



CIUDADANÍA Y VALORES
FUNDACIÓN

SOSTENIBILIDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Luis Jesús Sánchez de Tembleque

Diciembre, 2009



La Fundación Ciudadanía y Valores como institución independiente, formada por profesionales de diversas áreas y variados planteamientos ideológicos, pretende a través de su actividad crear un ámbito de investigación y diálogo que contribuya a afrontar los problemas de la sociedad desde un marco de cooperación y concordia que ayude positivamente a la mejora de las personas, la convivencia y el progreso social

Las opiniones expresadas en las publicaciones pertenecen a sus autores, no representan el pensamiento corporativo de la Fundación.

Sobre el autor

Luis J. Sánchez de Tembleque es Ingeniero de Minas por la Universidad Politécnica de Madrid, con la especialidad en energía y combustibles. Tiene una dilatada experiencia profesional en la regulación de la generación de la energía eléctrica, tanto en las tecnologías consumidoras de carbón como en las que utilizan fuentes de energía renovable y la cogeneración, así como en la gestión de la demanda de electricidad. Ha colaborado en varios artículos sobre estos asuntos y participa como profesor en diversos cursos y Másteres.

SOSTENIBILIDAD DEL MODELO ENERGÉTICO Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Luis Jesús Sánchez de Tembleque

1.- La sostenibilidad energética

La energía es un elemento básico en el desarrollo económico de los países. El modelo de desarrollo económico en los **países desarrollados** está basado en el consumo de energía, siendo su principal fuente de suministro los **combustibles fósiles**, esto es el carbón, el petróleo y el gas natural, y **la energía nuclear**. Sin embargo, la utilización y la transformación de la energía conlleva efectos negativos sobre el medio ambiente, que pueden ser de alcance local o global, o tener consecuencias de corto o de largo plazo.

Entre los principales **impactos ambientales** que las actividades de transformación de la energía tienen sobre el medio, se encuentran la emisión de contaminantes atmosféricos, como SO₂ y NO_x (principales causantes de las lluvias ácidas), las emisiones de CO₂ (considerado el principal causante del efecto invernadero) y la generación de residuos radiactivos de media y alta actividad. Asimismo, existen riesgos de **agotamiento** de unos recursos naturales limitados y de **proliferación** nuclear. Los combustibles fósiles que formaron en la tierra durante miles de años y que en unas pocas generaciones van a verse agotados (segunda mitad del Siglo XIX, Siglo XX, y Siglo XXI).

Ambos aspectos, el impacto ambiental y el agotamiento de los recursos naturales limitado, afectarán negativamente a las generaciones futuras, lo que denota una ausencia de *responsabilidad intergeneracional* en el consumo de energía de los países desarrollados.

Por otra parte, en la actualidad un tercio de la humanidad (2.000 millones de personas) viven en **extrema pobreza** y no tiene acceso a las formas avanzadas de energía que son comunes en los países desarrollados, como la electricidad, los productos petrolíferos o el gas natural, por lo que han de consumir estiércoles y otro tipo de biomasa que a parte de su difícil adquisición les genera atmósferas insalubres en sus casas, sin poder paliar su déficit de agua potable y sus penosas consecuencias. Existe pues una gran **falta de equidad** en el consumo de los recursos naturales

fósiles a nivel global que impide a los países más pobres salir de la pobreza, y cuando alguno de estos países se desarrolla y sigue el mismo modelo energético de los países desarrollados, como ocurre actualmente con China o la India, se generan fuertes tensiones en los precios energéticos, dada la escasez y rigidez de la oferta. Con ello puede inducirse que en los países desarrollados existe también una ausencia de *responsabilidad*, en este caso, *intrageneracional*.

Muchos piensan que la distribución y el consumo de energía en el mundo podría en principio asimilarse a la metáfora del tren, que indica que cuanto más avanza la cabeza, más avanza el furgón de cola¹. El problema es que este modelo de desarrollo, como acabamos de ver, no es sostenible ni medioambientalmente ni tampoco socialmente. Se ha analizado en varios estudios las relaciones existentes entre la falta de acceso a formas modernas de energía y el nivel de desarrollo humano de los pueblos². Por otro lado, los países más desarrollados posiblemente incurrir en un consumo excesivo, por lo que deben tratar de desacoplar progresivamente su desarrollo económico y social del crecimiento de su consumo energético.

La pregunta central es **cómo evolucionar a tiempo** desde el actual modelo energético insostenible a otro modelo sostenible que permita el desarrollo económico y social de los países industrializados, así como de los que están en vías de desarrollo, tomando en consideración las características específicas de cada uno de ellos.

En los países industrializados se pueden paliar estos problemas con **medidas sobre la oferta** (cambio tecnológico hacia tecnologías más eficientes –ciclos combinados y cogeneración- y menos intensas en carbono –renovables-) y **sobre la demanda** (mejoras en el ahorro y en la eficiencia energética –cultura del ahorro-). Por otra parte, es importante incidir en la I+D+i en tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, para hacer ambientalmente más sostenible el uso del carbón, y en las nuevas tecnologías nucleares, de tercera y cuarta generación.

Todos estos aspectos han sido tratados a nivel internacional, y hay consenso en los principios. Así lo han expresado la Organización de Naciones Unidas, la Unión Europea, la Agencia Internacional de la Energía, el Consejo Mundial de la Energía, entre otros. En las conclusiones de la reunión de

¹ Pérez Arriaga, Ignacio. “Energía y desarrollo sostenible”. Lección inaugural del curso académico 2002-2003. Real Academia de Ingeniería.

² Pardo M., Pérez Arriaga JI. y Sánchez de Tembleque LJ. (2005). “La Gestión de la Demanda de Electricidad”. Fundación Alternativas.

esta última organización en 2002, ya aparecen las siguientes líneas maestras³ sobre la estrategia a seguir a largo plazo para construir un modelo energético sostenible:

- a) El **reconocimiento** de la falta de sostenibilidad del sendero actual de desarrollo energético y de la **urgencia** en tomar medidas para cambiarlo.
- b) Impulsar el papel de las **energías renovables** en la futura cobertura de la demanda de energía.
- c) La existencia de una verdadera **cultura de ahorro**⁴ y de mejora de la eficiencia energética que sea asumida por la población, las empresas y las instituciones, lo que ha de llevar a una moderación del consumo energético. Nuestra sociedad está aún distante de este objetivo, y la reciente disminución del consumo tiene como origen la crisis económica y no la concienciación. Se considera importante invertir esfuerzos en la información y educación de los ciudadanos.
- d) La **investigación y el desarrollo** de tecnologías energéticas avanzadas, que conduzcan a procesos más limpios y eficientes de transformación y consumo de energía.
- e) Un cambio profundo del paradigma del **transporte**, de acuerdo a los criterios anteriores, con una participación mucho mayor del transporte público, con mayores impuestos a los combustibles líquidos, con una presencia creciente de los biocombustibles y con la incorporación de los oportunos cambios tecnológicos.
- f) Por último, dado que lo anterior no se implementará autónomamente, es necesario la adopción de adecuadas **medidas regulatorias** que concreten en acuerdos internacionales, leyes y otras normas de diferente rango los objetivos anteriormente expresados.

Específicamente se considera que **las energías renovables** tienen amplias **ventajas** para la sociedad, siendo estas de tipo industrial, de empleo, de desarrollo local y regional, de reducción del deterioro de la balanza de pagos, de seguridad de suministro y de mejora de la calidad ambiental. Por todas estas ventajas se puede señalar que las energías renovables constituyen un elemento de garantía de desarrollo sostenible. No obstante, las energías renovables presentan también **inconvenientes** si se comparan con los combustibles fósiles, derivados de su mayor

³ De Miguel C., Linares P., Menéndez E, Pardo M. Pérez Arriaga JI. y Sánchez de Tembleque LJ. (2005). Capítulo "El desarrollo energético insostenible". La situación de España en 2005. Fundación Encuentro.

⁴ Sanchez de Tembleque L.J. (2007). Capítulo "Ahorro, eficiencia y gestión de la demanda en el sector eléctrico". Revista de Economía Industrial. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

coste de inversión, su dispersión en la naturaleza y la intermitencia de algunas de ellas, lo que origina costes superiores en su aprovechamiento energético.

Potenciando estas acciones se tiende hacia una mejor redistribución de los recursos energéticos fósiles a nivel mundial, se evita su pronto agotamiento y se reducen los daños al medio ambiente, mejorando además, la balanza comercial.

En definitiva, se ha de transmitir por tanto a la sociedad y a las administraciones que el **desarrollo económico** puede ser compatible con la **sostenibilidad**, si se incrementan, entre otros factores, el ahorro y la eficiencia energética, el uso de las fuentes renovables y la I+D+i energética.

2.- La regulación económica

La liberalización de la energía pretende mejorar la eficiencia, ya que mediante la competencia en el mercado se producen asignaciones eficientes de recursos, lo que puede posibilitar el descenso de los precios. Sin embargo, se requiere que se cumplan ciertas condiciones para que el resultado sea eficiente. El incumplimiento de alguna de ellas se denomina “**fallo de mercado**”, lo que implica que el mercado deja de estar en equilibrio y, por tanto, no consigue el objetivo de asignación eficiente de recursos.

Un fallo de mercado es que el precio de la energía no recoge actualmente la totalidad de los costes de los impactos ambientales que llevan asociados ni los costes de largo plazo por el consumo de unos recursos naturales limitados (la proliferación nuclear es un aspecto considerado en el ámbito de la acción política).

La **regulación económica**⁵, permite establecer un amplio rango de medidas que traten de **internalizar** en el precio de la energía los costes sociales (costes ambientales y de seguridad de suministro a largo plazo), para que éstos no recaigan en la sociedad en su conjunto, si no en los agentes que los provocan.

Para ello se emplean, entre otros, *mecanismos fiscales* (por una parte, los impuestos a la energía o a las emisiones de contaminantes atmosféricos o de vertidos, y por otra, las exenciones fiscales), *incentivos económicos* (para el fomento de las energías renovables, la cogeneración de alta eficiencia y los equipos de consumo eficiente) e *instrumentos de mercado* (por una parte,

⁵ Luis Mas, Gabriel Maganto, Carmen Fernández Rozado, Luis J Sánchez de Tembleque, Ana Yabar, Lorenzo Silva y Javier Olaguibel. “Energía, instrumentos económicos y desarrollo sostenible”. Seminario Internacional sobre fiscalidad del medio ambiente y desarrollo energético. Instituto de Estudios Fiscales. Madrid, mayo 2001.

como el comercio de derechos de emisión, y por otra, el comercio de certificados verdes –para el fomento de las energías renovables- o blancos - para el fomento de la eficiencia energética en el consumo-).

Con ello, los precios del mercado pueden hacer competitivas a tecnologías que usan las energías renovables y son muy intensivas en capital. Además, **la regulación pretende** que se proporcione al consumidor la información necesaria para que pueda tomar libremente sus decisiones económicas y sociales, para lo que ha de conocer no solo el **precio real** de la energía que demanda, sino también su **verdadero valor**, con sus implicaciones ambientales y sociales, y poder orientar así su actuación hacia el ahorro y la eficiencia energética.

Por último, la regulación es fundamental para hacer llegar la energía a las poblaciones carentes de ésta, al facilitar su acceso a las tecnologías energéticas que van a ser determinantes en el modelo futuro y que sean más adecuadas a sus recursos y características. Los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto o de la reciente Directiva de renovables de la UE constituyen unas buenas herramientas regulatorias para estas transferencias tecnológicas.

3. La experiencia en la UE

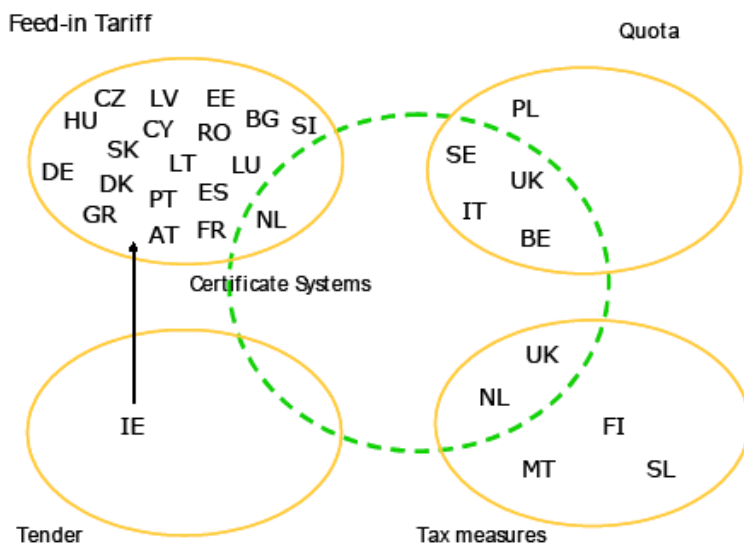
La Directiva 2001/77/CE, de 27 septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, fija un objetivo indicativo global del 22,1% de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables sobre el consumo de electricidad de la Unión Europea en el año 2010, deja a los Estados Miembros para que puedan elegir sus sistemas de apoyo, determina que éstos deberán establecer normas transparentes de conexión a la red y crear mecanismos para garantizar el origen de la electricidad generada a partir de dichas fuentes. Este objetivo del 22,1% a nivel comunitario se traduce en el caso de España en un 30%.

En la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento de energía procedente de fuentes renovables por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, determina un objetivo obligatorio de penetración de las energías renovables en cada Estado Miembro en 2020 para que en conjunto se alcance el 20% en términos de energía final (desde el 8,5% habido en 2005), consolida el principio de subsidiariedad sobre los sistemas de apoyo y promueve sistema de garantía de origen para dar transparencia al consumidor de electricidad. Asimismo, la Directiva incorpora unos mecanismos de cooperación para posibilitar el cumplimiento de los objetivos asignados a los

Estados para el año 2020. El objetivo asignado a España es del 20% en términos de energía final, a cumplir entre los sectores eléctrico, de la edificación (agua caliente y calefacción) y del transporte por carretera. Mientras que en el último sector las renovables deben alcanzar un 10% en cada Estado, queda abierto el reparto en los otros dos. Así, se estima que en el eléctrico, las renovables deben alcanzar una cuota superior al 40% en 2020.

Por su parte, la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, tiene como objetivo establecer un marco común transparente para fomentar y facilitar la instalación de centrales de cogeneración en los lugares donde existe o se prevé una demanda de calor útil. La Directiva obliga a los Estados miembros a garantizar que el origen de la electricidad producida a partir de la cogeneración de alta eficiencia pueda identificarse según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios establecidos por cada Estado miembro.

En el gráfico siguiente se señalan los cuatro sistemas de apoyo utilizados en los distintos países de la UE para el fomento de las energías renovables y la cogeneración:



Overview of renewable electricity support systems in EU-25 & BU, RO

Puede observarse que la mayoría de los países han elegido el sistema **de Incentivos económicos o Feed-in Tariff**, o de tarifa regulada, en el que el regulador fija la tarifa para la retribución de la energía eléctrica procedente de las fuentes renovables (que pagan los consumidores) y el mercado determina la cantidad de energía eléctrica generada con estas fuentes. Un segundo sistema es el denominado de **Certificados Verdes Comercializables o de Quota**, en el que el regulador establece una cantidad o cuota obligatoria de energía renovable para un determinado agente, y un mercado secundario (de certificados) determina el sobreprecio de la energía generada con estas fuentes, por encima del precio del mercado convencional de electricidad. Además, en la UE se emplean los sistemas **Fiscales o de Tax measures**, que penalizan mediante un impuesto a las energías convencionales para que internalicen sus costes ambientales y eximen a las renovables, y de **Subastas de capacidad o de Tender**, en el que se establece una subasta de capacidad renovable cuyo ganador percibe la retribución contenida en la oferta durante un periodo de tiempo determinado.

De acuerdo con la comunicación de la Comisión de la UE al Consejo y al Parlamento Europeo (COM(2005)627), de 7 de diciembre de 2005, sobre los sistemas para la promoción de energías renovables, el sistema de **Feed-in Tariff**, o de tarifa regulada, es el que se muestra globalmente como más efectivo y más eficiente, dados los elevados precios alcanzados en los sistemas de certificados y la escasa implantación de nuevas instalaciones en el resto de sistemas. Y, en particular, la Comisión de la UE muestra cómo en el caso de la energía eólica el sistema regulatorio español, con los precios y las potencias instaladas hasta el año 2004, resulta de los más efectivos y, al mismo tiempo, de los más eficientes.

A esta misma conclusión llega el mismo informe actualizado a precios de 2006, que fue presentado por la Comisión de la UE, de 23 de enero de 2008 (COM(2008) 19 final), con ocasión de la presentación del paquete verde de la UE. Según el Consejo de la UE de Primavera de 2007, y el *Climate Package* presentado por la Comisión Europea el 23 de enero de 2008, el nuevo objetivo para el conjunto de la Unión Europea es alcanzar con renovables el 20 por 100 de la demanda de energía final en 2020.

La Comisión de la UE presenta la evaluación de los mecanismos de apoyo conforme a los dos criterios siguientes: un criterio que mide la **efectividad** (definido como la capacidad de incrementar la penetración de las renovables en el consumo de electricidad), y otro criterio que mide la **eficiencia** (definido como la comparación entre el nivel económico del apoyo recibido y el coste de generación de la tecnología). Adicionalmente correlaciona la efectividad de un sistema

con su eficiencia, mediada como el beneficio anual esperado de las inversiones a partir de dicho sistema. De acuerdo con la evaluación de la Comisión Europea mediante el sistema de **“feed-in tariffs se alcanza una gran penetración de las energías renovables, con el menor coste para los consumidores”**.

El indicador de **efectividad** muestra el incremento de electricidad generada comparado con el potencial realizable a medio plazo (hasta 2020) para cada tecnología específica

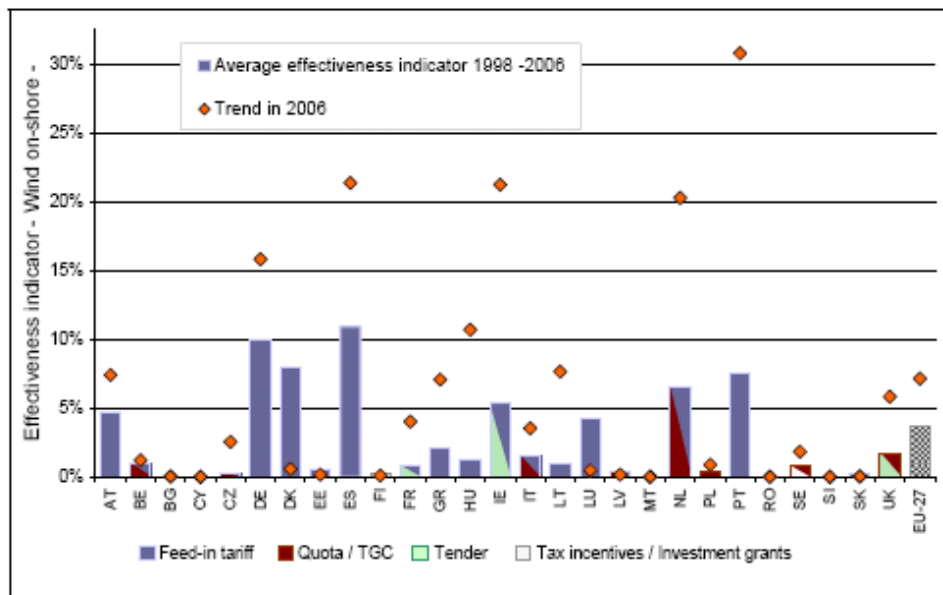
$$E_n^i = \frac{G_n^i - G_{n-1}^i}{ADD - POT_{n-1}^i}$$

E_n^i Effectiveness Indicator for RES technology i for the year n
 G_n^i Electricity generation potential by RES technology i in year n
 $ADD - POT_{n-1}^i$ Additional generation potential of RES technology i in year n until 2020

El gráfico muestra el

siguiente indicador de

efectividad para la tecnología eólica en tierra durante el periodo 1998-2006, incluyendo la tendencia en 2006.



Las políticas más efectivas que han promovido la energía eólica, el biogás y la tecnología fotovoltaica han sido en los países que han utilizado **feed-in tariffs** como su principal mecanismo de apoyo. Sin embargo, no todos los esquemas feed-in tariffs implementados en los Estados Miembros han sido igual de exitosos. Para la energía eólica terrestre, Dinamarca, Alemania y

España han presentado los mayores indicadores de efectividad durante el periodo 1998-2006. La elevada seguridad jurídica acompañada de reducidas barreras regulatorias y administrativas en estos países han estimulado un fuerte y continuo crecimiento de la energía eólica en la última década. En biogás, los crecimientos más elevados se han presentado en Austria, Dinamarca, Alemania, Grecia y Luxemburgo, que han usado sistemas de feed-in tariffs. En fotovoltaica, el mayor crecimiento corresponde a Alemania, seguido por España, Italia y Grecia, en los que también se han empleado sistemas de feed-in tariff.

La efectividad de los mecanismos de **cuota** para la energía eólica terrestre en Bélgica y el Reino Unido se ha incrementado más en 2005 y 2006, pero aún es reducida comparada con los países de feed-in tariffs mencionados.

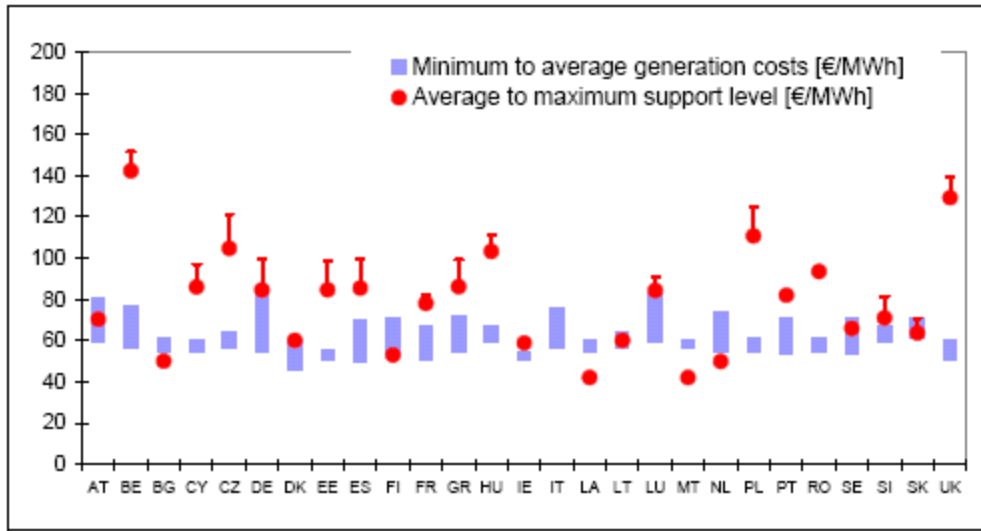
En Francia, las **tenders** para la energía eólica y biogás han sido menos efectivas. El nuevo sistema de subastas de Dinamarca para eólica en el mar ha sido hasta ahora el más efectivo de Europa para esta tecnología.

Otros mecanismos, como **las subvenciones a la inversión y las exenciones fiscales** son difíciles de medir, ya que han sido usados generalmente de forma conjunta o acompañando a otras. La combinación de ellas ha sido exitosa para el desarrollo de la biomasa en Finlandia, pero menos efectiva para el desarrollo de la energía eólica.

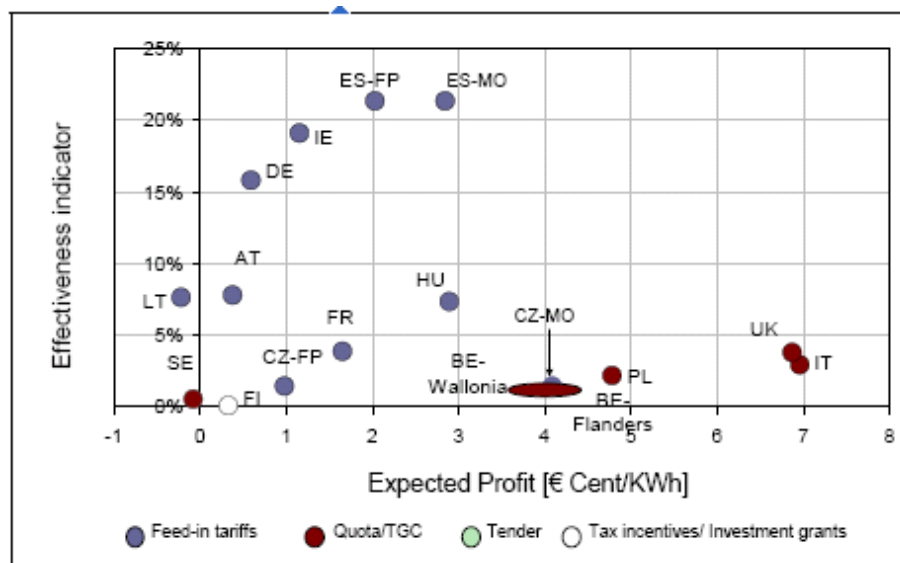
El indicador de **eficiencia** compara el ingreso total recibido por una tecnología (**nivel de remuneración**) con el coste de generación de cada tecnología.

En los distintos países existe una adaptación desigual entre el nivel de remuneración y el coste de generación para las distintas tecnologías. Dos tercios de los Estados Miembros han establecido niveles de remuneración suficientes para la energía eólica, minihidráulica y biomasa.

En el gráfico siguiente se muestra para la energía eólica el rango de precios (media y máxima ayuda) y se compara con el coste marginal de generación a largo plazo. Todos los esquemas de apoyo se han normalizado a 15 años.



Otra forma de reflejar la eficiencia es considerar el **beneficio esperado** (ingresos menos gastos) por kWh. Al comparar éste con la efectividad de cada mecanismo de apoyo se puede observar dónde dicho mecanismo es más exitoso, por el nivel de remuneración o por otros aspectos (como la estabilidad, el menor riesgo de inversión o de acceso libre al mercado).



En el gráfico anterior se muestra la eficiencia histórica observada en los sistemas de apoyo a la energía eólica en tierra: Indicador de efectividad comparado con la anualidad esperada en 2006.

En definitiva, el documento concluye que para la energía eólica en tierra en 2006, los sistemas **feed-in tariff** bien adaptados son generalmente más efectivos presentando una inferior anualidad esperada. En contraste, los sistemas de **quota** alcanzan una relativa baja efectividad con elevadas anualidades esperadas. No obstante, se debe mencionar que los sistemas de **quota** son instrumentos relativamente nuevos, existiendo por ello un reducido conocimiento de cómo evoluciona el precio de los certificados en el tiempo.

Por último, la Comisión de la UE expresa que aún permanecen **barreras administrativas y de acceso y conexión a la red**, como:

- Inexistencia de procedimientos de autorización transparentes.
- Inexistencia de planificaciones vinculantes para el desarrollo de la red, con el fin de poder cumplir los objetivos de renovables.
- Condiciones discriminatorias de acceso: procedimientos de conexión a la red no objetivos y transparentes, así como elevados periodos de tiempo para obtener la autorización de la conexión.
- Insuficiente capacidad de acceso y elevados costes de conexión.
- Ausencia de capacidad disponible en la red.
- Ausencia de información transparente sobre la red.
- Reducidos niveles de inversión en expansión de las redes

Por su parte, la Directiva 2003/54/EC permite a los Estados Miembros imponer obligaciones de servicio público para favorecer a las energías renovables y establecer procedimientos simplificados y transparentes de acceso a la red. La propia Directiva 2001/77/EC⁶ también determina que se establezcan:

- Procedimientos de autorización transparentes con clara atribución de responsabilidades.
- Sistemas de ordenación de territorio regional y municipal, para determinar posibles localizaciones para las energías renovables.

⁶ Asimismo, también la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento de energía procedente de fuentes renovables por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE

- Desarrollar adecuadamente la red de transporte considerando el desarrollo de las energías renovables.
- Procedimientos simplificados para proyectos de pequeña potencia.
- Garantía de acceso: prioridad de acceso a la red. Este principio ha contribuido, entre otros al desarrollo de la energía eólica en el caso de Alemania, España y Dinamarca.
- Reglas transparentes de reparto del coste de la red (instalaciones de conexión, refuerzos y extensiones).

4. La experiencia en España

La experiencia española en la promoción de las renovables es una **experiencia de éxito** reconocida mundialmente. En España han confluído una serie de factores clave para este desarrollo, como son una **I+D+i tecnológica** (especialmente en energía eólica y en energía solar termoeléctrica), un **sector industrial** que ha apostado por estas nuevas tecnologías, y una **regulación** efectiva y eficiente. Por ejemplo, se puede señalar que la industria eólica ha supuesto un esfuerzo inversor superior a los 15.000 M€ en los últimos años, se han creado más de 95.000 empleos directos e indirectos y han permitido que España se sitúe como referencia mundial del sector con empresas líderes en el mundo, con una importante actividad exportadora, en la generación de electricidad, en la fabricación de máquinas y en la promoción y operación de parques eólicos.

Conforme se ha señalado en el punto anterior, la Comisión de la Unión Europea ha analizado los distintos mecanismos de promoción de las energías renovables en los distintos países de la Unión con los precios y las potencias instaladas hasta el año 2006, y ha calificado⁷ el **marco regulatorio** español como efectivo, porque con él se alcanzan los objetivos previstos, y además, eficiente, porque con él no se retribuye a las distintas tecnologías por encima de la retribución media que tiene lugar en otros países. Asimismo, la Comisión de la UE destaca que en el modelo español se han reducido las barreras de entrada de nuevos agentes al liberalizar el acceso de terceros a la red y declarar este acceso preferente para las renovables.

Sin embargo, también en España han existido **desajustes** que es bueno conocer, para evitar que se repitan:

⁷ Commission Staff Working Document. "The support of electricity from renewable energy sources". Bruselas, 23 de enero de 2008 (COM(2008) 19 final).

- Durante los primeros años de la liberalización las inversiones se producían con un ritmo lento, como consecuencia de la inseguridad regulatoria en esos años, donde las tarifas y las primas se modificaban anualmente sin reglas transparentes.
- Los objetivos de planificación en biomasa y en minihidráulica no se están alcanzando, dado que en biomasa es fundamental alcanzar acuerdos de suministro a largo plazo con agricultores o municipios, y en minihidráulica los Estudios de Impacto Ambiental prolongan en exceso el trámite administrativo de autorización.
- La potencia fotovoltaica instalada durante 2008 ha excedido todas las previsiones, generando actualmente unos costes muy elevados para el consumidor de electricidad. Una vez cumplido el objetivo de planificación, se debía establecer una fecha límite (29 de septiembre de 2008) para el mantenimiento de las tarifas vigentes aplicables a las instalaciones nuevas puestas en marcha antes de dicha fecha, lo que finalmente supuso un efecto llamada, en unas circunstancias de fuerte disminución de los costes medios de la tecnología, con unos tipos de interés reducidos y una situación económica expansiva, con escasa percepción del riesgo.

A continuación se analizan los rasgos más relevantes de la regulación española en la promoción de las energías renovables y la cogeneración:

4.1 Establecimiento de un Plan de Fomento de las Energías Renovables

Con la liberalización no se puede perder un instrumento fundamental de la Administración como es la planificación del Estado en su concepción tradicional. Se debe recordar que la planificación vinculante fue la herramienta fundamental por la que se ha guiado la política energética y medioambiental hasta la liberalización.

En el nuevo marco el Estado no puede ni debe renunciar a la planificación energética, ya que los mercados energéticos por sí solos y con su visión a corto plazo no son capaces de corregir sus propias ineficiencias o fallos, como por ejemplo, la no consideración de la seguridad de suministro o los costes sociales. Es esta una de las circunstancias que justifica el la intervención pública en un mercado liberalizado.

En el nuevo marco regulatorio, la planificación eléctrica tiene un doble carácter: **vinculante** para las redes, e **indicativa** para la generación y la comercialización. Aunque no siempre es así, sus objetivos deberían ser:

a) Orientar el desarrollo de las **infraestructuras de red**, con el fin de garantizar la cobertura de la demanda, e integrar a la nueva capacidad de generación.

b) Crear un enfoque estructurado a modo de **planificación integrada de recursos** en el que se analicen todas las alternativas energéticas, desde el lado de la oferta y desde el lado de la demanda, contemplando las variables económica, de seguridad de suministro y medioambiental. De esta forma sería posible analizar:

- Todas las posibilidades que pueden ofrecer los bienes o productos energéticos, que fueran sustituibles entre sí, para facilitar una determinada utilidad energética⁸.
- En cada sector energético, todas las opciones de generación frente a las de demanda⁹.

c) Permitir a los operadores acceder a una **información homogénea** de medio y largo plazo sin coste alguno, eliminando parcialmente el problema del acceso a la información asimétrica.

d) Posibilitar a los reguladores la **detección de ineficiencias** del mercado de medio y largo plazo, dándoles además la posibilidad de anticipar las posibles consecuencias de la adopción de determinados mecanismos o incentivos de corrección de estas ineficiencias.

Específicamente, en relación a las energías renovables, la planificación indicativa debería analizar los **recursos** energéticos del país así como la **capacidad técnica** (del sistema y de las redes) y **económica** (de las tarifas de acceso) para su absorción.

La planificación indicativa constituye pues, en el nuevo marco liberalizado, uno de los primeros instrumentos que ha de utilizar el regulador para el desarrollo de su función. Mediante la planificación indicativa se detectarán posibles ineficiencias de medio y de largo plazo en los aspectos medioambientales, de seguridad de abastecimiento, de información y de poder de mercado. Asimismo, mediante la planificación el regulador puede conocer las posibles consecuencias de los mecanismos o incentivos de corrección que pretenda adoptar.

⁸ Por ejemplo, para climatización (calefacción y/o refrigeración) se analizan las opciones de electricidad, gas natural, productos petrolíferos o de calor de cogeneración.

⁹ Por ejemplo, se comparan los mecanismos de demanda para la disminución de la punta del sistema eléctrico frente a la alternativa de construir una nueva central para satisfacer dicha punta de demanda.

En España, durante los doce años de liberalización, se han adoptado dos planes específicos de las energías renovables, cuyo objetivo previsto en la Ley del Sector Eléctrico es alcanzar una penetración de las energías renovables en 2010 del 12% de la matriz de energía primaria. El 26 de agosto de 2005 fue aprobado el último por Acuerdo del Consejo de Ministros¹⁰ el actual **Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2005-2010**.

El Plan inicial fue elaborado con el propósito de reforzar los objetivos prioritarios de la política energética, que son la garantía de la seguridad y calidad del suministro eléctrico y el respeto al medio ambiente, y con la determinación de dar cumplimiento a los compromisos de España en el ámbito internacional (Protocolo de Kioto, Plan Nacional de Asignación) y a los que se derivan de la pertenencia a la Unión Europea.

El fuerte crecimiento de la intensidad energética de los últimos años fue una razón adicional de peso a la hora de elaborar el nuevo Plan, cuya puesta en marcha, conjuntamente, con el Plan de Acción 2005-2007 de la **Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética**, y su actualización posterior en el Plan de Acción 2008-2012, aprobado por el Consejo de Ministros¹¹ el 17 de julio de 2007, y con evidentes sinergias con el Plan de Energías Renovables, han de permitir reducir los consumos de energía y aminorar la dependencia energética española del exterior, al tiempo que contribuyan de manera esencial a reducir la contaminación.

Con la actualización del Plan se realiza un análisis de la evolución de las distintas fuentes renovables. Hasta ese momento se consideró satisfactoria la evolución de la energía eólica, los biocarburantes y el biogás. La energía minihidráulica avanzaba más despacio de lo previsto y la biomasa y las energías solares se estaban desarrollando muy por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos que proponía el antiguo Plan.

De acuerdo con el contexto energético más probable, el llamado escenario "Tendencial", los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 apuntaban a que el 12,1 por 100 del consumo de energía primaria en el año 2010 sea abastecido por las energías renovables, además de una producción eléctrica con estas fuentes del 30,3 por 100 del consumo bruto de electricidad y un consumo de biocarburantes del 5,83 por 100 sobre el consumo de gasolina y gasóleo para el transporte en ese mismo año.

¹⁰ Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2005-2010. Agosto de 2005.

¹¹ Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, aprobado por el Consejo de Ministros el 17 de julio de 2007.

En las previsiones destacaba la importante contribución pronosticada de la energía eólica, que elevaba su objetivo de potencia instalada hasta 20.155 MW en 2010 (con una producción estimada de 45.511 GWh); el aumento de los objetivos de biocarburantes, que pasaban a 2,2 millones de tep en 2010 y la solar termoeléctrica, que elevaba su objetivo a 500 MW.

Finalmente, con respecto a la biomasa, se diferenciaron los objetivos entre la biomasa destinada a la generación de electricidad y la destinada a usos térmicos. En cuanto a la primera, el objetivo de crecimiento en el periodo del plan se situaba en 1.695 MW, para lo que se previó la puesta en marcha de un programa de co-combustión (para la combustión conjunta de biomasa y carbón en centrales existentes), un incremento de la retribución a la electricidad generada (en instalaciones de biomasa eléctrica) y la potenciación de la Comisión Interministerial de la Biomasa, con la pretensión de dinamizar el mercado potencial.

4.2 El marco jurídico y económico

Para el desarrollo de las energías renovables es fundamental contar con un marco jurídico y económico estable e incentivador de las inversiones coordinado con la planificación. En este sentido, en el año 2003 la CNE aprobó una **metodología**¹² que fue remitida al Gobierno, y que desde entonces ha inspirado la regulación jurídica y económica del régimen especial.

A continuación los cuatro criterios fundamentales que a juicio de la CNE deben inspirar la regulación jurídica y económica de la producción de electricidad en régimen especial, y que se encuentran en la mencionada metodología:

a) Alcanzar los objetivos de planificación

El objetivo de planificación establecido en la Disposición Transitoria decimosexta de la Ley 54/1997 es que las energías renovables cubran como mínimo el 12 por 100 de la energía primaria total en el año 2010. De acuerdo con la Directiva 2001/77/CE y con el Plan de Fomento de las Energías Renovables el objetivo anterior equivale para el sector eléctrico a suministrar con energías renovables el 30,3% de la demanda de electricidad en 2010.

¹² “Metodología de revisión de primas y precios del régimen especial”, efectuada por la Comisión Nacional de Energía de 1 de abril de 2003

Además, esta penetración ha de ser incrementada fuertemente en el futuro de acuerdo con los objetivos de la UE en 2020, hasta alcanzar para el sector eléctrico español una cuota con renovables superior al 40%. Esta cuota resulta muy ambiciosa si se considera que en los últimos diez años, a pesar de la nueva capacidad instalada se ha mantenido la cuota de renovables prácticamente invariable y próxima al 20%, debido al incremento sostenido del consumo de electricidad.

Se considera que los sistemas liberalizados los incentivos económicos son fundamentales para el fomento de las distintas tecnologías renovables y de cogeneración, siempre que éstos sean suficientes para el desarrollo de las inversiones. En determinados casos se justifican incluso incentivos que lleven a rentabilidades superiores, para que se puedan alcanzar los objetivos establecidos en la planificación.

Los incentivos económicos se otorgan según las dos opciones con las que cuentan las instalaciones que utilizan las energías renovables y la cogeneración de alta eficiencia: en forma de tarifa regulada (con garantía de compra por parte del sistema), o en forma de prima, adicional al precio del mercado. Las instalaciones pueden elegir libremente ubicarse en una opción, por un periodo mínimo de un año.

El establecimiento en la normativa sectorial de incentivos económicos, por tecnologías, junto a objetivos de capacidad instalada, constituyen un importante **instrumento de política energética y ambiental**, que orienta la toma de decisiones de los inversores en un marco regulatorio liberalizado como el que corresponde a la actividad de producción de electricidad.

b) Minimizar la incertidumbre regulatoria

La **estabilidad y la predictibilidad** de los incentivos económicos (tarifas y primas) reducen la incertidumbre regulatoria, lo que incentiva las inversiones en nueva capacidad para abordar sus proyectos, al tiempo que minimiza el coste de financiación, reduciéndose el coste final para el consumidor.

Ciertamente, los principios de seguridad jurídica y de protección de la confianza legítima no constituyen obstáculos insalvables a la innovación del ordenamiento jurídico, ni pueden por ello ser utilizados como instrumentos petrificadores del marco jurídico vigente en un

momento dado. En este sentido, dichos principios no impiden la innovación dinámica de los marcos regulatorios, tampoco que las nuevas previsiones normativas puedan ser aplicadas pro futuro a situaciones iniciadas con anterioridad a su entrada en vigor. Pero sí exigen dichos principios que la innovación regulatoria -sobre todo si resulta brusca, imprevisible o inopinada- se lleve a cabo con ciertas garantías y cautelas (períodos transitorios de adaptación a los nuevos regímenes, en su caso medidas compensatorias, etc.) que amortigüen, moderen y minimicen en lo posible la defraudación de eventuales expectativas generadas por la normativa anterior.

Por lo tanto, la regulación debe ofrecer garantías suficientes para conseguir que los incentivos económicos sean estables y predecibles durante toda la vida de la instalación. No obstante lo anterior, también es conveniente fijar mecanismos transparentes para:

- a) La actualización anual de los incentivos, asociando las actualizaciones a la evolución de índices robustos (como el IPC, los bonos a diez años, etc).
- b) Revisiones periódicas, cada cuatro años, con el fin de ir adaptando el nivel de los incentivos a la curva de aprendizaje de cada tecnología. Por seguridad jurídica, estas revisiones sólo pueden afectar a las **nuevas** instalaciones.

c) Facilitar la operación del sistema

El sistema eléctrico español debe ser explotado como un **sistema aislado**, dada la escasa capacidad de interconexión con Europa. En la medida en que la penetración de instalaciones que utilizan las energías renovables se incrementa, la seguridad del sistema puede verse afectada, dada su variabilidad en la producción.

Actualmente, el régimen especial aporta más del 22% de la generación eléctrica en España. Por ello, deben establecerse requisitos e incentivos que promuevan, en lo posible, la aportación de servicios complementarios y mejoras en la calidad de la energía producida por las instalaciones que utilizan fuentes renovables. Estos requisitos o incentivos son:

- a) La obligación del suministro de programas de funcionamiento y su cumplimiento (dado que se producen penalizaciones por los desvíos entre el programa y la producción real).
- b) La adscripción obligatoria de instalaciones de generación a centros de control conectados con el operador del sistema.

- c) El establecimiento de incentivos económicos para controlar la producción o absorción de energía reactiva, como una medida indirecta para el control de tensión.
- d) La obligación de las tecnologías eólicas de soportar huecos de tensión, es decir, sean capaces de mantenerse conectados a la red, ante una breve caída de tensión en la misma, contribuyendo, al igual que otras tecnologías, a la resolución del problema y a la seguridad y estabilidad del sistema.
- e) La potestad de participar voluntariamente en otros servicios complementarios adicionales.

d) Incentivar la integración voluntaria en el mercado

Cuando las energías renovables conviven con las convencionales en el mercado resultan menos especiales.

Con ello se incrementa del número de agentes (agregadores de energías renovables), lo que **dinamiza el mercado**, tanto el mayorista como el minorista (que se ve impulsado con el establecimiento del sistema de garantía de origen).

En el mercado, la energía gestionable, que hoy representa aproximadamente el 45% del régimen especial, percibe una fuerte señal económica para modular su cesión de energía al sistema y proporcionar al operador del sistema servicios complementarios, lo cual es eficiente.

Una ventaja añadida es que fuera de la opción de mercado, los mantenimientos de las instalaciones de generación se sitúan fuera de los periodos óptimos, dado que en las tarifas reguladas no existe diferenciación temporal.

La metodología de la CNE parte de los **costes medios reales** de inversión y de operación que declaran los titulares de las instalaciones de generación de una determinada tecnología, en un determinado periodo regulatorio, para estimar, a partir de ellos, las tarifas y primas a aplicar a las instalaciones que puedan instalarse en el periodo regulatorio siguiente.

Con ello, se incentiva a los futuros titulares a reducir sus costes en relación al coste medio de la tecnología para, a continuación en el siguiente periodo regulatorio, traspasar las posibles ganancias de eficiencia al consumidor.

No obstante lo anterior, cuando se detecte que el desarrollo de una determinada tecnología pueda resultar muy superior a la evolución planificada (como ha ocurrido durante el año 2008 en España con la tecnología fotovoltaica), como consecuencia de fuertes reducciones de costes derivados de avances tecnológicos y de economías de escala, la regulación económica debe adelantarse, y orientar la evolución tecnológica hacia las reducciones de costes, estableciendo **binomios entre cantidades objetivo anuales y tarifas**, de forma que éstas últimas puedan automáticamente evolucionar a la baja para las plantas que se instalen en el año siguiente (por ejemplo, en un porcentaje definido en un 10%), cuando en el año anterior se hubiera alcanzado la cantidad objetivo. En todo caso, para preservar la seguridad jurídica, los nuevos incentivos económicos afectarían únicamente a las nuevas instalaciones.

La metodología de la CNE, tratando de aportar certidumbre y objetividad a la retribución del régimen especial determinaba una *retribución* para cada tecnología tipo construida a partir de valores medios reales de inversión y de costes de explotación, de forma que obtenga una **tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos (TIR)** superior al coste del capital de las empresas del sector.

La metodología se completa con incentivos a la participación en el mercado estableciendo unos niveles máximos y mínimos (un **techo** y un **suelo**) en la retribución, de forma coherente con la variación del precio del mercado, para adaptar las primas en una u otra situación. Con ello, el productor y el consumidor asumen el riesgo de precio del mercado en la mayor parte del tiempo, pero hasta un cierto nivel. Sobrepasado un determinado umbral, se elimina el riesgo, percibiéndose la retribución máxima y mínima establecida. El techo y el suelo equilibran los riesgos de precio, respectivamente, para los consumidores y para los productores.

Desde el punto de vista regulatorio, la retribución en mercado para una instalación debe ser la suficiente para que obtenga una rentabilidad adecuada al riesgo que asume, pero no debe ser excesiva, al depender de un coste regulado, como es la prima, lo cual justifica el establecimiento de un techo. Asimismo, la fijación de un suelo, aporta estabilidad al productor al protegerle de precios reducidos del mercado durante el tiempo que deba permanecer en él.

En definitiva, con esta metodología es posible establecer los incentivos económicos que deben ser aplicados a las instalaciones que entren en funcionamiento en el futuro, partiendo de los costes reales de las instalaciones puestas en marcha durante el periodo regulatorio anterior.

La **regulación jurídica y económica del régimen especial en España** está dispuesta en la Ley 5471997, de 27 de noviembre, y está desarrollada fundamentalmente en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, específico para las instalaciones fotovoltaicas. Adicionalmente, debe considerarse el artículo 4 del Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, en el que se establece un registro de pre-asignación de la retribución, para controlar el cumplimiento de los objetivos de planificación.

La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW:

- Instalaciones que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.
- Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario. En concreto se consideran las siguientes:
 - Solar fotovoltaica
 - Solar termoeléctrica
 - Eólica en tierra y marina
 - Geotérmica, de las olas, la de las mareas, de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.
 - Centrales hidroeléctricas
 - Biomasa procedente de cultivos energéticos y residuos forestales y agrícolas
 - Biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles, o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados.
- Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.

Cuando las instalaciones opten por participar en el mercado de producción, la prima obtenida será variable en función del precio del mercado resultante en cada hora. Para ello, se establecen unos límites inferior y superior para cada una de las tecnologías, lo que se conoce con el término de “*cap and floor*”. Según este sistema, la prima se ajustará de tal forma que la retribución total que obtendrá una instalación se encontrará en cada hora entre esos límites.

Las tarifas, primas y límites superior e inferior, así como otros complementos, serán actualizados con el IPC menos 0,25 hasta 2012 o menos 0,50 a partir de entonces.

Por otra parte, se debe señalar que los incentivos económicos o primas están evolucionando al alza de una forma importante, y estos son recogidos dentro de la tarifa de acceso que paga el consumidor.

En el cuadro siguiente se pueden observar la potencia instalada, la energía producida, la retribución total y el coste de las primas en los años 2007 y 2008. Se puede afirmar que el **consumidor eléctrico en España pagó un 11% más cara su electricidad** por la financiación que realiza la tarifa eléctrica de las primas equivalentes a la cogeneración y a las energías renovables.

AÑO	TECNOLOGÍA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Prima equivalente * (miles €)	Prima equivalente * (cent€/kWh)	Sobrecoste (%)
2007	COGENERACIÓN	6.059	17.616	872	1.335.326	7,580	596.712	3,387	2,7%
	SOLAR	693	495	19.988	214.811	43,384	194.051	39,191	0,9%
	EÓLICA	14.417	27.474	632	2.146.716	7,814	994.760	3,621	4,4%
	HIDRÁULICA	1.909	4.120	928	318.940	7,741	146.190	3,548	0,7%
	BIOMASA	558	2.173	92	192.155	8,843	101.043	4,650	0,5%
	RESIDUOS	569	2.722	33	167.806	6,165	53.674	1,972	0,2%
	TRAT.RESIDUOS	527	3.397	43	316.889	9,328	174.453	5,135	0,8%
Total 2007		24.732	57.997	22.586	4.692.644	8,091	2.260.882	3,898	10,1%
2008	COGENERACIÓN	6.157	21.090	884	2.070.197	9,816	716.528	3,398	2,4%
	SOLAR	3.354	2.492	49.971	1.127.994	45,268	968.055	38,850	3,2%
	EÓLICA	15.578	31.355	694	3.157.146	10,069	1.144.597	3,650	3,8%
	HIDRÁULICA	1.961	4.497	941	432.393	9,615	143.755	3,197	0,5%
	BIOMASA	580	2.466	98	281.613	11,420	123.326	5,001	0,4%
	RESIDUOS	579	2.734	34	239.450	8,759	63.970	2,340	0,2%
	TRAT.RESIDUOS	554	3.088	44	342.385	11,089	144.203	4,670	0,5%
Total 2008		28.763	67.720	52.664	7.651.179	11,298	3.304.434	4,880	10,9%

En el año 2009, nos encontramos con una previsión de potencia instalada, energía producida y costes mucho más elevada que el resultado de 2008. Las primas equivalentes se prevén que alcancen casi 5.400 M€ como consecuencia fundamentalmente del funcionamiento de la potencia fotovoltaica instalada durante todo el año anterior y del descenso del precio del mercado (la prima equivalente se define como la diferencia entre la tarifa regulada y el mercado), a parte del crecimiento vegetativo de otras tecnologías.

4.3 El acceso y la conexión

La regulación del acceso y la conexión a la red eléctrica de las nuevas instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes renovables es un elemento tan importante como su regulación económica.

En España la Ley del Sector Eléctrico liberaliza las actividades de generación y la comercialización, mientras que las redes de transporte y distribución que deben funcionar en régimen de monopolio natural, y se liberalizan mediante **el derecho de acceso de terceros a la red**, a cambio de un peaje que pagan los consumidores (en la Ley española la generación está liberada de estos pagos).

El **acceso** a la red constituye pues un derecho de productores y consumidores, para que las energías de los primeros puedan fluir hasta los segundos en el marco del mercado eléctrico. Por su parte, la **conexión** a la red está constituida por los elementos físicos y de seguridad mediante los cuales se puede materializar el derecho de acceso.

La Ley únicamente restringe el derecho de acceso cuando puede ponerse en riesgo el suministro de electricidad, y para que pueda ser ejercicio este derecho de la forma más amplia posible, en aras de alcanzar los objetivos de planificación, habiendo incorporado hasta el momento la regulación el principio de inexistencia de reserva de capacidad, declarando que las instalaciones ya conectadas no tienen preferencia para evacuar su energía sobre las nuevas.

En el caso de sobreinstalación de capacidad de generación, las posibles congestiones se deben resolver, a corto y medio plazo, mediante el despacho económico aplicando criterios de mercado o, en su caso, mediante prorrata, aunque en caso de las renovables se ha declarado su acceso preferente. En el largo plazo, será la planificación (y en su caso, la regulación de la distribución) la encargada de resolver las congestiones para que estas incidencias no se conviertan en crónicas.

En el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, se establece la normativa sobre el **derecho de acceso y conexión** a la red de transporte y distribución. Por otra parte, en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se establece la regulación del régimen especial, se determina que las nuevas instalaciones de producción debe hacer frente a las inversiones en las instalaciones de conexión a la redes de transporte y de distribución, e incluso, en algunas circunstancias, a los refuerzos de éstas mismas redes. Sin perjuicio de lo anterior, la red de

transporte se desarrolla conforme a la Planificación aprobada por el Gobierno, que tiene en cuenta, entre otros, a las zonas con mayores recursos renovables.

Desde inicio de la liberalización en el año 1998 hasta el final de 2007 la potencia instalada en régimen especial pasó de 4.544 MW a 24.418 MW¹³, con lo cual en la última década ha sido necesario integrar en la red de transporte y distribución casi 20.000 MW, a lo cual ha contribuido una red preexistente en cierto modo “holgada” y la nueva red producto de la Planificación. En siguiente década y media será necesario integrar una cantidad de MW que duplica la conectada en la década anterior. Solamente la *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016*, ya contempla para el horizonte 2016 una potencia instalada en régimen especial de 47.670 MW, lo que supone integrar durante nueve años más de 23.000 MW adicionales.

Por otra parte, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, fue modificada con la Ley 17/1997, de 4 de julio, para trasponer la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes del Mercado Interior de la Electricidad. Asimismo, la Ley 17/2007 incorporó otros criterios como:

- a) La facultad del Operador del Sistema de establecer restricciones zonales para la autorización de las nuevas instalaciones de producción de electricidad, tanto en régimen ordinario como en régimen especial. Únicamente se deben establecer estas restricciones si mediante la incorporación de la nueva potencia y con la red planificada, se detectan problemas relacionados con la seguridad del suministro, teniendo en cuenta la energía que ha de verter la generación y el consumo previsto.
- b) La secuencia temporal para que los gestores de la red de distribución puedan informar el acceso y la conexión de nuevas instalaciones de generación se invierte, estableciéndose como condición previa la determinación del punto de conexión, y su aceptación por el solicitante, antes de informar el acceso.

Teniendo en cuenta la gran cantidad de potencia renovable y de cogeneración que será necesario integrar y conectar a la red para el cumplimiento de los objetivos comprometidos con la Unión Europea, y asimismo, considerando las modificaciones introducidas en la Ley del Sector Eléctrico

¹³ 28.787 MW a final de 2008.

mediante la Ley 17/2007, la CNE ha elaborado una **propuesta de Real Decreto** en el que se incluyen los criterios básicos que a continuación se enuncian, y que se refieren a la regulación económica y de acceso y conexión a la red de las nuevas instalaciones de producción en régimen especial.

Se considera que los criterios sobre el acceso y conexión actualmente vigentes deberían evolucionar tal y como se señala a continuación, ya que su mantenimiento podría poner en riesgo el cumplimiento de los objetivos de la planificación vigente y los comprometidos con la Unión Europea. Este riesgo proviene del mecanismo vigente para determinar el acceso y conexión de nuevas instalaciones de producción, ya que cualquier solicitud de nueva potencia debe ser atendida cuando existe capacidad en el punto de la red en el que se conecta, independientemente de que una vez construida pueda limitarse el vertido a la red de su producción. Así, si existen otras instalaciones de generación que afecten a la capacidad de evacuación en ese punto, la instalación podrá ver limitada su capacidad de vertido, en aplicación de los mecanismos previstos en la gestión técnica del sistema, particularmente con el mecanismo de gestión de restricciones.

En un sistema liberalizado, como es la generación de electricidad, el cumplimiento de los objetivos de planificación, se lleva a cabo mediante establecimiento de incentivos económicos (primas) que se otorgan por la energía vertida a la red por las instalaciones. Cuando se producen restricciones al funcionamiento, las instalaciones de generación no perciben las primas establecidas, lo que si se generaliza en el tiempo, puede provocar incertidumbres que pongan en riesgo el cumplimiento de los objetivos de planificación.

Por ello, de acuerdo con los principios contenidos en la Ley 54/1997, considerando la experiencia obtenida en la década transcurrida de liberalización, teniendo en cuenta los nuevos objetivos de planificación y asumiendo la mayor saturación de las redes de transporte y distribución, que introducen una mayor complejidad en la operación del sistema y las consideraciones sobre la seguridad emitidas por REE, la CNE ha considerado que la nueva regulación del acceso y la conexión para las nuevas instalaciones de régimen especial a la red deberá contemplar que las **limitaciones de acceso** de las nuevas instalaciones de régimen especial se deberán resolver considerando la producción de las instalaciones de éste régimen ya conectado o con punto de conexión firme, con el fin de evitar el incremento de las restricciones, lo que mejoraría la seguridad del sistema y posibilitaría el cumplimiento de los objetivos de planificación.

Asimismo, en la dicha propuesta se establecen otras mejoras en la regulación vigente:

- Establecimiento de los criterios para la aplicación de la nueva herramienta, contemplada en la Ley, para que el operador del sistema pueda mantener la seguridad (restricciones zonales)
- Cumplimiento de los planes de desarrollo de las redes de transporte y distribución
- Publicidad por parte de los gestores de red de la escasez de capacidad
- Procedimiento simplificado para instalaciones de pequeña potencia

Todo lo anterior, mantenido la prioridad de evacuación en tiempo real de la energía producida por las renovables y cogeneración.

4.4 El sistema de garantía de origen y etiquetado de la electricidad

Mediante el Sistema de Garantía de Origen¹⁴ se introduce un nuevo mecanismo indirecto de promoción de las energías renovables y de la cogeneración, adicional al régimen económico vigente, que en España se materializa en unos incentivos económicos incorporados en unas tarifas reguladas y en unas primas. Mediante los incentivos económicos se iguala el terreno de juego para que las energías especiales puedan competir en el mercado en igualdad de condiciones con las energías convencionales (termoeléctrica, nuclear y gran hidráulica), ya que estas últimas no internalizan la totalidad de sus costes ambientales.

El Sistema de Garantía de Origen permite a los productores demostrar ante terceros que la electricidad que venden ha sido generada a partir de fuentes de energía renovables y/o mediante mecanismos de alta eficiencia. La garantía de origen es pues una acreditación, expedida a solicitud del interesado, que asegura que un número determinado de kilowatios-hora de energía

¹⁴ Las Directivas 2001/77/CE y 2004/8/CE, relativas respectivamente a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, establecían la necesidad de que los Estados Miembros de la UE introdujeran un Sistema de garantía de origen de la electricidad renovable y eficiente. Además, de acuerdo con las Directrices de la Comisión de la UE de febrero de 2004, el Sistema de Garantía de Origen debe favorecer lo que se denomina “el etiquetado de la electricidad”, introducido en el artículo 3 de la Directiva 2003/54/CE y en el artículo 6 de la Ley 24/2005, que en conjunto tiene como consecuencia la diferenciación de productos dentro del mercado.

eléctrica producidos en una central, en un periodo temporal determinado, han sido generados a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia.

Adicionalmente, a partir de las garantías de origen, y a años vencidos, es posible establecer una diferenciación entre los comercializadores según su participación que hubieran tenido en el Sistema de Garantías de Origen. Esta diferenciación se realiza para permitir al consumidor elegir la empresa comercializadora sobre la base no sólo del precio o de la atención al cliente (ya que la calidad y la seguridad del suministro ha de ser la misma para todos), sino también en función de la calidad ambiental de la energía que la citada empresa ofertó en el año anterior (en términos de emisiones específicas de CO₂ y de producción específica de residuos radiactivos).

Las garantías de origen junto a los nuevos datos a incluir en las facturas informan al consumidor de los atributos medioambientales de la energía anual generada en el sistema eléctrico y la adquirida por su empresa comercializadora.

En España la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. Según esta normativa, la CNE es responsable de gestionar un Sistema de garantía de Origen que debe servir para que los comercializadores puedan demostrar que la electricidad que vendieron en el año anterior fue generada a partir de fuentes de energía renovables y/o mediante mecanismos de alta eficiencia.

El funcionamiento del sistema se basa en un mecanismo de anotaciones en cuenta (análogo a un registro público), en el que voluntariamente los productores en régimen especial, y los comercializadores solicitarán la inscripción, transferencia y cancelación de las garantías que les puedan corresponder, previa comprobación de la información disponible en las autorizaciones, las facturaciones del régimen especial, las medidas eléctricas de productores y de consumidores proporcionadas por los distribuidores y REE, e incluso, teniendo en cuenta el resultado de las inspecciones de la CNE.

Durante el primer trimestre del año 2008, la CNE gestionó dicho Sistema para la energía generada durante el año 2007. En este tiempo se produjeron expediciones, exportaciones, transferencias y cancelaciones de garantías de origen correspondientes al año 2007. Las garantías que fueron expedidas representaron el 17% de la producción nacional de electricidad en el año 2007, y el 61% respecto de la producción nacional total procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración.

Los resultados obtenidos hasta el primer trimestre de 2009 correspondientes a la energía generada en 2008 fueron similares a los de 2007. Las garantías expedidas para la energía generada en 2008 representaron el 16% de la producción nacional de electricidad de dicho año, y el 53 % respecto de la producción nacional procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración

El destino final de las garantías de origen expedidas para la energía generada en los años 2007 y 2008, fue:

- El 34% de las garantías expedidas para 2007 quedó en poder del Titular de Instalación, y se cancelaron por caducidad el 31 de marzo de 2008, mientras que únicamente el 9,2% de las garantías expedidas para 2008 quedó en el Titular y fueron canceladas por caducidad el 31 de marzo de 2009.
- El 0,5% y el 0,7% de las garantías expedidas para 2007 y 2008, respectivamente, tuvieron como destino final la exportación. Al no corresponder con energía de régimen especial, no ha sido necesario el reembolso de la prima que en su caso se hubiera percibido por esta energía con garantías de origen para la exportación
- Finalmente, el 65,3% y el 90,1% de las garantías expedidas para 2007 y 2008, respectivamente, tuvieron como destino un comercializador.

De las garantías transferidas a los comercializadores en ambos años, únicamente el 8% fue finalmente transferida y redimida en un consumidor final, caducando el otro 92% el 31 de marzo de cada año.

La redención en consumidor final fue realizada en 2007 por 4 comercializadores en casi 60.000 clientes, mientras que en 2008, esta redención fue realizada por 6 comercializadores, en casi 116.000 clientes, lo cual es un síntoma de la mayor concienciación y progresión de este sistema al nivel del consumidor final.

Una vez realizados todos los cálculos anteriores, se obtienen las mezclas anuales de energías de producción del conjunto del sistema eléctrico, de la comercialización que participa en este sistema y adquiere garantías de origen y de la comercialización “genérica” que no han participado en el mismo. Asimismo, se obtienen las emisiones asociadas de CO₂ y la producción asociada de residuos radiactivos de alta actividad.

Esta información, correspondiente a las mezclas anuales de energías de producción del conjunto del sistema eléctrico y de la comercialización “genérica” se muestra a continuación en forma de tablas y de gráfico, para los años 2007 y 2008, y en el Anexo 4 de este informe, se muestran los resultados de la comercialización libre:

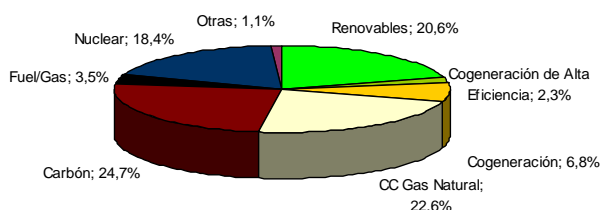
AÑO 2007

MIX ENERGIA	MIX PRODUCCIÓN	MIX COMERCIALIZADORA GENÉRICA
	%	%
Renovables	20,6%	11,5%
Cogeneración de Alta Eficiencia	2,3%	2,0%
Cogeneración	6,8%	7,6%
CC Gas Natural	22,6%	25,4%
Carbón	24,7%	27,7%
Fuel/Gas	3,5%	4,0%
Nuclear	18,4%	20,6%
Otras	1,1%	1,2%
EMISIONES DE DIOXIDO DE CARBONO		
Kg de dióxido de carbono por kWh	0,40 D	0,45 E
RESIDUOS RADIATIVOS AA		
Miligramos por kWh	0,54 D	0,60 E

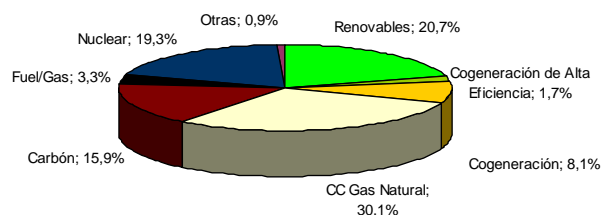
AÑO 2008

MIX ENERGIA	MIX PRODUCCIÓN	MIX COMERCIALIZADORA GENÉRICA
	%	%
Renovables	20,7%	8,2%
Cogeneración de Alta Eficiencia	1,7%	0,8%
Cogeneración	8,1%	9,5%
CC Gas Natural	30,1%	35,2%
Carbón	15,9%	18,6%
Fuel/Gas	3,3%	3,9%
Nuclear	19,3%	22,6%
Otras	0,9%	1,2%
EMISIONES DE DIOXIDO DE CARBONO		
Kg de dióxido de carbono por kWh	0,39 D	* *
RESIDUOS RADIATIVOS AA		
Miligramos por kWh	0,42 D	* *

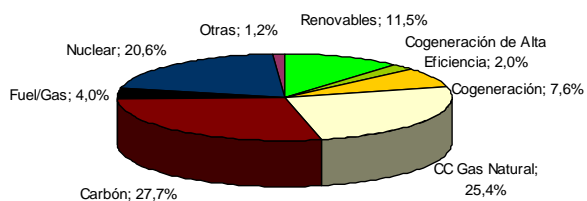
MIX PRODUCCIÓN



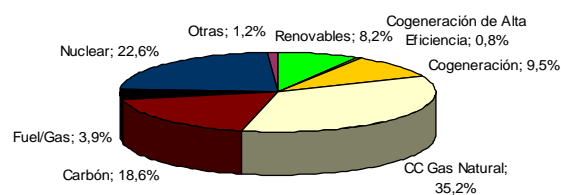
MIX PRODUCCIÓN



COMERCIALIZADORA GENÉRICA sin GdO's



COMERCIALIZADORA GENÉRICA sin GdO's



5 Retos a medio plazo

A continuación se extractan las posibles actuaciones regulatorias que deben llevarse a cabo en el corto y medio plazo en los sectores de las energías renovables y de la cogeneración:

- Aprobación de la propuesta de Real Decreto de acceso y conexión a la red del régimen especial, que fue realizada por la CNE al Gobierno.
- Elaboración de un nuevo Plan de Fomento de Energías Renovables 2010-2020, por el Gobierno.
- Establecimiento de un nuevo objetivo de planificación para la cogeneración, para con ello contribuir a la mejora de la eficiencia energética en un 20% en el año 2020.
- Elaboración de un nuevo marco jurídico y económico del régimen especial que trasponga la Nueva Directiva de renovables y que contemple los nuevos objetivos establecidos en el Plan de Fomento, por el Gobierno.
- Elaboración del Plan de Acción 2010-2020 previsto en la nueva Directiva de renovables, que incluya los objetivos cada dos años y el marco de apoyo asociado.

6 Resumen y conclusiones

El consumo de energía está basado en los combustibles fósiles y en la energía nuclear. Ambos conllevan efectos negativos sobre el medio ambiente. Asimismo, existen riesgos de agotamiento de unos recursos naturales limitados y de proliferación nuclear. También, se debe considerar que un tercio de la humanidad carece de los modos de energía final usados en los países desarrollados.

Estos problemas se pueden paliar con medidas sobre la oferta (cambio tecnológico hacia tecnologías más eficientes –ciclos combinados y cogeneración- y menos intensas en carbono – renovables-) y sobre la demanda (mejoras en el ahorro y en la eficiencia energética – señal de precio, medidas, cultura del ahorro, etc-). Por otra parte, es importante incidir en la I+D+i en tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, para hacer ambientalmente más sostenible el uso del carbón, y en las nuevas tecnologías nucleares de tercera y cuarta generación.

Potenciando estas acciones se tiende hacia una mejor redistribución de los recursos energéticos fósiles a nivel mundial, se evita su pronto agotamiento y se reducen los daños al medio ambiente, mejorando además, la balanza comercial.

Se ha de transmitir por tanto a la sociedad y a las administraciones que el desarrollo económico puede ser compatible con la sostenibilidad.

La liberalización de la energía pretende mejorar la eficiencia, ya que mediante la competencia en el mercado se producen asignaciones eficientes de recursos, lo que puede posibilitar el descenso de los precios. Sin embargo, se requiere que se cumplan ciertas condiciones para que el resultado sea eficiente. El incumplimiento de alguna de ellas se denomina “fallo de mercado”, lo que implica que el mercado deja de estar en equilibrio y, por tanto, no consigue el objetivo de asignación eficiente de recursos.

Un fallo de mercado es cuando el precio de la energía no recoge la totalidad de los costes de los impactos ambientales que llevan asociados ni los costes de largo plazo por el consumo de unos recursos naturales limitados (la proliferación nuclear es un aspecto considerado en el ámbito de la acción política). Es preciso por tanto internalizar estos costes en el precio de la energía.

Para ello se emplean mecanismos regulatorios de tipo indirecto para no distorsionar la competencia en el mercado. Se emplean, entre otros, los mecanismos fiscales (por una parte, los impuestos a la energía procedente de recursos fósiles o impuestos a las emisiones de contaminantes atmosféricos, y por otra, las exenciones fiscales a las inversiones en energías renovables), los incentivos económicos (para el fomento de las energías renovables, la cogeneración de alta eficiencia y los equipos de consumo eficiente) e instrumentos de mercado (como el comercio de derechos de emisión que incide en las centrales emisoras de CO₂ y el comercio de certificados verdes –para el fomento de las energías renovables- o blancos -para el fomento de la eficiencia energética en el consumo-).

Un informe de la Comisión de la UE, de 23 de enero de 2008 (COM(2008) 19 final), publicado con ocasión de la publicación de la propuesta de Directiva de promoción de las energías renovables, realiza un análisis comparativo de la efectividad y la eficiencia de los distintos marcos regulatorios existentes en los Estados Miembros para la promoción de las energías renovables. El estudio señala a España como país de referencia. El estudio demuestra que la regulación es un factor clave, incluso más que los recursos naturales.

El éxito España está basado entre otros, en una estable, predecible y rentable retribución, derivada del marco regulatorio. Este marco regulatorio consta de tres partes:

1. La Regulación jurídica y económica, basada en la Metodología propuesta en su día por la CNE, que incorpora los cuatro principios básicos siguientes:
 - Alcanzar los objetivos de la planificación
 - Estabilidad regulatoria
 - Facilitar la operación del sistema
 - Incentivar la integración voluntaria en el mercado
2. La Regulación de acceso y la conexión
3. La Regulación de la garantía de origen y del etiquetado de la electricidad

A medio plazo España debe trasponer la nueva Directiva 2009/28/CE de fomento de las energías renovables, y elaborar un nuevo Plan de Fomento 2010-2020, que permita alcanzar una penetración de las energías renovables en el consumo energético final del 20%. Para conseguir este objetivo se considera importante, además, la aprobación de la propuesta de Real Decreto de acceso y conexión a la red del régimen especial elaborada por la CNE.