperar que esta tendencia prosiga, en 2011 y 2012, se espera un aumento hasta los consumos específicos de 2008, dado que se considera que se recuperará la generación con carbón hasta los niveles que permitan el cumplimiento de los planes del sector. Entre 2012 y 2015 habrá una mejora del indicador en todos los escenarios, dado que la penetración de las renovables de alto rendimiento (eólica y solar fotovoltaica) será continua, mientras que después de dicho año, ganará peso la generación con renovables de rendimiento menor (biomasa, residuos y solar termoeléctrica). En el escenario alto, el aumento de potencia eólica, ya indicado, será mayor, por lo que bajará el consumo específico medio.



Fuente: SEE

Figura 5.4. Evolución prevista del consumo específico de energía primaria para generación eléctrica bruta (tep/GWh). Escenarios alto, central y bajo

6. Mejora de la sostenibilidad de nuestro sistema energético

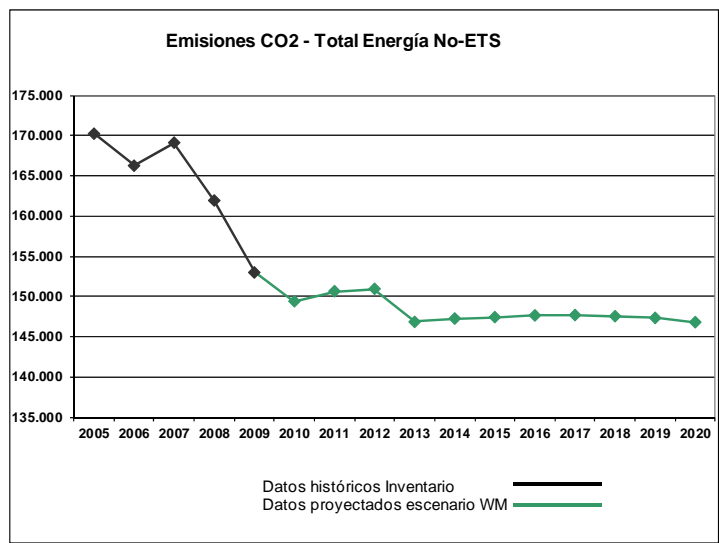
La política energética española tiene tres objetivos básicos, garantizar la seguridad del suministro energético, la competitividad y la sostenibilidad ambiental. Para garantizar el primero de estos objetivos y reducir los riesgos económicos derivados de nuestra alta dependencia energética, resulta imprescindible la mejora de nuestro grado de autoabastecimiento y para ello, la política energética se apoya en dos pilares: el ahorro y la eficiencia energética y el fomento de las energías renovables. Adicionalmente, los compromisos acordados sobre GEI, añaden a los dos objetivos antes señalados, un tercer objetivo sobre reducción de GEI.

6.1. Cumplimiento de los compromisos energéticos España–UE en el horizonte 2020

6.1.1. Emisiones de CO2 de los sectores difusos

Para el conjunto de los sectores difusos, que engloban las emisiones de las actividades no sometidas a la Directiva de Comercio de Emisiones (2009/29/EC) (no-ETS), se ha establecido en el caso de España una senda de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a lo largo del periodo 2013-2020, con un objetivo de reducción en 2020 del 10% respecto a las emisiones de 2005.

Las emisiones de CO2 del grupo “Energía” de dichos sectores difusos en el escenario central se representan en la figura 6.1. Entre el año 2005 y 2020 las emisiones se reducirían en un 13,8%, lo que conlleva que, tal y como se recoge en la figura, estas emisiones en el caso de la energía cumplen el objetivo.

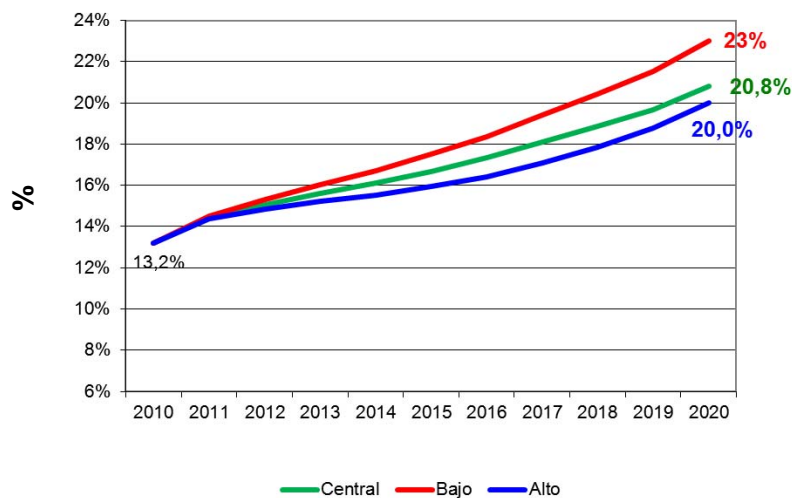


Fuente: MARM

Figura 6.1. Evolución prevista de las emisiones de CO₂ de los sectores “Energía” NO-ETS (kt)

6.1.2. Participación de las energías renovables

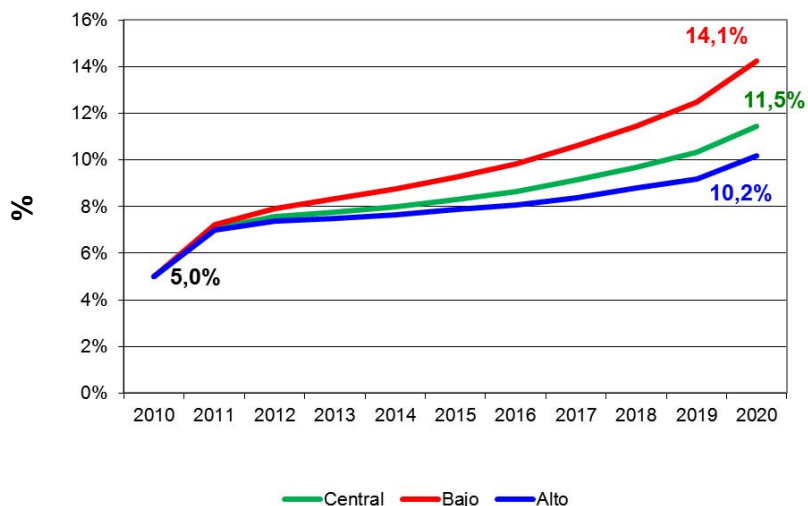
Aplicando la metodología aprobada por la Comisión Europea, se prevé que las energías renovables aporten en 2020 el 20,8% de la energía final bruta en el escenario central, el 20% en el escenario alto y 23% en el bajo. Por tanto, en cualquiera de los tres escenarios se alcanza el objetivo de que las energías renovables aporten en 2020, al menos, el 20% de la energía final bruta.



Fuente: SEE

Figura 6.2. Evolución prevista del peso de las energías renovables sobre la energía final bruta (metodología Comisión Europea)

En cuanto a la participación de las energías renovables en el transporte, aplicando la metodología aprobada por la Comisión Europea, en los tres escenarios considerados las energías renovables aportan más del 10% de la energía final consumida en transporte en 2020.



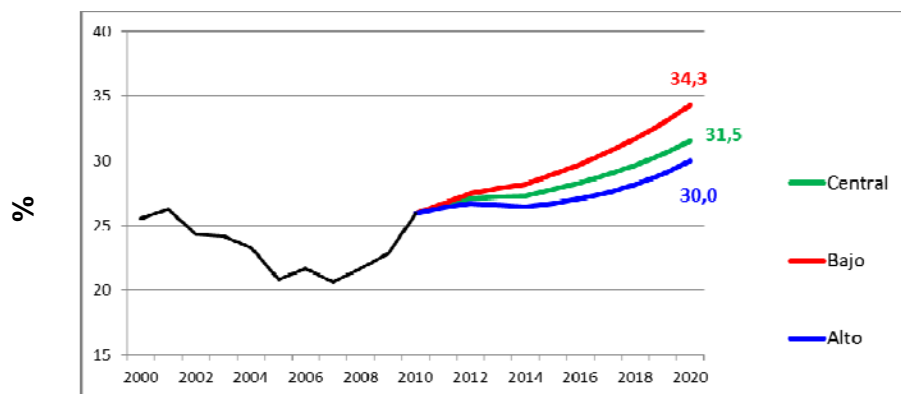
Fuente: SEE

Figura 6.3. Evolución prevista del peso de las energías renovables sobre el consumo de energía del transporte (metodología Comisión Europea)

6.2. Cumplimiento de los objetivos de política energética española

Seguridad de suministro

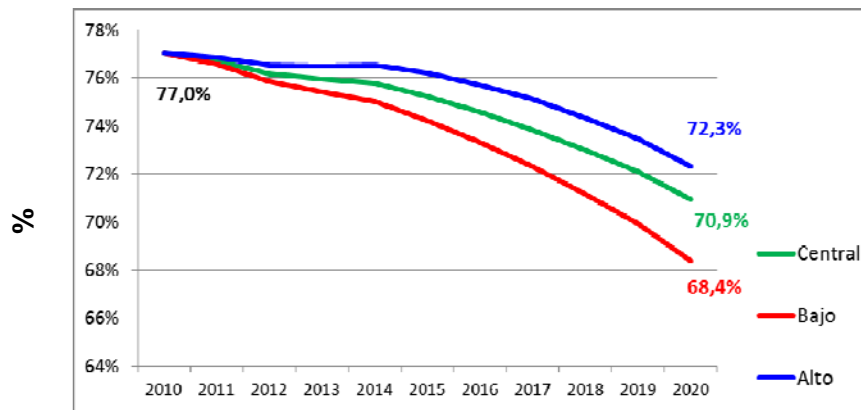
En los tres escenarios considerados, se mantiene la mejora del grado de autoabastecimiento (% producción interna sobre consumo primario) que se inició a partir de los años 2005-2007, con el fuerte aumento de la participación de las energías renovables en el abastecimiento primario.



Fuente: SEE

Figura 6.4. Evolución prevista del grado de autoabastecimiento. Escenarios alto, central y bajo

Adicionalmente, el cambio en la estructura de abastecimiento primario lleva a una menor dependencia de las energías fósiles, carbón, petróleo y gas natural, que actualmente suponen el 77% del abastecimiento y que bajan hasta el 70,9% en el escenario central, el 72,3% en el alto y el 68,4% en el bajo.

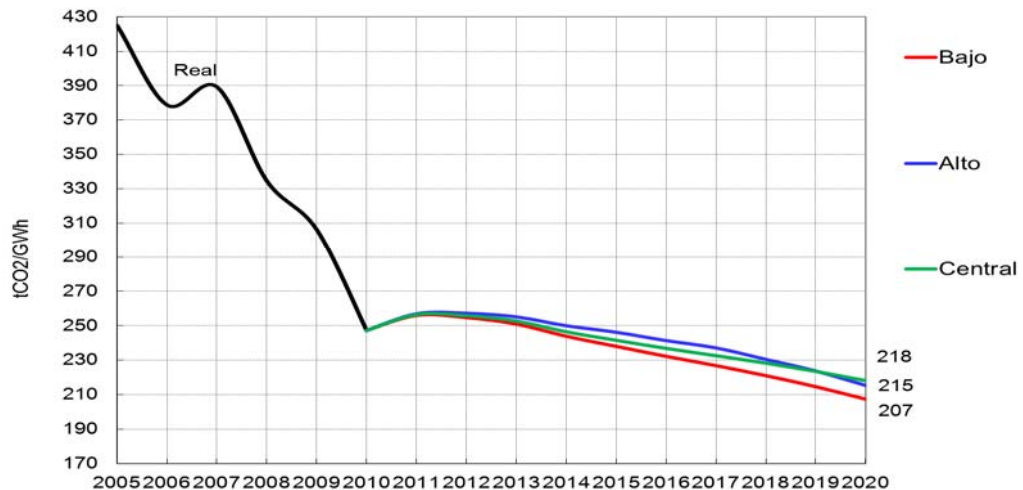


Fuente: SEE

Figura 6.5. Evolución prevista del grado de dependencia de energías fósiles

Reducción de emisiones de CO2 de generación eléctrica

Derivado de la nueva estructura de generación, las emisiones específicas de la generación eléctrica neta bajarán un 11,8% entre 2010 y 2020 en el escenario central, el 12,9% en el escenario alto y 16,1% en el bajo.



Fuente: SEE

Figura 6.6. Evolución prevista de las emisiones específicas de la generación eléctrica neta

Como puede apreciarse en la figura 6.6, el potencial de mejora de las emisiones específicas del sector eléctrico es pequeño, ya que las emisiones procedentes de la

generación con carbón y con gas natural crecerán en el período 2010-2020, y sólo el efecto de dilución de estas emisiones por el importante incremento de las energías renovables en el mix de generación, permitirán que estas emisiones específicas sigan bajando.

Competitividad de nuestro sistema energético

El Anexo recoge el análisis de sostenibilidad económica del modelo energético propuesto. En este análisis, además de las consideraciones directamente vinculadas al mix de energía, se han tenido en cuenta los costes asociados a las infraestructuras necesarias para el transporte y la distribución del gas y la electricidad. Para ello, se ha considerado el desarrollo de infraestructuras previsto de acuerdo con el actual borrador de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020.

Desde el punto de vista **eléctrico**, y de acuerdo con el análisis realizado, se puede concluir que nuestro mix de generación, además de ser sostenible desde el punto de vista medioambiental y de seguridad de suministro, también es sostenible desde un punto de vista económico, al preverse que en 2015 se produzca una convergencia de los costes medios de la electricidad con los de la UE y que a partir de ese año exista una práctica coincidencia de los mismos.

En cuanto al sistema **gasista**, dada la importancia de los costes no regulados, vinculados directamente al precio del gas natural, sobre los costes totales, se ha tratado de desvincular el análisis de sostenibilidad económica de los mismos, dada la evidente mejora de ésta con precios de gas menores, centrándose por lo tanto en el análisis de la parte regulada, sobre la que sí actúan las políticas energéticas. De acuerdo con lo anterior, el estudio realizado prevé una reducción de los costes regulados de gas sobre la demanda de en torno al 1,5% de media anual en el periodo 2012-2020, reducción que alcanzaría el 2,7% en el caso de considerar, además de la demanda nacional, un valor conservador de demanda internacional a través de las conexiones internacionales (50% de la capacidad nominal de exportación).

ANEXO

Memoria económica

INDICE

1. Objeto del documento	89
2. Sostenibilidad económica del modelo energético propuesto	89
2.1. Sector eléctrico	89
2.1.1. Hipótesis de partida	89
2.1.2. Estimación del precio del mercado en 2020	93
2.1.3. Resultados	95
2.2. Sector gasista	99
2.2.1 Hipótesis de partida	99
2.2.2. Resultados	100
2.3. Sector del régimen especial	104
2.3.1 Hipótesis de partida	105
2.3.2. Resultados	105

1. Objeto del documento

El 11 de mayo de 2011 fue presentado ante la Conferencia Sectorial de Energía el documento de planificación energética indicativa con horizonte 2020 (Planificación Indicativa) que, conforme a lo dispuesto en el artículo 79 de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible (LES), debe ser aprobado en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de dicha ley. A la luz del contenido del documento, la Conferencia Sectorial manifestó su interés en contar con una memoria económica que permitiese analizar la sostenibilidad económica del modelo energético previsto. Asumido el compromiso de su elaboración, el presente documento viene, pues, a dar cumplimiento al mismo.

2. Sostenibilidad económica del modelo energético propuesto

2.1. Sector eléctrico

Este apartado recoge los resultados del análisis sobre la evolución esperada de los costes del sistema eléctrico en el periodo 2012-2020 partiendo del mix de generación y la senda de crecimiento de la demanda de electricidad previstos en la Planificación Indicativa.

Para ello se ha realizado un análisis de costes desglosado en cada uno de los conceptos que componen la tarifa de acceso, para lo cual ha sido necesario hacer las hipótesis de partida que aparecen recogidas en el apartado 2.1.1.

Salvo que se indique lo contrario, todos los datos económicos están dados en moneda constante del año 2010.

2.1.1 Hipótesis de partida

Para la determinación de los costes del sistema eléctrico en términos constantes se ha partido de las siguientes hipótesis:

- La evolución prevista del **IPC** es la siguiente:

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
IPC	2,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7

Fuente: Ministerio de Economía y Hacienda (hasta 2014); PRYMES hasta 2020

Tabla A-1. Evolución prevista del IPC

- Un **precio del gas** en 2010 de 18,9 €/MWh, según datos de Aduanas para ese año, y de 27,5 € (2010)/MWh en 2020, valor este último que se corresponde con el recogido en un estudio encargado por el IDAE dentro del proceso de elaboración del Plan de Energía Renovables (PER) 2011-2020, y que además se encuentra dentro del rango de precios estimados en el *World Energy Outlook 2010* de la Agencia Internacional de la Energía, los cuales fluctuarían entre los 26,3 €(2010)/MWh (450 Scenario) y los 30,0€(2010)/MWh (Current Policies Scenario). Entre 2010 y 2020 se ha supuesto que el precio del gas crece a una tasa anual constante.
- La evolución de la **demanda de la electricidad** es la recogida en la Planificación Indicativa.
- Los **costes de producción** comprenden los costes tanto del régimen ordinario como del régimen especial en el mercado eléctrico de producción, por lo que se incluyen igualmente los costes provenientes de los servicios complementarios, los pagos por capacidad, los costes de gestión de comercialización, el saldo de los intercambios internacionales y los costes de la gestión de la demanda de los grandes consumidores. Las hipótesis utilizadas para el cálculo de estos costes son las siguientes:
 - El **precio de la energía del régimen ordinario** peninsular se corresponde con la previsión del precio del mercado fijado por OMIP para los años 2012 y 2013 convenientemente calculados en términos reales corregidos por la previsión del IPC. Para 2020 se ha considerado un precio medio de mercado en términos reales de 73,2 €/MWh, cuyo cálculo se explica en el apartado 2.1.2. Para el resto de años intermedios se ha supuesto un crecimiento constante igual al incremento medio anual entre 2013 y 2020.
 - El **precio de la energía del régimen ordinario insular y extrapeninsular** se ha obtenido a partir del precio del régimen ordinario en el sistema peninsular. El sobrecoste proveniente de los sistemas insulares y extrapeninsulares se traspaşa gradualmente a los Presupuestos Generales del Estado de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector

energético y se aprueba el bono social, por lo que en el año 2013 los sobrecostes desaparecen íntegramente de los peajes. Por tanto, el sobrecoste se calcula únicamente a partir del valor para el año 2011 aplicado un incremento anual del 1%, para cumplir con el escenario de incremento del barril de petróleo que figura en el apartado 3.2 del documento de la Planificación Indicativa y teniendo en cuenta la evolución del precio del mercado peninsular.

- Las **primas del régimen especial** provienen de los datos utilizados en el estudio económico del PER 2011-2020 y del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020.
- Se han aplicado las mejores previsiones en relación con los **pagos por capacidad** (incentivos a la inversión, por disponibilidad, restricciones por garantía de suministro).
- El cálculo de los costes provenientes de los **servicios complementarios** del mercado son un porcentaje del coste total del mercado de producción en los mercados diario e intradiarios. Este porcentaje se ha fijado en el 5,4% como la mejor previsión para el periodo analizado. Las referencias de los años 2009 y 2010 sitúan este porcentaje en un valor superior, alrededor del 7%, que, sin embargo, es más alto principalmente debido a los bajos precios observados en el mercado. Por tanto, con la previsión de precios para el periodo de análisis el porcentaje se reduce notablemente de forma más acorde con la evolución esperada del precio de mercado.
- Los **costes de gestión de la comercialización** representan los gastos por la venta de electricidad a consumidores en que incurren los comercializadores. Estos costes son de carácter fijo y no dependen de la evolución de la demanda, sino del número de clientes. En este sentido, se asume un crecimiento del número de clientes en línea con la evolución del IPC, que es inferior al crecimiento de la demanda prevista. Esto significa que la evolución de los costes en términos reales se mantiene sin ningún crecimiento.
- Los **costes de gestión de la demanda** de los grandes consumidores están vinculados al mecanismo de interrumpibilidad actualmente en vigor. Dado que para realizar la prestación de este servicio al sistema se exige un mínimo de potencia contratada y que no todos los clientes de alta tensión pueden acceder a dicha potencia, se estima un valor constante en términos reales para todo el periodo.
- Finalmente, dado el carácter exportador del mix de generación del mercado nacional, netamente positivo con Portugal y con Marruecos, y en los últimos

años también con Francia, se estima que el saldo de los intercambios internacionales continuará aumentando a lo largo del periodo hasta alcanzar los 12 TWh/año en el año 2017. Esto supone una reducción de los costes de producción del mercado nacional y se valoran al precio del mercado diario.

- Los **costes permanentes** del sistema incluyen los costes de la operación del sistema, del regulador y las anualidades del déficit de tarifa. Los cálculos realizados se basan en lo siguiente para estas partidas de coste:
 - La retribución del **operador del sistema eléctrico** desaparece en 2012 de los peajes, a tenor de lo contemplado en el Anteproyecto de Ley de modificación de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico y pasan a financiarse en el mercado.
 - La retribución de la **Comisión Nacional de Energía** se vincula a la evolución de la demanda en términos reales.
 - Los **deficit** se han calculado a partir de los valores propuestos por la CNE en su Informe 10/2011 sobre la propuesta de modificación del Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. Además se tiene en cuenta la incorporación de la anualidad correspondiente a 1.500 millones de euros de déficit máximo titulizable en 2012.
- Los **costes de transporte** están directamente vinculados a la planificación obligatoria de la red de transporte tanto para la península como para los territorios insulares y extrapeninsulares. De acuerdo a los valores del actual borrador de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020 se ha calculado el coste de la actividad de transporte en términos reales que no sólo responde a la necesidad de cubrir los incrementos de la demanda, sino también a la de facilitar la integración proveniente del aumento de la producción a partir de fuentes de energía renovable, con un importante incremento en el periodo de análisis.
- Los **costes de distribución** parten del valor de 2011 y evolucionan para 2012 y 2013 en función de los resultados del modelo de red de referencia en términos reales. Para los sistemas insulares y extrapeninsulares se ha supuesto una evolución igual. Aunque existen economías de escala en la actividad de distribución y, por tanto, el coste incremental de suministrar a los nuevos consumidores es decreciente, la transformación de la red a un nuevo modelo que permita la telemedida y la telegestión requiere inversiones adicionales en las denominadas redes inteligentes. Por lo que se vincula la retribución al aumento de la demanda para el resto del periodo de análisis. Por otro lado, los costes de gestión comercial de la actividad de distribución no se incrementan del mismo

modo que los costes de la actividad de distribución, aunque si tendrán un incremento a lo largo del periodo porque la inversión y el gasto necesarios para dar una buena atención al consumidor con los procesos de cambio de suministrador, lecturas remotas, y el resto de nuevas funciones supondrán un incremento en el coste total. Finalmente, los costes de la gestión de la demanda (E4) han sido trasladados hasta el año 2013 fuera de los peajes a tenor de lo dispuesto en el Real Decreto Ley 14/2010, pero posteriormente se han vuelto a incorporar a la tarifa manteniéndose constantes en términos reales para el resto del periodo.

- En la partida de **otros costes** se incluyen los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los ingresos por peajes de exportaciones. Los costes se han calculado de la siguiente manera:
 - De los **costes de diversificación y seguridad de abastecimiento** el más relevante es la moratoria nuclear que desaparece en el año 2016. Por su parte, los costes asociados a la segunda parte del ciclo de combustible nuclear se ha calculado aplicando el porcentaje de 0,001% de la recaudación total, según se establece en la disposición adicional sexta de la LES.
 - Los ingresos provenientes de los **peajes de exportaciones** están vinculados a la exportación. Para el cálculo del ingreso se ha supuesto un precio medio real igual al del año 2011.

2.1.2 Estimación del precio del mercado en 2020

La utilización creciente de fuentes de energías renovables para la producción de electricidad tiene un efecto directo sobre el funcionamiento del sistema eléctrico, especialmente en lo que respecta a:

- La necesidad de mayor potencia instalada en el sistema para cubrir momentos de baja disponibilidad de los recursos renovables.
- El impacto sobre el precio del mercado, en el que se centra este apartado, debido, por una parte, a la incorporación de una cantidad significativa de energía eólica y solar con despacho preferente que desplaza a la generación térmica convencional, y que por tanto, conlleva un funcionamiento menos continuo de los ciclos combinados que actúan como tecnología marginal.
- El mayor uso de los mecanismos de ajuste.

- Los vertidos puntuales de energías renovables para garantizar la seguridad del sistema en momentos de baja demanda.

El mix de generación que presenta la Planificación Indicativa para 2020 se caracteriza por un importante crecimiento de las energías renovables (24 GW), mientras que otras tecnologías convencionales, como los ciclos combinados, se mantienen constantes durante todo el periodo de planificación. Teniendo en cuenta la demanda de electricidad prevista en 2020, el resultado de este escenario es una utilización media de los ciclos combinados en torno a las 2.800 horas. Este número de horas, lleva consigo la necesidad de un mayor número de arranques, y posiblemente un funcionamiento inferior a plena carga y, por tanto, un peor rendimiento.

Para estimar el precio medio del mercado en 2020 se considera que el coste de entrada de la tecnología que marca el precio marginal del mercado diario será un estimador razonable del mismo. Así, en 2020 el precio de mercado diario coincidirá con el coste del ciclo combinado marginal. Más concretamente, en las horas en que los propios ciclos marquen precio se considera que el coste marginal vendrá dado por aquellos ciclos que hayan arrancado para funcionar sólo en ese día y que por tanto internalizarán en su oferta el coste de arranque que debe recuperar en un número de horas reducido. A este efecto, se ha considerado que, en el escenario planteado por la Planificación Indicativa, el 85% de los días presenta al menos un ciclo con arranque en el día y que en uno de cada siete el arranque es en frío y en los seis restantes en caliente.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, los ciclos combinados percibirían un ingreso medio en el mercado diario en torno a 73,2 €(2010)/MWh, tal y como puede apreciarse en la Tabla A-2, referencia que puede considerarse un buen estimador del precio del mercado en 2020, bajo un análisis de corto plazo.

CONCEPTO	Coste (€/MWh)
Coste variable	
Coste combustible (1)	57,3
Coste CO ₂ (2)	10
Coste O&M var	2,5
Coste ATR var	1,2
Peaje de generación (3)	0,5
Total coste variable	71,5
Porcentaje de días en que hay un ciclo combinado con arranque diario	85%
Sobrecoste central marginal que arranca para 16 horas (arranque caliente-arranque frío)	1,4-5,8
Ingresos adicionales para ciclos por la existencia de un ciclo marginal de arranque diario (4)	1,7
Total ingreso medio variable de los ciclos combinados	73,2

Notas:

(1) Rendimiento ciclos combinados: 48% (PCS)

(2) Precio CO₂: 25 €/t; Factor de emisión central de ciclo combinado: 0,4 t/MWh

(3) Según propuesta de Real Decreto por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica

(4) Supuestos 1/7 de días de ciclado diario de arranque en frío y 6/7 de arranque en caliente

Tabla A-2. Ingreso medio de los ciclos combinados en el escenario planteado por la P. Indicativa 2012-2020

2.1.3 Resultados

La Tabla A-3 muestra la evolución esperada de los costes del sistema eléctrico, desglosada en sus principales componentes.

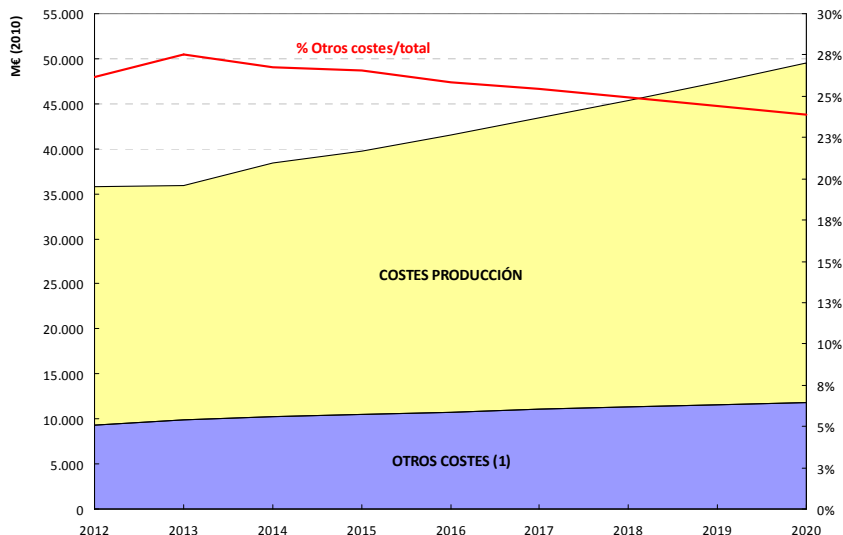
Costes electricidad (M€2010)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
COSTE DE PRODUCCIÓN	26.385	26.014	28.154	29.190	30.815	32.393	34.016	35.793	37.696
COSTES PERMANENTES	2.227	2.227	2.228	2.228	2.229	2.230	2.230	2.231	2.232
COSTES DE TRANSPORTE	1.621	1.781	1.877	2.003	2.094	2.261	2.345	2.428	2.509
COSTES DE DISTRIBUCIÓN	5.490	5.856	6.153	6.305	6.466	6.631	6.804	6.984	7.168
OTROS COSTES (1)	22	16	11	4	-70	-70	-70	-70	-70
COSTE TOTAL	35.744	35.894	38.424	39.730	41.534	43.445	45.325	47.367	49.535
Ingresos necesarios (M€(2010))	35.744	35.894	38.424	39.730	41.534	43.445	45.325	47.367	49.535
Demanda final (GWh)	256.048	262.299	268.958	275.775	283.062	290.560	298.374	306.577	314.945
Coste medio unitario (€/2010)/MWh)	139,60	136,84	142,86	144,07	146,73	149,52	151,91	154,50	157,28

(1) Incluye:

- Diversificación y seguridad de abastecimiento
- Ingresos por peajes de exportaciones

Tabla A-3. Evolución prevista costes electricidad

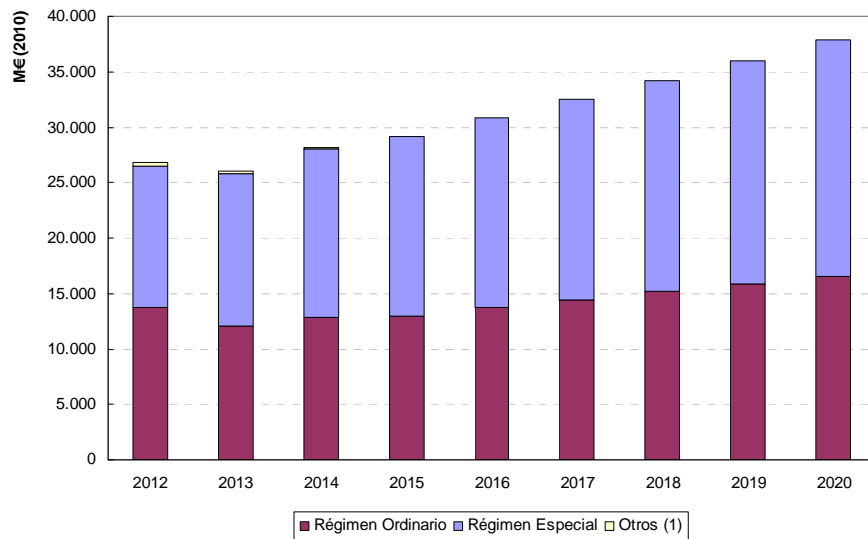
Como puede observarse, se espera un crecimiento de los costes del sistema que, tal y como muestra la Figura A-1, se debe en su mayor parte al incremento de los costes de producción y, en mucha menor medida, a los costes relacionados con las actividades de transporte y distribución de electricidad, entre otras, cuya participación en los costes totales se reduce a lo largo del tiempo.



(1) Incluye costes de transporte y distribución de la energía eléctrica, costes permanentes, costes de gestión comercial, y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Figura A-1. Evolución costes del sistema eléctrico y su composición

Una aproximación a los costes de producción de energía eléctrica, nos permite observar cómo la producción en régimen especial va aumentando su peso sobre los costes totales de producción (Figura A-2).



(1) Incluye:

- Contrato REE-EDF y otros intercambios,
- Gestión demanda Grandes Consumidores
- Margen Comercial

Figura A-2. Evolución prevista de la composición de los costes de producción

No obstante, en términos relativos a su respectiva producción, se observa como los costes del régimen ordinario crecen más rápidamente que los costes totales, mientras que los costes del régimen especial apenas varían a lo largo del período (Figura A-3).

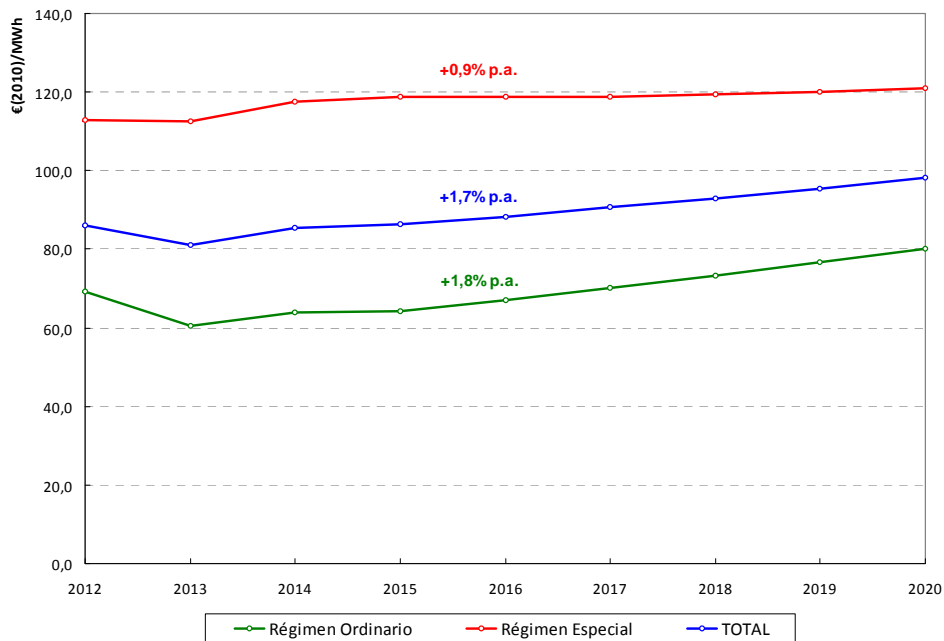


Figura A-3. Evolución de los costes relativos de producción

En términos relativos a la demanda prevista de electricidad, o lo que sería lo mismo, en términos del coste medio unitario de la electricidad o precio medio de la electricidad para cubrir el incremento de costes del sistema, se observa un crecimiento (Figura A-4) de dicho coste en torno al 1,5% anual y menor al incremento previsto para el caso del coste medio del suministro de gas (Figura A-7).

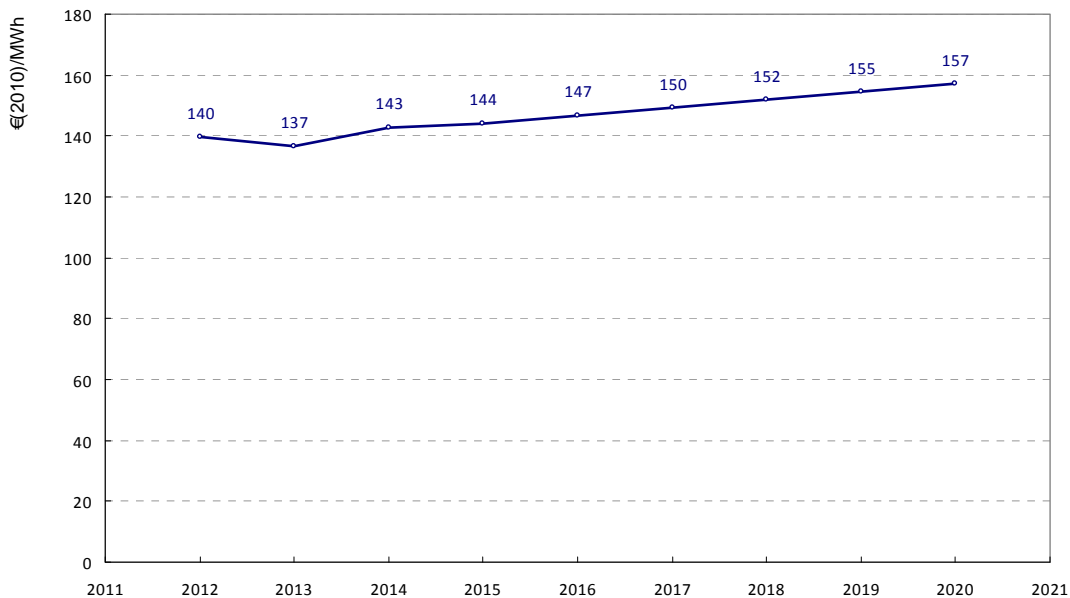
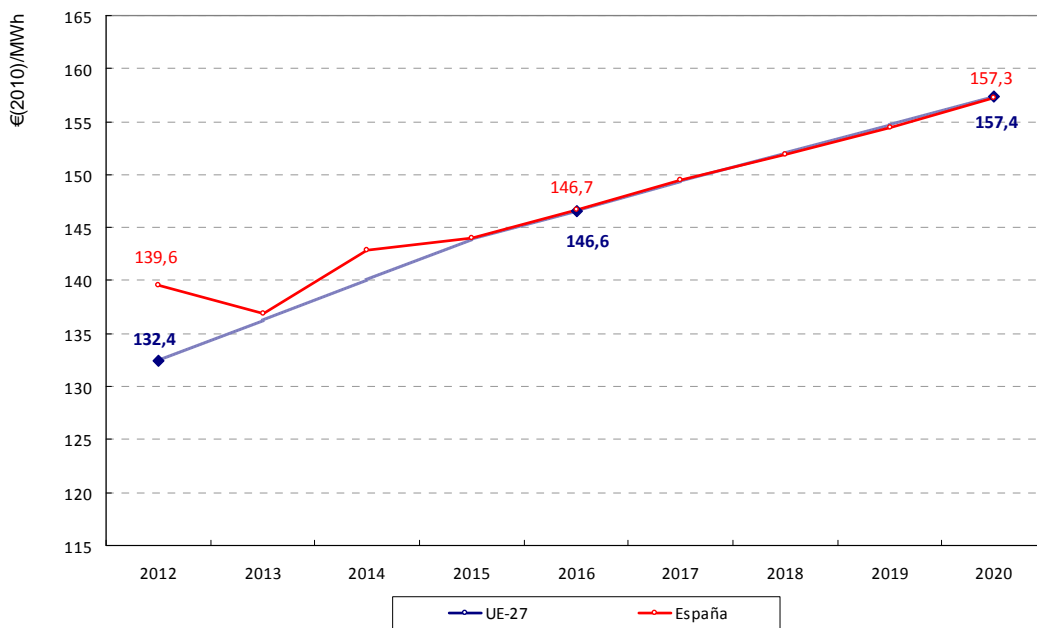


Figura A-4. Evolución prevista coste medio electricidad s/2010

No obstante, para analizar la competitividad de nuestro sistema eléctrico no basta con analizar la evolución en el tiempo de los costes del sistema sino que una buena medida de la misma puede obtenerse de la comparación de nuestros costes medios unitarios con las previsiones de otros países. Para ello se ha realizado una comparativa entre los costes medios unitarios de la electricidad previstos en España y los costes previstos en el conjunto de la Unión Europea según el informe de Eurelectric “Power Choices- Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050”. Como puede observarse en la Figura A-5, se prevé que en 2015 se produzca una convergencia de los costes medios de la electricidad con los de la UE y que a partir de ese año exista una práctica coincidencia de los mismos.

Por todo ello, se puede concluir que nuestro mix de generación, además de ser sostenible desde el punto de vista medioambiental y de seguridad de suministro, también es sostenible desde un punto de vista económico, al preverse que los costes medios de la electricidad sean similares a los de nuestros competidores.



Fuente. MITyC; Informe *Power Choices- Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050* (Eurelectric)

Figura A-5. Comparación de la evolución coste medio electricidad UE-España (precios constantes 2010)

2.2. Sector gasista

Este apartado recoge los resultados del análisis sobre la evolución esperada de los costes del sistema gasista en el periodo 2012-2020. Para ello, y al igual que en el caso de la electricidad, se ha realizado un análisis de costes desglosado en cada uno de los conceptos que componen la tarifa de acceso, para lo cual ha sido necesario hacer las hipótesis de partida que aparecen recogidas en el apartado 2.2.1.

Salvo que se indique lo contrario, todos los datos económicos están dados en moneda constante.

2.2.1. Hipótesis de partida

Para la determinación de los costes del sistema gasista se ha partido de las siguientes hipótesis:

- La evolución prevista del **IPC** es la misma que la considerada en el caso de la electricidad (Tabla A-1).
- Un **precio del gas** en 2010 de 18,9 €/MWh, según datos de Aduanas para ese año, y de 27,5 € (2010)/MWh en 2020, valor este último que se corresponde con el recogido en un estudio encargado por el IDAE dentro del proceso de elaboración del Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, y que además se encuentra dentro del rango de precios estimados en el World Energy Outlook 2010 de la Agencia Internacional de la Energía, los cuales fluctuarían entre los 26,3 €(2010)/MWh (450 Scenario) y los 30,0€(2010)/MWh (Current Policies Scenario). Entre 2010 y 2020 se ha supuesto que el precio del gas crece a una tasa anual constante.
- El crecimiento de la **demanda de gas** es el recogido en el documento de Planificación Indicativa.
- Para el cálculo de la **retribución de la actividad de transporte** se ha aplicado la normativa vigente. Para ello se han tenido en cuenta, además de las instalaciones ya existentes, aquellas que se prevé poner en marcha de acuerdo con el actual borrador de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020.
- Para los **costes de distribución** se ha tenido en cuenta la evolución prevista del número de clientes de Grupo 3 y de su demanda de acuerdo con la información del borrador de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020.
- Para otros costes como son la **retribución del gestor técnico del sistema gasista** y la CNE, o la partida destinada a Ahorro y Eficiencia Energética, se ha aplicado a los valores actuales el IPC previsto.

2.2.2. Resultados

La Tabla A-4 muestra la evolución esperada de los costes del sistema gasista, desglosada en sus principales componentes.

Costes gas (M€(2010))	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
COSTE MATERIA PRIMA	8.493	9.159	9.858	10.683	11.521	12.048	12.587	13.196	13.802
COSTES REGULADOS	2.899	3.085	3.088	3.132	3.170	3.112	3.078	3.096	3.085
COSTES DE ACTIVIDADES DE TRANSPORTE (1)	1.442	1.594	1.583	1.614	1.633	1.558	1.502	1.501	1.466
COSTES DE ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN	1.357	1.367	1.382	1.400	1.426	1.450	1.478	1.506	1.535
OTROS COSTES (2)	100	124	123	118	111	104	97	90	84
COSTE TOTAL	11.392	12.243	12.947	13.815	14.691	15.160	15.665	16.293	16.888
Ingresos necesarios (M€(2010))	11.392	12.243	12.947	13.815	14.691	15.160	15.665	16.293	16.888
Demanda final (TWh)	417	433	449	469	487	490	493	498	502
Coste medio unitario (€/2010)/MWh)	27,3	28,3	28,8	29,5	30,2	30,9	31,8	32,7	33,6

(1) Incluye transporte, regasificación y almacenamientos subterráneos

(2) Incluye:

- Gas de operación, colchón y de nivel mínimo de llenado
- Retribución GTS y CNE
- Ahorro y eficiencia energética

Tabla A-4. Evolución prevista costes gas natural

Como puede verse, se espera un crecimiento de los costes del sistema que, tal y como muestra la Figura A-6, se debe en su mayor parte al incremento esperado del coste del gas, aproximadamente un 63%, y no tanto al incremento de los costes regulados, con crecimientos en torno al 6%. Este hecho hace que los costes regulados reduzcan su participación y pasen de representar un 25% de los costes totales del sistema en 2012, a ser un 18% de los mismos en 2020.

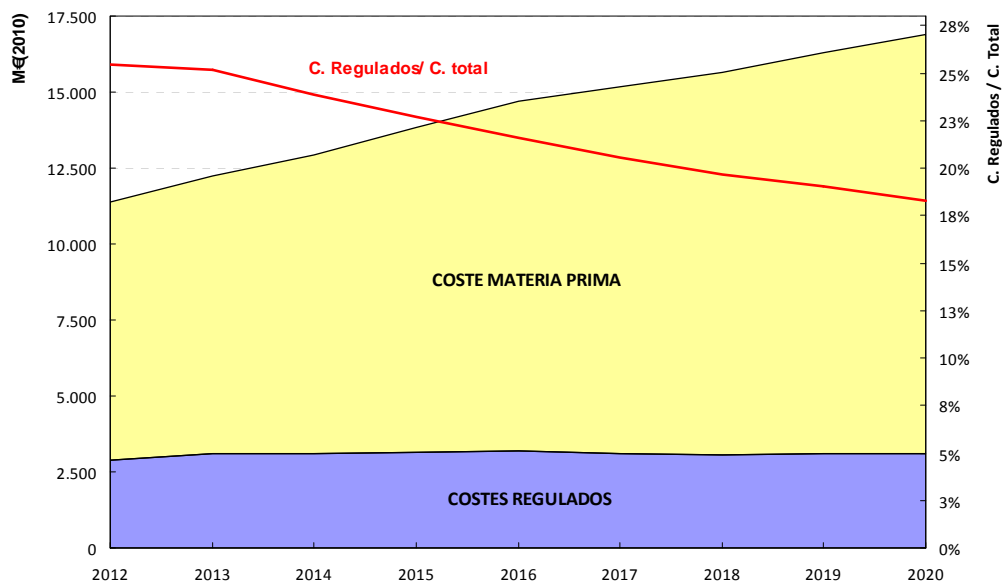


Figura A-6. Evolución prevista costes sector gasista

En términos relativos a la demanda prevista de gas, o lo que sería lo mismo, en términos del coste medio unitario del gas o precio medio del gas para cubrir el incremento de costes del sistema, se observa un crecimiento medio anual de dicho

coste en el periodo 2012-2020 del 2,6% (Figura A-7). Este incremento se debe al incremento del coste medio de la materia prima, cuya tasa de crecimiento anual prevista en el periodo 2012-2020 es del 3,8%, ya que la parte correspondiente a los costes regulados decrece a una tasa media anual del 1,5%.

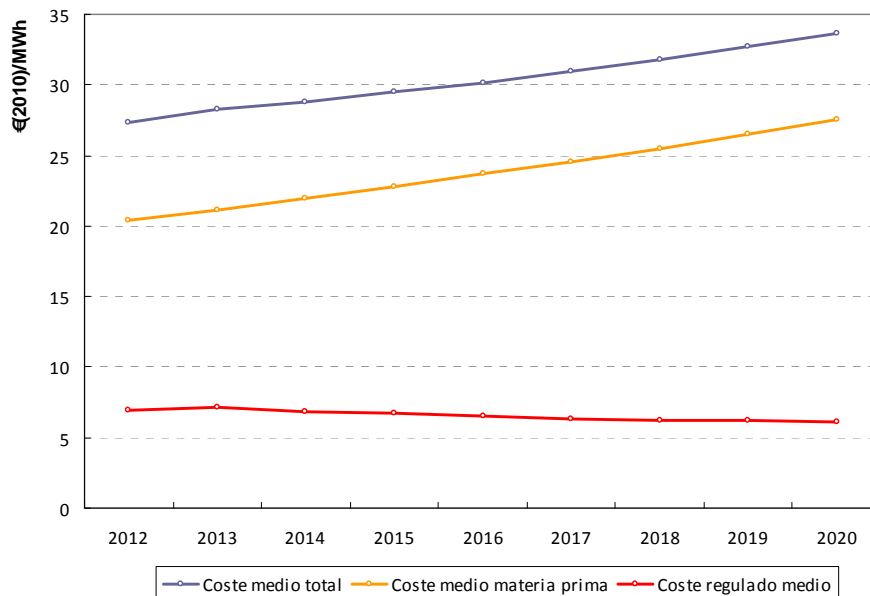
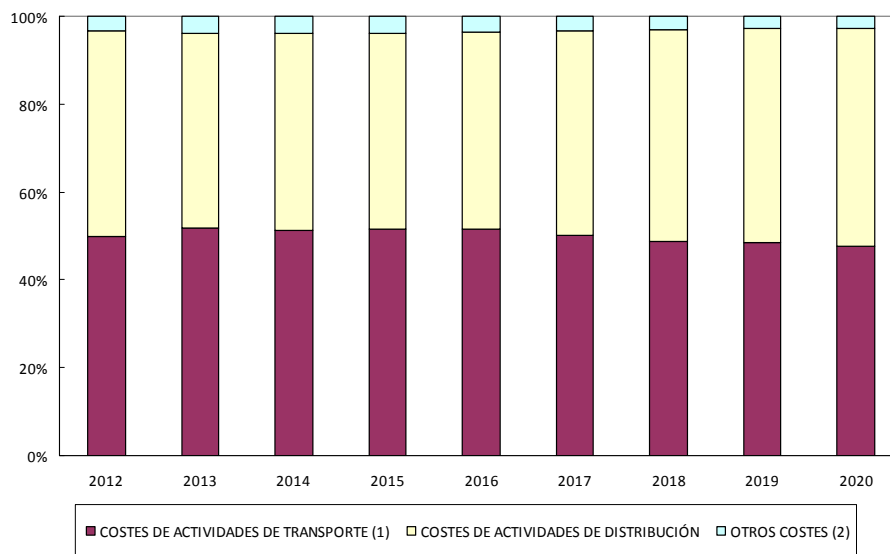


Figura A-7. Evolución prevista coste medio suministro de gas s/2010

Por lo tanto, se espera un crecimiento de los costes totales del sistema gasista hasta 2020 pero, dado que como hemos visto el coste de gas ejerce una influencia muy importante en ese crecimiento y que se trata de una variable ajena al diseño del sistema gasista, es necesario hacer un análisis de la evolución de los costes regulados para poder evaluar la sostenibilidad del sistema gasista tal y como ha sido concebido. Además, debe tenerse en cuenta que la influencia del precio del gas en la sostenibilidad económica del mix energético previsto está realmente recogida en la parte eléctrica, en tanto en cuanto dentro del mix eléctrico son las centrales convencionales de gas las que, como hemos visto anteriormente, van a determinar con mayor probabilidad el precio de mercado en 2020.

Como puede verse en la Figura A-8, los costes regulados son en su mayoría debidos a las actividades de distribución y transporte del gas. Además, se aprecia cómo la evolución de su peso se mantiene más o menos constante, si bien se prevé que en el caso de la distribución se produzca un ligero incremento del mismo.



- (1) Incluye transporte, regasificación y almacenamientos subterráneos
 (2) Incluye:
 - Gas de operación, colchón y de nivel mínimo de llenado
 - Retribución GTS y CNE
 - Ahorro y eficiencia energética

Figura A-8. Evolución prevista de la composición de los costes regulados del sector gasista

Si analizamos cual es la evolución de los costes regulados en relación a la demanda de gas (Figura A-9) puede verse cómo, en el caso de no considerar los intercambios internacionales los costes regulados unitarios se reducirían un 1,5% de media anual. Si tenemos en cuenta, además de la demanda nacional de gas, la demanda internacional, suponiendo un valor conservador equivalente al 50% de la capacidad nominal de exportación², los costes regulados unitarios disminuirían en el periodo 2012-2020 una media anual de 2,7%.

² Se prevén los siguientes aumentos de capacidad de exportación:

- C.I. de Larrau: desde los 30 GWh/día actuales (invernal) a los 165 GWh/día en 2013
- C.I. Irún: desde los 5 GWh/día actuales (invernal) a los 65 GWh/día en 2015

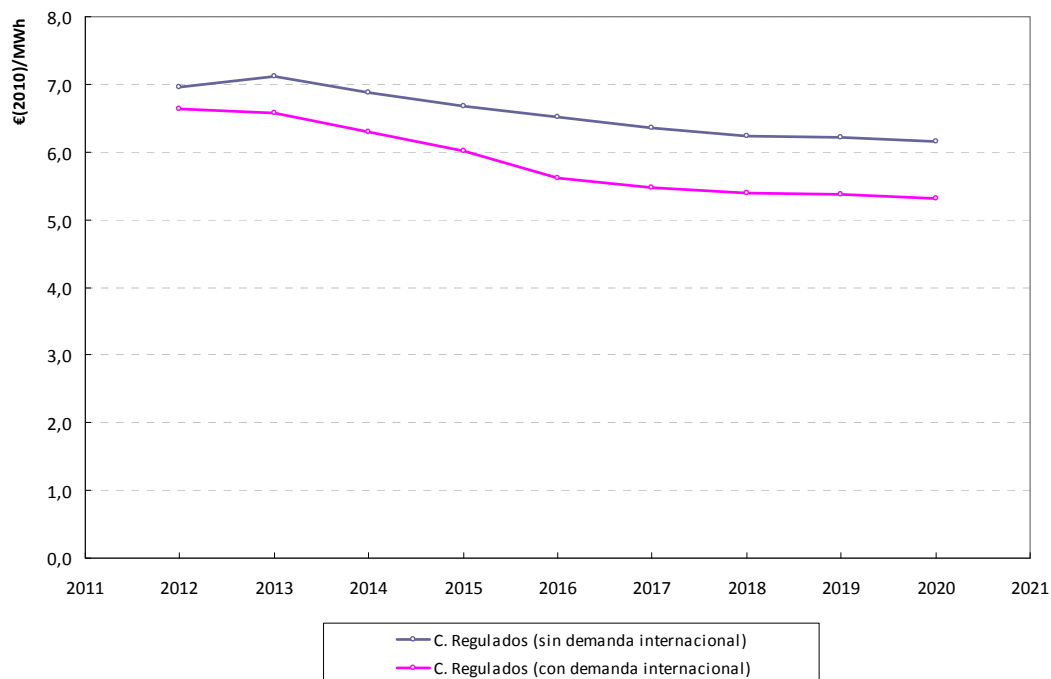


Figura A-9. Evolución prevista de los costes regulados unitarios

2.3. Sector del régimen especial

Este apartado recoge los resultados del análisis sobre la evolución esperada de los costes de las energías renovables en el periodo 2011-2020 partiendo de la evolución prevista en el borrador del Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, así como una comparativa con las tecnologías incluidas dentro del régimen especial pero que no son de origen renovable.

En el apartado correspondiente al sector eléctrico ya se ha evaluado la evolución prevista de los costes totales del sistema (lo que incluye la generación en régimen especial: renovables, cogeneración y residuos), para cada uno de los años del periodo 2011-2020, independientemente de la fecha de puesta en marcha de las instalaciones, es decir, considerando tanto las instalaciones que ya estaban en funcionamiento en 2010, como las nuevas instalaciones a poner en marcha desde 2011 en el marco del PER 2011-2020.

En este apartado se presenta la evolución económica correspondiente a las nuevas instalaciones a poner en marcha en el marco del PER 2011-2020 y del resto del régimen especial. Conviene resaltar que todos los datos económicos se dan en moneda constante a precios de 2010.

2.3.1 Hipótesis de partida

- Un escenario base de **precios del crudo** de petróleo Brent de 79,3 \$/barril en 2010, 94,7 \$/barril en 2015 y 109,6 \$/barril en 2020, a precios constantes de 2010.
- Un **precio del gas** en 2010 de 18,9 €/MWh, según datos de Aduanas para ese año, y de 27,5 € (2010)/MWh en 2020, valor este último que se corresponde con el recogido en un estudio encargado por el IDAE dentro del proceso de elaboración del Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, y que además se encuentra dentro del rango de precios estimados en el World Energy Outlook 2010 de la Agencia Internacional de la Energía, los cuales fluctuarían entre los 26,3 €(2010)/MWh (450 Scenario) y los 30,0€(2010)/MWh (Current Policies Scenario). Entre 2010 y 2020 se ha supuesto que el precio del gas crece a una tasa anual constante.
- Una **retribución de las instalaciones** existentes de **generación eléctrica con renovables** de acuerdo con la normativa actualmente vigente y para las nuevas instalaciones a poner en marcha con posterioridad a 2012, de acuerdo con la evolución contemplada en la prospectiva de costes realizada para cada una de las tecnologías.

2.3.2. Resultados

A continuación se muestran los resultados los costes de las energías renovables diferenciadas entre renovables y tecnologías de cogeneración y de tratamiento de los residuos para el periodo 2012-2020.

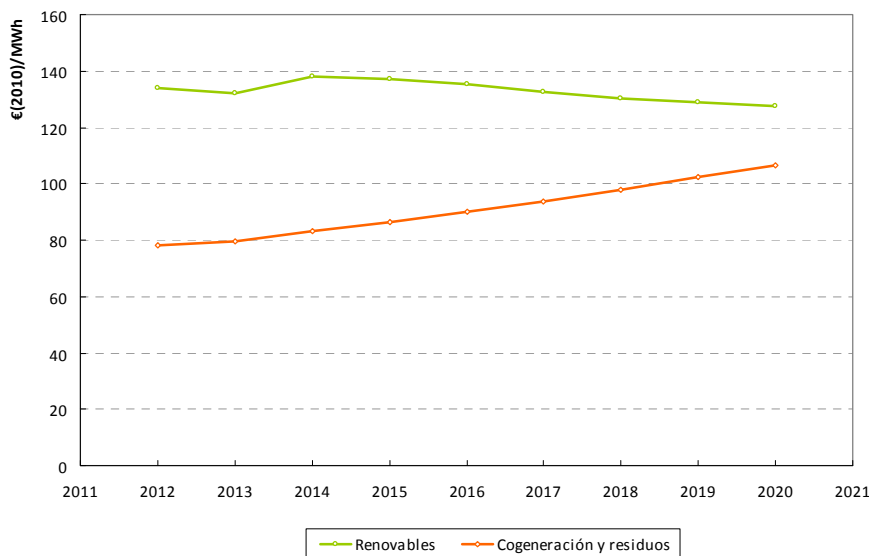


Figura A-10. Evolución prevista de los costes unitarios, por tecnología

Como puede apreciarse, a lo largo del periodo los costes de las tecnologías renovables van convergiendo progresivamente hasta prácticamente alcanzar la paridad con los costes de la cogeneración y del tratamiento de los residuos, que parten de un valor inferior al inicio del periodo analizado. Por un lado el efecto del aumento del precio de los hidrocarburos y, por otro, las mejoras tecnológicas en las tecnologías renovables permiten esta clara convergencia.

Finalmente, conviene destacar que a la producción a partir de fuentes de energía renovable hay que añadir los ahorros derivados de la menor importación de combustibles fósiles que alcanzan la cifra de 25.518 millones de euros, superior a los costes del Plan, que se cifran en 24.637 millones de euros. A esos beneficios deben añadirse los ahorros derivados de la menor emisión de CO₂; pero además hay otros beneficios a considerar, de carácter más indirecto y de difícil cuantificación pero igualmente destacables, como son la generación de actividades de alto valor añadido, el arrastre de nuevas inversiones en investigación y desarrollo, la contribución al reequilibrio de nuestra balanza de pagos mediante la exportación de tecnología, la creación de empleos cualificados, y la aportación al equilibrio territorial, factores todos ellos que redundan en una importante creación de riqueza, en términos de aportación al Producto Interior Bruto.