

***Libro Blanco de la Generación
Eléctrica en España.
La visión de los productores de energías
renovables (APPA)***

Marzo de 2005

INTRODUCCIÓN	4
RESUMEN EJECUTIVO: LA VISIÓN DE LOS PRODUCTORES DE ENERGÍAS RENOVABLES	5
ANEXO: DESARROLLO DE LA POSTURA DE APPA	12
1 ORGANIZACIÓN BÁSICA DEL MERCADO	12
1.1 ESTRUCTURA DIFERENCIADA EN RÉGIMEN ESPECIAL Y RÉGIMEN ORDINARIO	12
1.2 MERCADO A PLAZO Y CONTRATOS BILATERALES.....	16
1.3 TRATAMIENTO DE LOS DESVÍOS POR EL MERCADO.....	19
1.4 TRATAMIENTO DE LOS DESVÍOS FUERA DEL MERCADO	21
1.5 MIBEL.....	21
2 GARANTÍA DE SUMINISTRO (I): GENERACIÓN	25
2.1 MARCO QUE GARANTICE LA FINANCIACIÓN DE NUEVAS INVERSIONES	25
2.2 RETRIBUCIÓN POR GARANTÍA DE POTENCIA	27
3 GARANTÍA DE SUMINISTRO (II): OPERACIÓN DEL SISTEMA	29
3.1 CONTROL DE TENSIONES	29
3.2 PREDICCIONES	31
3.3 HUECOS DE TENSIÓN	33
4 GARANTÍA DE SUMINISTRO (III): DEMANDA	35
4.1 SEÑALES DE PRECIOS QUE INCENTIVEN EL AHORRO Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA	35
5 LA RED DE TRANSPORTE	38
5.1 PLANIFICACIÓN DE NUEVA GENERACIÓN Y ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE	39
5.2 INFORMACIÓN SOBRE CAPACIDAD DE EVACUACIÓN EN PUNTOS DE CONEXIÓN	40
5.3 PROPIEDAD Y OPERACIÓN DE NUEVAS INFRAESTRUCTURAS DE RED.....	43
6 DISEÑO DE LAS TARIFAS DE ACCESO E INTEGRAL	45
6.1 MEDIDAS PARA EL FOMENTO DE LA LIBERALIZACIÓN	45
6.2 ORIGEN DEL SUMINISTRO: EL TRATAMIENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	46
7 LA GENERACIÓN ESPECIAL	49
7.1 LA CONSECUCCIÓN DE OBJETIVOS.....	49
7.2 LA TRAZABILIDAD DE LA ENERGÍA RENOVABLE	61
8 REPERCUSIÓN DEL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIONES	64
8.1 INTERNALIZACIÓN DE LOS COSTES AMBIENTALES POR LAS TECNOLOGÍAS EMISORAS	64
9 MECANISMOS DE LIQUIDACIONES	65
9.1 MEJORAS EN EL SISTEMA DE LIQUIDACIONES	65

10	CONCENTRACIÓN HORIZONTAL DEL MERCADO	66
10.1	EL PAPEL DEL PRODUCTOR INDEPENDIENTE	66
11	TRATAMIENTO DE LAS INTERCONEXIONES	67
11.1	INTERCONEXIONES Y ENERGÍAS RENOVABLES	67
12	TRATAMIENTO DE LOS CTCs.....	68
12.1	TRATAMIENTO DE LOS CTCs HASTA SU EXTINCIÓN.....	68
13	ESTRUCTURA EMPRESARIAL DEL SECTOR	69
13.1	FUNCIONES DEL DISTRIBUIDOR.....	69
14	INTERACCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO CON EL DEL GAS	70
15	SISTEMAS NO PENINSULARES	71

Introducción.

El presente documento recoge el posicionamiento de APPA ante los aspectos clave de la producción de electricidad en España, con el fin de colaborar en la elaboración del Libro Blanco de la Generación Eléctrica en España.

El resumen ejecutivo consta de tres partes claramente diferenciadas. En la primera se describen brevemente los beneficios que las energías renovables reportan tanto a la sociedad como al sistema eléctrico, y que fundamentan el interés por su desarrollo y, como consecuencia, su inclusión en un régimen especial. También se revisa la situación actual de las mismas en relación con los objetivos establecidos en las planificaciones energéticas en el ámbito nacional y europeo. En la segunda parte se exponen las barreras que ha de afrontar un promotor de energías renovables en el marco regulatorio actual. Por último, se tratan las condiciones necesarias, tanto de carácter técnico como económico, para garantizar una eficiente integración de estos métodos de producción en el sistema eléctrico nacional.

El anexo desarrolla los conceptos y propuestas presentadas en el resumen ejecutivo, así como otra información de interés. Para facilitar su comprensión, se ha mantenido la estructura de los temas a tratar recogidos en el guión facilitado a tal efecto.

En cada uno de los apartados del anexo se realiza un análisis de la situación actual, prestando especial atención a los factores críticos detectados, y exponiendo a continuación las propuestas que desde APPA entendemos que contribuirían a mejorarlos.

Por último, APPA quiere agradecer la oportunidad brindada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para contribuir a la elaboración del Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España.

Resumen ejecutivo: La visión de los productores de energías renovables

Energías renovables en España: beneficios asociados y situación actual

La creciente presencia de las energías renovables en el “mix” de producción eléctrica genera beneficios para la sociedad, el medioambiente, y el propio sistema eléctrico.

En primer lugar, el carácter peninsular de nuestro país, asociado a la inexistencia de reservas propias de gas y petróleo, y a unas deficientes interconexiones de gas y electricidad con Francia, hacen de España un país netamente importador de recursos energéticos. El desarrollo de fuentes de energía renovable, por su carácter autóctono, **reduce de forma significativa el grado de dependencia exterior del sector energético** nacional, que en la actualidad se sitúa alrededor del 76%, contribuyendo de forma activa a la seguridad de suministro.

Otro de los beneficios asociados al desarrollo de las renovables es el **ahorro de emisiones de CO₂** para el sistema de generación de electricidad, estimado aproximadamente en 17 Millones de toneladas de CO₂ en 2003. La traducción en términos monetarios de este ahorro asciende a unos 170 Millones de €¹.

Además, cabe destacar los beneficios aportados por su **carácter de generación distribuida**: en muchas ocasiones las unidades de producción renovables se encuentran cerca de los puntos de consumo, al contrario de lo que ocurre, por razones técnicas o de seguridad, con las grandes plantas de generación en régimen ordinario. Esta distancia entre localizaciones de producción y consumo, genera unas pérdidas equivalentes al 10% de la producción neta de electricidad. En este sentido, el desarrollo de las energías renovables supone una mejora considerable en la eficiencia del sistema.

En el capítulo de beneficios sociales, cabe destacar la **capacidad de creación de empleo** directo e indirecto de las energías renovables. Diversos estudios al respecto demuestran cómo estas crean hasta cinco veces más puestos de trabajo que las tecnologías convencionales, a igualdad de potencia instalada. Además, hay que tener en cuenta que estos empleos suelen generarse en áreas rurales, donde existen altos porcentajes de desempleo, contribuyendo al desarrollo y cohesión regional.

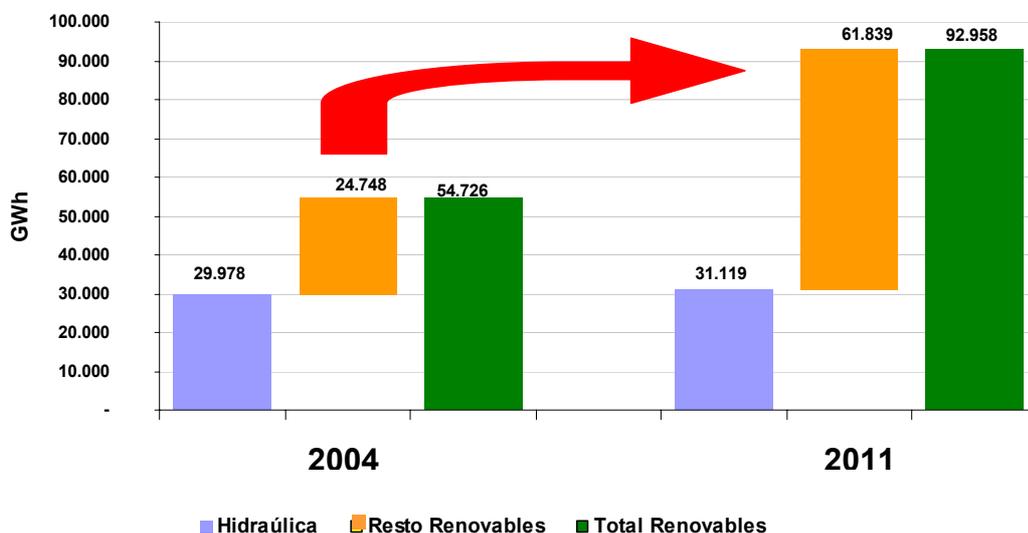
Por todas estas razones, las administraciones han adquirido conciencia de la necesidad de contar con un porcentaje significativo de energías renovables en su parque de generación eléctrica. En las diferentes planificaciones en el ámbito nacional y europeo se han establecido objetivos referidos a la presencia de las

¹ Hipótesis de precio medio del derecho de emisión de 10 €/Tn CO₂.

renovables tanto en la estructura de consumo de energía primaria, como en su contribución a cubrir la demanda de energía eléctrica dentro del “mix” de producción del sistema. Los principales objetivos establecidos son:

- **Consumo de Energía Primaria:** Tanto en la Ley del Sector Eléctrico 54/1997(disposición transitoria decimosexta) como en la directiva 2001/77/CE se establece que en 2010 el 12% de la energía primaria ha de ser de origen renovable, objetivo ratificado en la Planificación de los Sectores de Gas y Electricidad 2002-2011.
- **Cobertura de la Demanda:** De acuerdo con la Directiva 2001/77/CE, España asumió un objetivo nacional de cuota de mercado para energías renovables para 2010 de un 29,4% sobre la demanda total de electricidad. En la planificación del sector del Gas y Electricidad, se transpuso este objetivo para 2011 a un 30,6%. En el gráfico adjunto se comprueba que al desglosar el porcentaje que representa gran hidráulica, el resto de renovables ha de experimentar un importante incremento en términos de producción para alcanzarlo.

Producción de Energías Renovables 2004-2011 (Gwh)



Fuente: REE, elaboración propia

De lo expuesto se deduce que las energías renovables aún han de experimentar una importante promoción en los próximos años para alcanzar los objetivos expuestos en las diversas planificaciones energéticas. Resulta necesario, por tanto, analizar las barreras que dificultan el desarrollo de las energías renovables en España y buscar soluciones para superarlas.

Barreras que dificultan la instalación de energías renovables en España.

Barreras financieras

Un adecuado desarrollo de las energías renovables en España será imposible si no se asegura la **financiabilidad de los proyectos**. Resulta de vital importancia reducir la percepción de riesgo asociado a las energías renovables por parte de las entidades financiadoras. Para conseguirlo, es necesario demostrar una **rentabilidad atractiva**, como ya ha ocurrido con los proyectos de energía eólica. Uno de los factores clave para conseguir unas condiciones favorables de financiación es la existencia de un marco normativo estable, que garantice **seguridad jurídica** al promotor. Este punto es especialmente relevante ante un hipotético cambio en la legislación, y su influencia en las condiciones de financiación negociadas. Es necesario asegurar, además de la permanencia de las normas, la **irretroactividad de las mismas**, ofreciendo siempre a las instalaciones existentes la opción de mantenerse en el marco regulatorio anterior.

De todos los sistemas de apoyo a la electricidad de origen renovable puestos en marcha en los diversos países europeos, **los mecanismos basados en primas a la producción han demostrado ser los más eficientes** frente a otros como los certificados verdes, debido al alto grado de estabilidad que aportan respecto a la retribución. Tres de los cuatro principales productores mundiales de energía eólica (Alemania, España y Dinamarca) cuentan con este sistema como incentivo a la promoción de energías renovables. Por tanto, se propone enfocar los esfuerzos por parte de las administraciones en **mantener, reforzar y mejorar el sistema de primas establecido**, prestando especial atención a aquellas tecnologías que en la actualidad se encuentran lejos de alcanzar los objetivos definidos en las planificaciones estratégicas energéticas vigentes, como es el caso de la biomasa.

Asimismo, se cree necesario el **diseño de una cobertura normativa para aquellas nuevas tecnologías de generación que se encuentran en un estado de madurez inicial tanto técnico como comercial** (eólica offshore, generadores eólicos de gran potencia, producción de hidrógeno a partir de energías renovables, maremotriz, olamotriz, etc), de forma que se garantice su desarrollo en el futuro. Una opción a tener en cuenta sería el establecimiento de un mecanismo de primas no asociado a la producción. En este mismo sentido, también sería conveniente dar prioridad a los proyectos relacionados con las energías renovables dentro de los diversos programas de I+D.

Barreras administrativas

Uno de los principales problemas con que se encuentra el promotor de instalaciones de energía renovable es el **laberinto administrativo** que ha de afrontar para materializar sus proyectos: actualmente se encuentran en vigor hasta sesenta

normas, y cuarenta trámites que han de presentarse en las diversas administraciones a nivel local, regional y central existiendo en muchas ocasiones confusión en materia de competencias. Esta situación se agrava por el incumplimiento de los plazos por parte de las administraciones, que hace que los proyectos se demoren de forma dramática, poniendo en riesgo la consecución de los mismos. Para superar esta barrera, solamente sería necesario que las administraciones se comprometiesen a **cumplir en tiempo y forma la normativa vigente**, definida en el artículo 6 de la Directiva Europea 2001/77/CE, en el que se fomenta la agilidad y racionalidad de los procesos administrativos, así como la objetividad y la transparencia de las normas.

Barreras técnicas

Otro de los factores que suponen una barrera a la promoción de las energías renovables en España, es el tratamiento de acceso de conexión a la red.

La creciente demanda de conexión de nueva generación, unida a la escasez de capacidad de red en muchos puntos, y la ausencia de una normativa nacional que garantice la preferencia de acceso a las energías renovables a través de unos criterios claros y generales, está ocasionando conflictos entre las nuevas instalaciones y las existentes, a efectos de capacidad de red. Además, existe un alto grado de descoordinación entre las planificaciones autonómicas y nacionales.

Resulta necesario desarrollar canales de comunicación entre Organismos Estatales, Comunidades Autónomas, REE/ distribuidores y los promotores afectados. Al mismo tiempo sería deseable que existiesen **criterios generales de planificación**, comunes para todas las Comunidades Autónomas.

Otro de los problemas que se encuentra el promotor es la **falta de información** de la que dispone a la hora de realizar la petición de acceso a la red, que se ha de realizar en una fase madura del proyecto, corriendo el riesgo de ver alterada su necesidad de financiación. Esta información previa sobre el estado de capacidad de la red y de los puntos de conexión, puede ser crucial para determinar la rentabilidad asociada a un emplazamiento determinado. Atendiendo a experiencias internacionales en otros sistemas eléctricos que si disponen de esa información “*ex-ante*”, se propone **hacer pública la información** acerca de la capacidad de la red a través de un **mapa de tensiones**, y de las solicitudes de conexión soportadas por cada uno de los puntos de acceso, teniendo en cuenta las restricciones que por razones de seguridad sea necesario aplicar. Para gestionar de forma eficiente esta información, se requiere el diseño de un marco formal a través de una normativa al efecto, y del detalle de protocolo de acceso a la información.

Una vez concedido el punto de acceso a la red, el propietario ha de afrontar el coste de la infraestructura de conexión, que posteriormente ha de ceder al

distribuidor o a REE para su operación y mantenimiento. Desde APPA se considera necesario un cambio de regulación al respecto, que ha de incluir tres aspectos básicos: **la voluntariedad del productor de realizar la cesión de las infraestructuras al gestor de la red de transporte o distribución** y la obligatoriedad por parte de estos de **aceptar la infraestructura** en el caso de que el promotor decida cederlas. Asimismo, en los casos en que se realicen inversiones de **refuerzo o mallado de infraestructuras existentes** que no tengan como objeto único la inyección de la nueva capacidad, **la financiación ha de ser soportada por el propietario de la red.**

Condiciones que garantizan la integración de las renovables en el sistema eléctrico.

Una vez que la instalación comienza su producción, ha de tener en cuenta ciertos aspectos que garanticen su eficiente integración en la operación del sistema, debido a las características especiales de las energías renovables.

Una de las principales críticas que recibe la generación de electricidad de energías renovables, singularmente la eólica, se refiere a los **controles de tensión**. En estos momentos **REE** gestiona desde CECOEL la producción del régimen ordinario, pero sin embargo **es ciega respecto al régimen especial**, impidiendo, por tanto, la posibilidad de operar esta energía. Por esta razón REE reivindica que estas instalaciones estén asociadas a un centro de control. El problema se presenta para los pequeños y medianos productores, que no pueden afrontar el coste que supone la creación de un centro de control. Si optan por unirse a los centros de control existentes en la actualidad, propiedad de las grandes compañías, aparece la incertidumbre sobre la objetividad en la toma de decisiones de bajada de carga o desconexión. Resulta clara la necesidad de tomar medidas con el fin de que la producción en régimen especial deje de ser ciega para el operador del sistema, garantizando objetividad de decisiones y prioridad de acceso de las energías renovables. En este sentido, se propone la **creación de un centro de control de carácter nacional** participado mayoritariamente por REE, o en su defecto, por cualquier operador neutro en generación, que permita asegurar la aplicación de criterios de operación totalmente fiables y objetivos. Una vez que este centro de control fuese operativo, sería conveniente el establecimiento de una **obligación normativa** de forma que **todas las instalaciones de RE con potencia superior a 10 MW deban estar asociadas a un centro de control.**

Otra de las principales trabas para la integración de las energías renovables (en concreto de la energía eólica), se refiere a la dificultad de contar con **un sistema de predicción lo suficientemente fiable** de la producción a verter en la red, creando inestabilidad en la operación del sistema. Aunque los métodos existentes

en el mercado han resultado ser caros y poco eficientes, las exigencias de previsiones de producción por parte del operador y los distribuidores han provocado que los generadores estén realizando grandes inversiones al respecto pero de forma independiente y dispersa. Pensando en la eficiencia global del sistema, se propone que el centro de control anteriormente descrito podría poner en marcha un **sistema unificado de predicción eólica**, en el que se centralizaran las inversiones realizadas por los propietarios de las instalaciones. La financiación correría a cargo de todos los participantes, que optimizarían la gestión de desvíos, y su coste asociado.

Los **huecos de tensión** se producen a consecuencia de faltas en la red eléctrica, que normalmente son despejadas aislando la red afectada de la red eléctrica principal durante un corto espacio de tiempo. En el caso que una instalación (eólica) que no sea de última generación se encuentre en esta parte de red aislada, ha de ser desconectada por razones técnicas y de seguridad. Para su reenganche ha de consumir energía reactiva procedente de la red, poniendo en riesgo la desaparición del hueco de tensión. Los nuevos aerogeneradores y buena parte de los existentes con ciertas modificaciones, pueden soportar los huecos sin necesidad de desconexión. Ante esta situación, los productores de energías renovables establecen el **compromiso de instalar equipos en sus nuevas unidades de producción que soporten sin desconexión los huecos de tensión del sistema**. También, para evitar agravar la situación actual en el futuro, se propone que para que los proyectos reciban las autorizaciones necesarias sea obligatorio contar con este tipo de equipos.

Aparte de factores técnicos que afectan al operador del sistema, también es necesario analizar la integración de las energías renovables en los mecanismos **que el sistema establece para realizar la venta de su producción**. La legislación actual ofrece diversas alternativas: acudir al mercado pool, mantenerse en tarifa o establecer contratos bilaterales físicos con otros agentes del sistema. No se debe entender la venta de electricidad en el mercado pool como la opción que garantiza un mayor grado de competitividad y liberalización en el sector de la generación eléctrica. **Para los productores de régimen especial acudir al mercado ha de ser una opción voluntaria y no forzosa de facto**. Con relación a este tema se propone la modificación del RD 436/2004 para que se establezca un régimen retributivo establecido en la Ley 54/97 y desarrollado en el derogado RD 2818/1998, en el que el productor aseguraba el cobro de la prima más el precio final horario medio, siguiendo la curva del mercado, sin acudir al mismo realizando ofertas.

Adicionalmente, se propone el **desarrollo de otras alternativas de venta para el productor en régimen especial**, como mecanismos de cobertura al riesgo que supone la fluctuación de precios en el mercado mayorista de electricidad: los

contratos bilaterales no han experimentado un desarrollo representativo en el sistema eléctrico español. En el caso del productor independiente apenas se contempla esta opción porque las otras alternativas presentan mayores niveles de garantía de cobro. Otra de las opciones planteadas atendiendo a experiencias en otros países de la Unión (países nórdicos) se refiere a la puesta en marcha de un **mercado a plazo físico**, que pueda derivar en un mercado financiero. Para que estas alternativas de venta sean tenidas en cuenta, se propone establecer **mecanismos alternativos que garanticen el cobro** y las liquidaciones entre ambas partes (Ejemplo: cámaras de compensación o *Clearing House* como el existente en el NordPool).

Con la entrada en el mercado de las energías renovables en régimen especial, surge la **necesidad de redefinir el concepto de garantía de potencia**. El planteamiento actual, orientado a la producción en régimen ordinario, y se asocia en las tecnologías térmicas a la disponibilidad inmediata que presenta una determinada instalación para ofrecer su producción en un momento dado, por lo que han surgido corrientes de opinión que ponen en duda la conveniencia de que las renovables deban recibir este tipo de retribución. Realizando una interpretación más amplia, es indiscutible que las energías renovables, por su carácter autóctono, restan inseguridad al suministro, reduciendo la dependencia energética de nuestro país respecto al exterior.

Por lo tanto, se propone ampliar el concepto de garantía de potencia, teniendo en cuenta la contribución que las renovables realizan a la garantía del suministro del sistema. Por lo tanto, **la retribución por este concepto no debe ir asociada a la disponibilidad de una instalación en un momento puntual, sino a la contribución efectiva de esta al sistema**. Por esta razón, la metodología de cálculo no debe estar basada en históricos, se cree conveniente tender a un fijo por energía producida.

Anexo: desarrollo de la postura de APPA

1 Organización Básica del Mercado

Las instalaciones generadoras de energía presentes en el mercado eléctrico español se organizan en torno a dos regímenes claramente diferenciados: el Régimen Ordinario y el Especial. La existencia de un Régimen Especial se justifica desde un punto de vista medioambiental, social y de fomento de energías autóctonas.

El régimen ordinario tiene la obligación de ofertar su energía en el mercado spot de electricidad, posibilidad también abierta, de forma opcional, al régimen Especial

El mercado spot (a corto plazo, por horas y negociado día a día), de carácter marginalista, retribuye por igual a todas las instalaciones, independientemente de su tecnología, de acuerdo con el precio al que oferta el último generador casado. Las diferencia entre la energía medida y la programada por cada productor (desvíos) es penalizada. En el caso del régimen especial se permite la agrupación de instalaciones para minimizar estos desvíos. Existe la opción de establecer contratos bilaterales físicos entre los agentes del sistema.

En otros países europeos existe un mayor desarrollo de los contratos bilaterales y de otro tipo de mercados (mercados a plazo, que pueden derivar en mercados financieros), alternativas que podrían ser desarrolladas como complemento al mercado spot.

1.1 Estructura diferenciada en régimen especial y régimen ordinario

En el artículo 27 de la Ley 54/1997, del 27 de Noviembre del Sector Eléctrico, se enumeran las características de aquellas instalaciones que pueden acogerse al régimen especial, diferenciándose del Régimen Ordinario. El Régimen Económico y Jurídico de estas unidades de generación eléctrica se recoge en el RD 436/2004 del 12 de Marzo.

La retribución para los productores en Régimen Especial varía según la tecnología de generación, y las opciones de venta que el RD brinda: acogerse de forma temporal a un pseudo régimen transitorio que modifica la normativa anterior (RD 2818/1998), acudir al mercado o realizar la venta de electricidad a un porcentaje fijo sobre la tarifa media de referencia, con una nueva obligación de programar la energía, y que a juicio de APPA conculca gravemente la Ley del Sector Eléctrico.

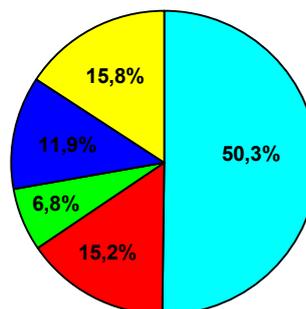
En cualquiera de los nuevos casos, la retribución del régimen especial será diferenciada de la del Régimen Ordinario gracias a la aplicación de un **mecanismo**

de primas, expresadas como un porcentaje de la Tarifa Media de Referencia. Esta tarifa se actualiza hasta ahora anualmente por el Ministerio de Industria.

A través de este régimen retributivo especial, que intenta compensar externalidades no recogidas en el precio de la energía eléctrica producida por el régimen ordinario, se persigue fomentar la implantación de este tipo de energías, cuyos beneficios sociales, medioambientales, y para el sistema de generación son reconocidos.

- **Carácter autóctono de las Energías Renovables:** Las características geográficas y geológicas de España (carácter peninsular, ausencia de petróleo y gas natural, explotación de carbón nacional más caro que el internacional) asociadas a unas interconexiones de gas y electricidad deficitarias con Francia (escasa integración en el mercado energético europeo), convierten a nuestro país en una **isla energética**. En 2003, el grado de autoabastecimiento de energía en España se situó en un 24,1%², del cual casi el 7% era de origen renovable.

Consumo de Energía Primaria en España, 2003



■ Petróleo ■ Carbón ■ Renovables ■ Nuclear ■ Gas Natural

Fuente: IDAE

El riesgo intrínseco que supone el alto grado de dependencia energética se ve acentuado por la inestable situación geopolítica de los principales países que abastecen a nuestro sistema de combustibles fósiles: (países del Magreb y Oriente Medio). El **desarrollo de las energías renovables** (por su carácter autóctono) **reduce el grado de dependencia energética del sistema**, contribuyendo a la garantía y seguridad de suministro.

- **Beneficios Medioambientales asociados:** por ser tecnologías no emisoras, el desarrollo de las energías renovables contribuye a la reducción de impactos medioambientales relacionados con el sistema de producción de electricidad. Se estima que las **emisiones de CO2 evitadas** en 2004 por el parque renovable

² Fuente: Ministerio de Industria.

de generación actual ascienden aproximadamente a 17 millones Tn de CO₂. Considerando un precio medio del derecho de emisión de 10 € /Tn CO₂, las energías renovables ahorran al sistema unos 170 Millones de €.

Se espera que la puesta en marcha del mercado europeo de emisiones sea el primer paso para que las tecnologías contaminantes comiencen a **internalizar los costes ambientales** en los que incurren. En este sentido, el Ministerio de Industria ha decidido excluir de forma progresiva la gestión de residuos radiactivos de la tarifa eléctrica, de forma que sean las propietarias de las unidades de producción las que tengan que soportar este coste, que en la actualidad asciende a 120 Mill. €.

- **Beneficios sociales:** El mercado asociado a las energías renovables contribuye a la **creación de empleo** de forma eficiente, ya que estudios al respecto han demostrado que a igual potencia instalada estas generan hasta cinco veces más puestos de empleo que las tecnologías convencionales³. Asimismo, debido a las características propias de la producción de electricidad con fuentes renovables, los nuevos puestos de trabajo generados se localizan mayoritariamente en áreas rurales con altos niveles de desempleo, contribuyendo de forma efectiva al **desarrollo regional**.

Para la evaluación de la creación de puestos de trabajo, deben tenerse en cuenta tanto la generación de **empleo directo** (fabricación, construcción y operación de las instalaciones renovables) como el **indirecto**. Este se origina principalmente por los gastos incurridos durante las etapas de fabricación, construcción y operación, que provoca un aumento de demanda de bienes procedentes de otras actividades económicas, afectando de forma positiva a la renta y el empleo en estos sectores.

En el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 realizado por el IDAE, se realiza una estimación de creación de empleo para cuatro instalaciones tipo en España:

³ Dictamen del Comité de las Regiones sobre la "Comunicación de la Comisión – Energía para el futuro: fuentes de energías renovables- Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios:".

Creación de empleo estimado asociado a cuatro instalaciones tipo en España.

Tecnología	Instalación Tipo	Empleos C/I	Empleos O/M
Eólica	20 MW	260 EE/I (25% directos)	4 EE/I (Directos).
Minihidráulica	1,7 MW	18,6 EE/MW (40% directos)	0,4 EE/MW (directos).
Solar Térmica	100 m ² (Grandes instalaciones)	16,7 EE/Mill €	16,7 EE/Mill.€
Fotovoltaica	1 kWp	82,8 EE/MW (directos)	0,2 EE/MW (directos).

C/I: Fase de Construcción e Instalación

O/M: Fase de Operación y Mantenimiento

EE: Empleos equivalentes a 1.800 horas de trabajo, 35 horas semanales.

EE/I: Empleos equivalentes creados para el total de la instalación

EE/MW: Empleos creados por MW instalado.

EE/Mill. €: Empleos creados por millón de €.

Fuente: Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 (IDAE).

- Energías renovables y generación distribuida: En la actualidad las grandes centrales de producción de electricidad en régimen ordinario se encuentran a una **distancia considerable de los centros de consumo** (grandes ciudades, áreas empresariales, clusters sectoriales, etc), debido a razones técnicas – necesidad de encontrarse cerca de grandes reservas de agua para disipar el calor no transformado en electricidad generado durante el proceso de producción - y de seguridad – caso de las centrales nucleares-.

La distancia entre puntos de generación y consumo final produce unas **pérdidas al sistema de aproximadamente el 10% de la producción neta** de electricidad⁴: un 2% se produce en las redes de transporte y un 8% en el proceso de cambios de tensión (paso de red de transporte a distribución) necesario para el uso de la electricidad por parte del consumidor final. Asimismo la transmisión de electricidad resultará cada vez más costosa debido al hecho que supone que las **redes de transporte son un recurso escaso** en el sistema español.

⁴ Fuente: REE.

El desarrollo de las energías renovables supone una mejora en la eficiencia del sistema en este aspecto, especialmente en aquellos casos en los que los centros de producción se encuentren cerca de puntos de consumo. Gracias a la capacidad reducida de las instalaciones (máximo de 50 MW según la ley 54/1997 para las unidades en Régimen Especial), estas pueden operar en baja y media tensión, reduciendo en gran parte las pérdidas anteriormente descritas. Además, en aquellas tecnologías en las que se genere calor residual, éste puede ser reutilizado para diferentes usos (Ej: calentamiento de edificios).

Propuestas

- ✓ Como se ha demostrado, la producción de electricidad a través de energías renovables suponen para el sistema unos beneficios que han de ser reconocidos por el mismo. A tal efecto, es necesario **asegurar el marco regulatorio actual** definido en la Ley 54/1997, que garantiza la existencia, operación y estabilidad de la figura del productor en Régimen Especial.
- ✓ Para conseguir la estabilidad deseada que asegure el fomento de las energías renovables, es de vital importancia garantizar la **seguridad jurídica** ante cualquier reforma legislativa o normativa: es necesario asegurar la **irretroactividad de las normas**, ofreciendo a las instalaciones existentes la opción de mantenerse en el régimen anterior ante el eventual cambio normativo.
- ✓ La legislación actual ofrece diversas alternativas al productor en Régimen Especial respecto a los mecanismos de venta de su producción. No se debe entender la venta de electricidad en el mercado pool como la opción que garantiza un mayor grado de competitividad y liberalización en el sector de la generación eléctrica. Para los productores que operen en Régimen Especial, **acudir al mercado ha de ser una opción voluntaria y no forzosa de facto**. Con relación a este tema, se propone la modificación del RD. 436/2004 para que se restablezca el régimen retributivo establecido en la Ley 54/97 y desarrollado en el derogado RD 2818/1998, en el que el productor aseguraba el cobro de la prima más el precio final horario medio, siguiendo la curva de mercado, sin obligación de acudir al mismo realizando ofertas.

1.2 Mercado a plazo y contratos bilaterales

Uno de los principales problemas que afronta el productor de energías renovables que acude al mercado es la constante **fluctuación de precios del pool**, que varía hora a hora. Estas variaciones pueden crear incertidumbre al propietario de la unidad de generación y a su financiador, lo que dificultaría gravemente la financiación de proyectos.

Los **contratos bilaterales físicos** y la puesta en marcha de un **mercado a plazo** se presentan como mecanismos de cobertura del riesgo respecto a la retribución recibida. Al propietario de la energía se le presentaría un mayor número de alternativas de venta disponibles, permitiendo asegurar el precio de, al menos, un porcentaje de su producción. De esta forma el impacto de las fluctuaciones del mercado podría ser reducido.

Los contratos bilaterales no han experimentado un desarrollo representativo en el sistema eléctrico español, a diferencia de otros mercados europeos, donde representa el mecanismo más común de compraventa de electricidad. A finales de 2004 sólo un 0,64% del mercado total de producción se vendió a través de este tipo de contratos⁵. Una de las razones que explican este escaso desarrollo es que las otras metodologías de venta disponibles para el productor, (acudir al mercado, venta a tarifa) ofrecen una garantía de cobro mayor que los contratos bilaterales. En el caso de los productores independientes, este hecho puede poner en riesgo la rentabilidad esperada y la financiación de sus proyectos, por lo que es común que opten por aquellos mecanismos que reduzcan su grado de incertidumbre.

El funcionamiento de un **mercado a plazo** se basa en la realización de ofertas de compra y venta al mercado por parte de los diversos agentes, referenciados a un precio cerrado en un determinado plazo de tiempo (días, semanas e incluso años). El gestor del mercado se encarga de casar la oferta y la demanda, con lo que el generador no conoce quien va a recibir su producción como ocurre en los contratos bilaterales. El mercado puede disponer de mecanismos que realicen y garanticen la liquidación entre las partes. La experiencia en otros mercados europeos, como el Nordpool en los países nórdicos,⁶ ha demostrado que un mercado a plazo de electricidad maduro puede derivar en un mercado financiero con diversos productos, en el que no sea obligatorio una transferencia física de energía.

Propuestas

- ✓ Las alternativas de compraventa de electricidad descritas se presentan como una **oportunidad** para el productor independiente de energías renovables, ya que amplían los mecanismos disponibles para el **aseguramiento de precios**.
- ✓ Para que estos sistemas se desarrollen de forma eficiente en España, y atendiendo a experiencias exteriores, se cree conveniente que exista la figura de una **cámara de compensación**, o de otro mecanismo alternativo que garantice el cobro y las liquidaciones entre ambas partes. De este modo se reduciría el riesgo asociado, especialmente en el caso de los contratos bilaterales. Un ejemplo de cámara de compensación es el que presenta el mercado Nordpool.

⁵ Fuente: Boletín Estadístico de energía eléctrica, Noviembre 2004

⁶ Ver "Otra información de interés"

- ✓ Desde el punto de vista del productor independiente de energías renovables, el mercado a plazo debería recoger una serie de características específicas:
- Reglas y mecanismos de fácil comprensión para los agentes que actúen en el mercado.
 - Posibilidad por parte de los generadores de realizar ofertas al mercado de forma conjunta y organizada.
 - Posibilidad de negociar bloques de energía lo suficientemente pequeños como para permitir la venta de energía por parte de los productores independientes.
 - Plazos de oferta de producción no asociados a una definición horaria concreta.
 - Alto grado de independencia respecto al mercado Spot.

Otra información de interés: Nordpool como ejemplo de un mercado a plazo desarrollado.

A principios de la década de los 90 el proceso de liberalización en el sector eléctrico noruego dio lugar a la creación de un mercado al que con el paso del tiempo se han ido incorporando Suecia, Dinamarca y Finlandia.

En 1993 se pone en marcha un mercado a plazo, que a través de mecanismos de subasta, establecía contratos en los que se garantizaba la entrega física de la electricidad, con un horizonte máximo de 6 meses. Se comenzó con un sistema de subastas semanal, que se convirtió en 1994 en diario.

Con el fin de promover liquidez y aumentar el volumen de negocio, los contratos de entrega físicos se sustituyeron por otros financieros con el establecimiento de liquidez en la etapa final del plazo. El precio de referencia pasa a ser el precio de la electricidad en el mercado Spot del Nordpool. Esto hizo desarrollar el mercado financiero, apareciendo nuevos productos. El mercado físico a plazo se desplaza hacia un modelo de contratos bilaterales, auspiciado por la NordPool Exchange Clearing, cámara de Compensación y liquidación de estas operaciones.

El Nord Pool Exchange Clearing actualmente actúa como mecanismo de garantía y liquidación para las operaciones del mercado financiero.

La organización Actual de Nord pool cuenta con tres gestores de mercados:

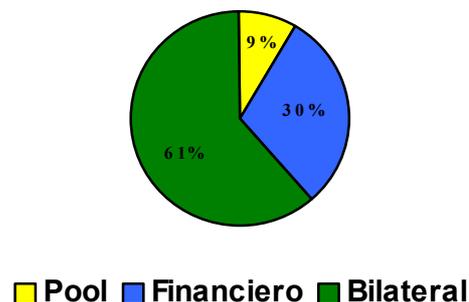
- **NORD POOL SPOT AS:** Gestor del mercado Pool.

- **NORD POOL ASA:** Gestor de mercados financieros:
 - Opciones
 - Futuros
 - Forwards
 - Contratos por diferencia
 - Certificados de electricidad

- **NORD POOL CLEARING ASA:** Sus funciones son:
 - Gestión de contratos bilaterales.
 - Cámara de garantía y liquidación de:
 - Contratos bilaterales
 - Mercados financieros.

El volumen de negocio en los mercados Nord Pool en 2004 fue:

Mercado	TWh
Pool	167
Financiero	590
Bilateral	1.207
Total	1.964



Fuente: www.nordpool.com

1.3 Tratamiento de los desvíos por el mercado

Todos los generadores que acuden al mercado han de informar con un adelanto suficiente (24 horas) al operador del mercado la **estimación de su producción**. El mercado dispone de mecanismos de gestión de desvíos en el mercado con el fin de garantizar la cobertura de la demanda.

En aquellos casos en los que el desvío sea efectivo, el generador será penalizado por el regulador (**coste de desvío**). En el caso del Régimen Especial, la cuantificación de este coste variará dependiendo de la tecnología.

La gestión de los desvíos es especialmente crítica en el caso de la energía eólica, debido a las dificultades a la hora de estimar la producción con una antelación determinada: los métodos de predicción de viento disponibles en el mercado no han demostrado ser lo suficientemente eficientes como para disminuir de forma sustancial el coste de los desvíos. Para paliar estas desventajas, la legislación permite a los productores en Régimen Especial acudir al mercado en agrupaciones sin límites geográficos para ofertar electricidad de forma conjunta, para compensar el efecto de los desvíos.

Propuestas

- ✓ Hasta que se produzca una evolución tecnológica en los métodos de predicción eólica que los hagan efectivos, la **libertad de agrupación** se presenta como la manera más eficiente de gestionar los desvíos. Es necesario que el marco regulatorio actual siga permitiendo este tipo de agrupaciones (tanto de carácter geográfico como empresarial) con el fin de no obstaculizar la integración de las energías renovables en el mercado. Siguiendo esta línea argumental, se propone flexibilizar la limitación que el RD 436/2004 establece respecto a los operadores principales del sector eléctrico para ofrecer su producción al mercado, ya que en muchos casos existen participaciones accionariales minoritarias. Al efecto, con el objeto de dar racionalidad y proporcionalidad a la medida prevista, se propone que los operadores principales puedan ser agentes vendedores de todas aquellas instalaciones en las que ostenten, cuanto menos, el 20 por ciento del accionariado.
- ✓ En el caso de la energía eólica, las predicciones mejoran su fiabilidad cuando se realizan a corto plazo, por lo que se propone **aumentar el número de sesiones en el mercado intradiario** ya que éste se presenta como un mecanismo eficiente para la corrección de desvíos del mercado diario.

1.4 Tratamiento de los desvíos fuera del mercado

En el caso de que el generador de electricidad de energía renovable opte por no acudir al mercado, existe la obligación por parte del sistema, a través del distribuidor, de comprar toda su producción. Para ello se suscribe un contrato tipo entre el generador de régimen especial y el distribuidor.

Por otro lado, el distribuidor ha de responder por los desvíos en los que incurra. Entre los factores que contribuyen a generar estos desvíos, se encuentran las variaciones entre la previsión y el vertido final de electricidad procedente de las energías renovables. Ello ocasiona que el distribuidor sea penalizado en parte por unos desvíos de los que él no es responsable y sobre los que no tiene control, dificultando la relación entre el distribuidor y el generador renovable. Teniendo en cuenta que el distribuidor actúa aquí como instrumento que ejecuta una obligación del sistema, no parece lógico que sea él quien tenga que soportar los costes derivados. Éstos deberían ser asumidos por el sistema, que es el que recibe en realidad la energía renovable, y por tanto, el beneficiario de sus bondades y el que debería asumir sus costes no gestionables.

Propuestas

- ✓ Partiendo de la base de que aceptar la energía procedente de las instalaciones de generación renovables no debería en ningún caso suponer un perjuicio para el distribuidor, deberían desarrollarse alternativas como:
 - Establecer el derecho de agrupación (de carácter geográfico o general) por parte de los distribuidores con la finalidad de afrontar de forma conjunta los costes de los desvíos.
 - Internalización por parte del sistema de estos costes, como un concepto más de la tarifa eléctrica.
- ✓ Eliminación de la penalización por desvíos en la opción de retribución mediante tarifa regulada.

1.5 Mibel

El marco en el que se establece la constitución del Mercado Ibérico de Electricidad está recogido en el Convenio Internacional del 1 de Octubre de 2004 y la puesta en marcha del MIBEL tendrá que ser efectiva antes del 30 de Junio de 2005.

La organización del Mercado Ibérico se basa en la libertad de contratación entre los participantes del mercado restringida únicamente para garantizar un adecuado nivel de liquidez y competencia. El Operador del Mercado Ibérico (OMI) gestiona la contratación de energía, existiendo los siguientes mercados principales:



Las energías renovables en Portugal han experimentado un menor desarrollo que en España. Más del 80% de la potencia instalada son centrales hidráulicas de gran tamaño.

La estructura de consumo de energía final es altamente dependiente del exterior, en especial del fuel. Por este motivo, entre otros, el Gobierno portugués se ha comprometido a conseguir los siguientes objetivos estratégicos:

- Duplicar la capacidad instalada actual de energías renovables.
- Obtener un 39% del consumo bruto nacional de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable.
- Reducir de emisiones en 5 Mill. Tn CO₂/ año.

Los proyectos de energía renovables disponen actualmente de una amplia gama muy interesante de incentivos y apoyos públicos a tres niveles:

1. Incentivos Públicos a la financiación de proyectos a través del PRIME (Programa de Incentivos para la Modernización de la Economía).
2. Tarifa regulada y garantizada para los generadores de energías renovables. Obligación por parte de REN (Red Eléctrica Nacional) de comprar toda la producción renovable. (Hasta 8,47c€/kWh para eólica).
3. Inversiones en Red por parte de la RNT (Red Nacional de Transporte) para garantizar la evacuación de la electricidad, tanto en las ya existentes como en la construcción de nuevos trazados.

A pesar de las condiciones favorables en tarifa y subvenciones, las energías renovables en Portugal no han experimentado un desarrollo equiparable a otros países europeos como España, Alemania o Dinamarca, por diversos motivos:

- **Barreras técnicas:** Es común que los emplazamientos con mayor potencial (especialmente en energía eólica) se encuentren lejos de las redes principales, por lo que es necesario construir líneas de evacuación de electricidad. A pesar de las inversiones en red realizadas por parte de la RNT, este aspecto puede hacer que el proyecto se encarezca hasta el punto de no ser rentable para el promotor.

- **Barreras Administrativas:** El proceso es en general lento y complicado, ya que implica a administraciones locales, regionales y centrales, lo que provoca una falta de coordinación y eficiencia considerables. Por otra parte, otro problema administrativo es la falta de objetividad en resoluciones ambientales, que depende de agentes locales.
- Se produce un **Cuello de botella** en el proceso referente a la asignación de los “puntos de conexión” a la red por parte de la Direcção Geral de Energia. Esta ralentización está provocada, principalmente, por dos factores:
 - Factor administrativo: el estudio del gran número de peticiones ralentiza y a veces, bloquea el proceso.
 - Factor técnico: Limitaciones de la red de conexión de unidades de producción de energías renovables, que garanticen el suministro

Como diagnóstico de la situación se encuentra que el punto más crítico referente al MIBEL es el **riesgo regulatorio** existente. Los marcos legislativos deben asociarse para garantizar la competencia en el sector eléctrico.

Propuestas

Las medidas que se proponen son las siguientes:

- ✓ En primer lugar, se debe asegurar una convergencia de modelos que optimice el fomento de las energías renovables, localizando y potenciando los factores de éxito en el caso portugués y en el caso español. Es necesario prestar una especial atención a las barreras que han impedido un mayor desarrollo de las energías renovables en Portugal.
- ✓ Por otra parte se deben adoptar las medidas necesarias para evitar la distorsión de los precios de mercado de la electricidad como consecuencia de la puesta en marcha del MIBEL.

Otra información de interés

En la siguiente tabla se muestra el **sistema de ayudas a las energías renovables**, con especial atención a la energía eólica:

Tipo de Incentivo		Eólica	Resto
Incentivos Públicos (PRIME)	Total Incentivos (Mill €).	148	18,3
	% de inversión del proyecto	24,3%	37,6%
Tarifa regulada	Tarifa Regulada (€/MWh).	84,75	77,79
	% sobre precio Medio del Mercado	+ 135%	+ 116%
Inversión en Redes	Inversión (Mill €).	Sobre Red	19,6
		Construcción	135,1
	% inversión total de REN		22,8%

Energías Renovables en Portugal: situación actual y objetivos

Fuente	Capacidad instalada 2003 (MW)	Capacidad prevista 2010 (MW)
Hidráulica	4.153	4.938
Eólica	292	3.750
Minihidráulica	295	400
Biomasa	11	150
Biogás	3	50
R.S.U.	70	130
E.Maremotriz	0	50
Solar Fotovoltaica	2	150
TOTAL	4.826	9.618

Fuente: Direcção Geral de Geologia e Energia, Rede Eléctrica Nacional

2 Garantía de Suministro (I): Generación

La demanda está creciendo, por lo que las necesidades de generación son cada vez mayores. Además, el índice de cobertura disminuye y el grado de dependencia de los combustibles fósiles no autóctonos es cada vez más elevado. Los esfuerzos en nueva capacidad se están centrando en los últimos años en el fomento de las energías renovables y los ciclos combinados. Las primeras ayudan especialmente a cumplir objetivos medioambientales, además de reducir el problema de la dependencia exterior del sistema

En este contexto es necesario establecer un marco que garantice la financiación de nuevas inversiones, y terminar de fijar conceptos retributivos aún no definidos como la garantía de potencia para energías renovables.

2.1 Marco que garantice la financiación de nuevas inversiones

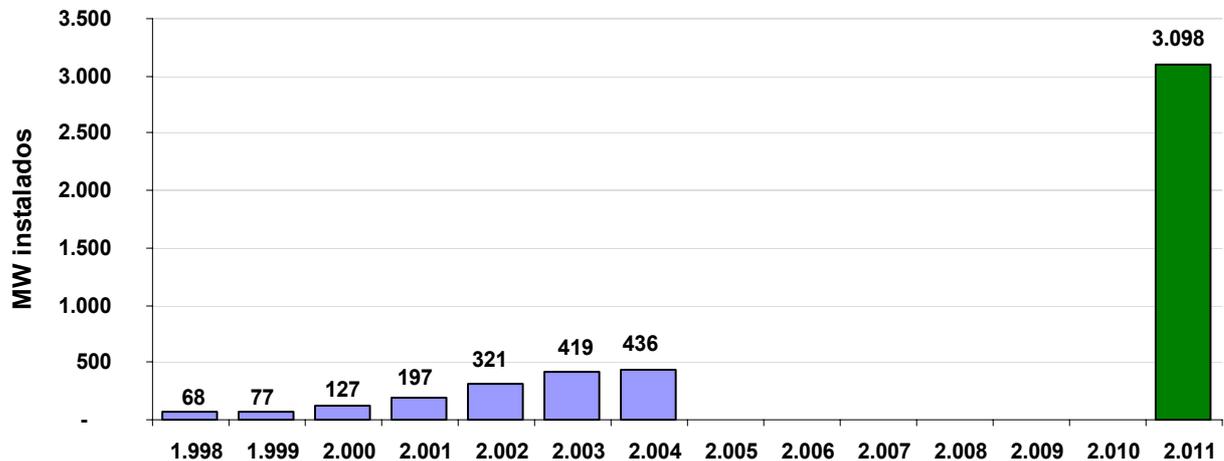
La ley 54/1997 del Sector Eléctrico en su artículo 30.2 establece como derecho del productor en Régimen Especial el incorporar la producción de energía excedentaria al sistema, percibiendo la retribución que se determine conforme a lo dispuesto en la Ley. Por lo tanto, siempre que el productor no acuda al mercado, el sistema, a través del distribuidor, tiene la **obligación de comprar toda la producción en régimen especial** vertida a la red. Las condiciones entre ambas partes son recogidas en un contrato tipo a cumplimentar por productor y distribuidor.

El sistema de retribución a los productores de Régimen Especial, independientemente si acuden al mercado o se acogen a tarifa, se basa en el **pago de primas por generación**, referenciadas a la tarifa media de referencia. Esta es actualizada anualmente.

En el caso de la **energía eólica**, este aseguramiento de compra de la producción y de cobro de primas por parte del sistema, ha permitido demostrar a los propietarios de las instalaciones la **rentabilidad de sus proyectos**. Como consecuencia, las condiciones de financiación que han de afrontar los promotores han mejorado ostensiblemente, lo que ha incrementado el número de inversores en el sector.

Por el contrario, el aseguramiento de compras y cobro de primas, **no** han resultado lo suficientemente eficientes para conseguir un **adecuado desarrollo de determinadas tecnologías**, que en términos de potencia instalada se encuentran lejos de alcanzar los objetivos definidos en las planificaciones energéticas nacionales. Este es el caso de la **biomasa** y de algunos proyectos de **minihidráulica**.

Potencia instalada y objetivo 2011 para la biomasa.



Fuente: CNE.

Este hecho es especialmente relevante si se considera que los 3.098 MW de potencia instalada en centrales de generación con biomasa, representan 22.784 GWh, es decir, el 24,5% (un 37% si excluimos la gran hidráulica) del objetivo de cobertura de demanda eléctrica con renovables a 2011.

También es reseñable el hecho de que las instalaciones que no vierten a la red, (ej: fotovoltaica aislada) se encuentran discriminadas en el vigente sistema retributivo, ya que las ayudas recibidas distan de las dirigidas a las unidades de producción conectadas a la red.

Propuestas

- ✓ Para que las energías renovables consigan el desarrollo deseado, es necesario **mejorar la financiabilidad** de los proyectos de nuevas instalaciones. Conseguir un esquema de “Project finance” eficiente por parte del inversor no será posible si el sistema no garantiza la ejecución de las condiciones actuales de prioridad de despacho de electricidad a la red y de aseguramiento de compra de la producción, con mecanismos de retribución conocidos (tarifa o precio de mercado más primas), reduciendo la incertidumbre percibida por parte de las entidades financieras.
- ✓ La experiencia demuestra que las condiciones actuales no son lo suficientemente favorables en determinadas tecnologías para que los inversores apuesten por ellas. Por lo tanto, se propone **un reforzamiento en el mecanismo de primas** para estos métodos de producción, con el fin de mejorar las condiciones de financiación de las instalaciones actuales y de nuevos proyectos.

- ✓ Asimismo el sistema ha de procurar mecanismos de ayuda (como las primas por autoconsumo) para aquellas **instalaciones** eficientes para el sistema que ofrecen suministro **sin conexión a la red**.

2.2 Retribución por garantía de potencia

Con la entrada en el mercado de las energías renovables en régimen especial, surge la necesidad de **redefinir el concepto de garantía de potencia**. La garantía de potencia es un término que inicialmente se diseña para el régimen ordinario, dándole un carácter de disponibilidad inmediata para las tecnologías térmicas. Así, se plantea como la disponibilidad que presenta una determinada instalación para ofrecer su producción al sistema en un momento dado. Para acceder a este pago es necesario acreditar un funcionamiento anual de 480 horas equivalentes a plena carga. Siguiendo esta primera interpretación operativa, han surgido corrientes de opinión que ponen en duda la conveniencia de que ciertas tecnologías como la eólica deban cobrar por este concepto. Esto no está apoyado, sin embargo, por los términos literales de la Ley del Sector Eléctrico, que con una perspectiva mucho más amplia, dice

“... Se retribuirá la garantía de potencia que cada unidad de producción preste efectivamente al sistema, que se definirá tomando en consideración la disponibilidad contrastada y tecnología de la instalación, tanto a medio y largo plazo como en cada período de programación, determinándose su precio en función de las necesidades de capacidad a largo plazo del sistema.”

LEY 54/97, Art. 16.1.b

Desde un acercamiento menos instantáneo, no cabe duda de que las energías renovables restan inseguridad de suministro al sistema debido a su carácter autóctono, y por tanto, a su nula dependencia de los mercados exteriores de energías primarias fósiles, hecho cada vez más relevante en un escenario de subida de precios del petróleo y con él, del resto de los combustibles fósiles.

Por otro lado, actualmente a las energías renovables no se las contempla como al régimen ordinario al remunerarlas en concepto de garantía de potencia: no ingresan por la totalidad de las horas del año, sino sólo cuando están funcionando, es decir, cuando **están garantizando de forma efectiva su potencia**.

El importe por garantía de potencia recibido por los productores en régimen especial que realizan ofertas en el mercado es actualmente de 0,4808 c/Kwh. Esta cantidad es provisional, por lo que tanto la retribución como las metodologías de cálculo de las liquidaciones finales también lo son, generando incertidumbre entre los productores de energías renovables.

Propuestas

- ✓ Para acabar con esta incertidumbre, se requiere **establecer unos criterios estables que regulen el cobro por garantía de potencia a las renovables.**
- ✓ **Ampliar el concepto de garantía de potencia a la contribución que se hace a la garantía de suministro del sistema.** Desde las renovables se contribuye a la garantía de sistema debido a su carácter autóctono, que le hace disminuir su dependencia energética exterior. Por lo tanto, la retribución actualmente no se paga asociada a la disponibilidad, sino asociada a la potencia que efectivamente se aporta al sistema. La metodología de cálculo no debería estar basada, por tanto, en históricos: se cree más conveniente que tienda a un fijo por energía producida.

3 Garantía de Suministro (II): Operación del Sistema

La potencia instalada en régimen especial ha aumentado de forma significativa en los últimos años, hasta alcanzar al día de hoy un total de 15.745 Mw. Se trata de potencia distribuida que aglutina además muy diversas tecnologías, cuya capacidad de producción es cambiante a partir de una serie de elementos muchas veces fuera del control del explotador de la instalación. El volumen y la variabilidad del régimen especial son dos elementos que actualmente influyen de forma definitiva sobre la operación del sistema.

Esta entrada de energía en régimen especial en el sistema, con sus características particulares, hace necesaria la adaptación de la generación con la operación del sistema para mantener su eficiencia y seguridad.

Desde el punto de vista de la generación renovable y su adaptación con la operación del sistema, se detectan como puntos críticos el control de tensiones, la mejora de las predicciones y la posibilidad de ofrecer continuidad de suministro frente a huecos de tensión.

3.1 Control de tensiones

En estos momentos, REE, en su función de operador del sistema, gestiona desde el CECOEL la totalidad de la energía producida a partir del régimen ordinario, pero, sin embargo, es ciega a la energía en régimen especial, salvo por su reflejo en los flujos de energía en la red. Esto determina que no tenga una posibilidad clara de operar esta energía, teniendo que recurrir, en caso de necesidad, a aquellos centros de control asociados a empresas con el suficiente número de instalaciones como para poder gestionar una infraestructura de estas características, lo que provoca claras distorsiones y arbitrariedades en la toma de decisiones de gestión de bajada de carga que ha dado lugar en el último año a paradas preventivas de parques eólicos por restricciones asociadas al riesgo de desconexión generalizada e incontrolada ante un hueco de tensión, en muchas ocasiones, aparentemente no demasiado eficientes.

Como consecuencia de los problemas detectados, desde hace algún tiempo, REE viene reivindicando la necesidad de que todas las instalaciones de régimen especial estén asociadas a algún centro de control, solicitando incluso que se establezca como una obligación regulatoria. Esta propuesta ha recibido una mala acogida por el sector de régimen especial, especialmente por los pequeños y medianos promotores, que, ante su manifiesta imposibilidad económica de poner en marcha centros de control a cinco turnos, dados los costes en que se incurre y la complejidad técnica de la gestión, ven como única salida la posibilidad de

adherirse a los centros ya existentes de las grandes compañías. Esta alternativa, aun siendo viable, no está exenta de problemas, dada la inseguridad sobre la objetividad de las decisiones de bajada de carga o desconexión que en dichos centros se podrían llegar a adoptar.

Paralelamente, estamos asistiendo a la iniciativa de algunas CCAA de montar centros de control territoriales para las instalaciones de régimen especial y muy particularmente para las instalaciones eólicas, con el criterio de que, una adecuada gestión de su sistema zonal, permitiría aumentar significativamente su potencia eólica instalada. Esta posibilidad no resultaría demasiado eficiente, ya que llevaría a que una empresa con instalaciones en varias CCAA estaría obligada a adherirse a varios centros de control, con lo que supone de coste y de incertidumbre sobre los criterios aplicados en la toma de decisiones, así como la disfuncionalidad que implicaría para aquellos parques con puntos de conexión ubicados en una Comunidad Autónoma diferente a la ubicación de la unidad de generación.

Lo cierto es que se trata de un debate que tiende a ser cada vez más virulento, dado que el cumplimiento del objetivo previsto en la Ley del Sector Eléctrico de que España cuente con un 12% de energía primaria de origen renovable en el año 2010, obliga a que en los próximos años se incremente la energía asociada al régimen especial y con ello los problemas de gestión del sistema.

Propuestas

Ante esta situación parece obligado que se tomen decisiones que permitan que REE deje de ser ciega a esta energía y que colabore activamente a asegurar la objetividad de las decisiones que se adopten para garantizar la seguridad del sistema preservando, en la medida de lo posible, la prioridad de acceso a la red que el régimen especial tiene reconocido tanto a escala nacional como comunitaria.

Para ello, una alternativa posible y eficiente sería:

- ✓ por un lado, ***promover un centro de control de carácter nacional que, con la participación de REE, permita asegurar la aplicación de los más objetivos y fiables criterios de operación.***
- ✓ Una vez que este centro de control esté operativo, ***establecer la obligación normativa de que todas las instalaciones del régimen especial con potencia superior a 10 Mw deban de estar asociadas a un centro de control,***

A los efectos de hacer efectiva la propuesta anterior, se sugiere la creación de una Sociedad Anónima, que se podría constituir como una filial de REE, en la que el operador del sistema contase con una participación accionarial mayoritaria,

dejando el resto del accionariado, en participaciones no superiores al 3%, a empresas titulares de instalaciones de régimen especial.

El objeto social de esta compañía sería el de desarrollar un centro de control que aglutinase la gestión técnica de todas aquellas instalaciones de régimen especial que voluntariamente decidieran incorporarse a este centro. Se trataría de un centro de control similar a los que hoy tienen las grandes empresas eléctricas, de modo que su operación estuviera directamente vinculada al CECOEL, del que debería recibir las órdenes de control de tensiones, bajada y subida de cargas y cualquier otra dirigida a garantizar la seguridad del sistema, utilizando los procedimientos hoy vigentes para la operación del sistema con carácter general.

La financiación de la compañía podría venir de dos fuentes, por un lado, de una aportación general del sistema proporcional a la participación accionarial de REE y por otra de una tarifa fija anual que debería pagar cada una de las instalaciones adheridas al centro de control de acuerdo con una función binómico que considere tanto su potencia como la cantidad vertida a la red en periodos anuales.

En la gestión del centro de control, aparte de los órganos de administración propios de una sociedad anónima, se debería crear un Comité de Agentes, (con similitudes con el Comité de Agentes del Mercado que hoy funciona asociado a OMEL) que tendría como función prioritaria el seguimiento de la operación técnica que se realice y la propuesta, en su caso, de criterios o procedimientos que permitieran una mejora de la gestión.

Habría que definir las condiciones técnicas que necesariamente deberían incorporar las instalaciones para poder ser tele mandadas desde el centro de control.

3.2 Predicciones

Los principales problemas que se vienen planteando en la operación del sistema vinculados a las energías renovables están relacionados con la garantía de la estabilidad dinámica de la red. En efecto, a partir del criterio general de preferencia de acceso de la energía renovable a la red, han sido básicamente problemas estabilidad del sistema ante un eventual hueco de tensión los que han llevado al operador del sistema a solicitar bajadas de carga y desconexiones a las instalaciones eólicas.

En el origen de este problema encontramos dos referencias distintas: por un lado los problemas de gestión de huecos de tensión, pero también, con un alcance más amplio, las dificultades existentes para contar con un sistema de predicción de energía eólica a verter lo suficientemente fiable como para que la operación pueda anticiparse a los problemas que puedan aparecer.

En relación con este segundo aspecto, en este momento, la legislación plantea la obligación de que cada una de las instalaciones eólicas comunique sus mejores previsiones de funcionamiento, con 30 horas de antelación, al distribuidor correspondiente y al transportista cuando proceda, salvo en el caso de que venda en el mercado de producción mayorista, supuesto en el cual sus previsiones estarán recogidas en la oferta que presente. Esta exigencia ha determinado que hayan surgido distintas empresas dedicadas a vender un servicio de predicción eólica que, en estos momentos, podríamos calificar de caro y muy poco exacto, como consecuencia de las grandes dificultades que existen para modelizar el viento con el grado de concreción que exige un emplazamiento concreto.

Por otra parte, REE, ante la necesidad de contar con previsiones de energía eólica, ha desarrollado el SIPREOLICO como sistema integrado que debería permitir definir flujos de energía en la red que apoyasen la operación del sistema.

El escenario descrito permite considerar que, en este momento, en el sistema español, se están realizando importantes esfuerzos por contar con sistemas de predicción eólica lo más fiables posibles, se están invirtiendo sumas de dinero significativas, pero, sin embargo, la dispersión de este esfuerzo determina que el mismo no esté dando, ni mucho menos, los resultados deseados. En este contexto, una iniciativa dirigida a colaborar en la definición de un único sistema de predicción, que aglutine los aspectos mejores de los distintos modelos de predicción disponibles y los distintos esfuerzos económicos que se están realizando sería sin duda un importante paso adelante.

Propuesta

- ✓ Desde el punto de vista de la creación de un centro de control de régimen especial, en torno a una filial de REE, uno de los proyectos que podría poner en marcha sería el de llegar a **generar este sistema unificado de predicción eólica**. El mismo permitiría contar con una herramienta con una doble funcionalidad, dado que de una parte debería servir para que las instalaciones adheridas al sistema pudieran utilizarlo a los efectos de dar cumplimiento a las obligaciones de previsión planteadas por la normativa y por otra parte, la misma predicción podría ser utilizada como input básico de la operación del sistema.
- ✓ La financiación de este proyecto y del servicio asociado correría a cargo de todos sus usuarios y sin lugar a dudas, se conseguiría una importante optimización por supuesto de costes, pero también de gestión técnica.
- ✓ A partir de una plataforma de estas características se podría evolucionar hacia sistemas más ambiciosos, al estilo del implantado en California, donde el operador del sistema ofrece como servicio la programación de la energía en el mercado

forward a partir de un sistema de predicción eólica, garantizando al explotador de la instalación un desvío máximo mensual a pagar

- ✓ En definitiva se trata de, en un primer momento, racionalizar la gestión de la predicción eólica y dar a todos los agentes involucrados una mayor seguridad sobre la fortaleza de sus esfuerzos.

3.3 Huecos de tensión

Los huecos de tensión se producen a consecuencia de faltas en la red eléctrica, que normalmente son despejadas aislando la red afectada de la red eléctrica principal durante un corto espacio de tiempo. En el caso de que una instalación -ej: energía eólica- se vea afectada por el hueco de tensión, que puede transmitirse por la red a zonas geográficas bastante amplias, debe ser desconectada de manera inmediata, tanto por exigencias de la actual normativa de conexión, como por limitaciones técnicas asociadas a las sobreintensidades y esfuerzos mecánicos que se producen en el reenganche, donde consumen energía reactiva del sistema. En consecuencia, un hueco de tensión puede producir la pérdida simultánea de un importante contingente de generación eólica, poniendo en peligro la estabilidad del sistema.

Para limitar el riesgo de desestabilización del sistema por la pérdida de generación a consecuencia de un hueco de tensión, se viene limitando la contribución de la energía eólica en la cobertura de la demanda, lo que ha dado lugar en momentos de baja demanda y de alta producción eólica a la necesidad de ordenar bajadas de carga a parques eólicos.

Los aerogeneradores de última generación, y una buena parte de los existentes con ciertas modificaciones, podrían soportar huecos de tensión sin desconexión, por lo que es urgente que REE publique definitivamente la norma técnica a cumplir. Hay que destacar que el problema de los huecos de tensión ya fue identificado en el documento de planificación de redes de transporte del año 2001, no habiendo sido objeto de solución hasta el momento mientras la potencia instalada se ha incrementado sustancialmente.

Propuestas

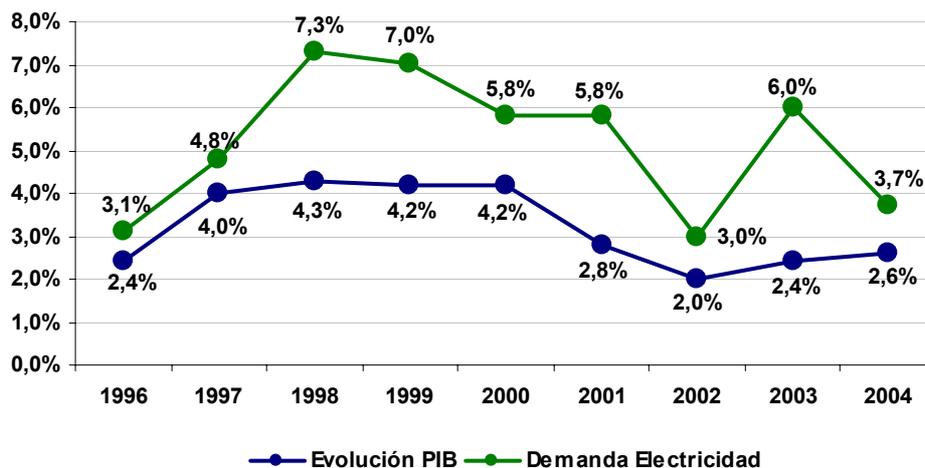
- ✓ Se establece un compromiso por parte de los productores de energías renovables de **la instalación de equipos en sus unidades de producción que soporten sin desconexión** los huecos de tensión del sistema, antes de una fecha límite a determinar por el Operador del Sistema, que previamente deberá publicar los requerimientos técnicos.

- ✓ Para evitar agravar el problema en un futuro, estos equipos de control han de ser **obligatorios para que los proyectos de instalaciones reciban las autorizaciones pertinentes, a partir de una fecha determinada.**

4 Garantía de Suministro (III): Demanda

Durante la última década la demanda de electricidad ha experimentado un importante incremento, principalmente debido a la buena marcha de la economía española.

Tasas de crecimiento anual demanda electricidad – PIB 1996-2004.



Fuente: INE, UNESA.

Como demuestra el gráfico adjunto, la demanda de electricidad crece a tasas superiores que el conjunto de la economía española. A su vez, cada año las puntas de demanda de cada año superan a las del anterior, lo que pueden algunos casos ha puesto en riesgo la garantía de suministro del sistema.

En el pasado mes de enero, el consumo de electricidad creció un 15% respecto al mismo mes del año anterior, cuando el Ministerio de Industria prevé un incremento de la demanda para este año del 4,6%. Asimismo, según REE, el día 27 de Enero se registró un nuevo récord en punta de demanda peninsular estableciéndose en 43.708 MW, superando en un 14,9% registrada en el año anterior.

4.1 Señales de precios que incentiven el ahorro y la eficiencia energética

Al analizar la evolución de la demanda, resulta evidente la urgencia de tomar medidas para racionalizar el consumo de electricidad, ya que puede poner en peligro la garantía de suministro y la consecución de los objetivos de la Planificación Energética del sector.

Es necesario el desarrollo de mecanismos que permitan a los consumidores ofrecer **cambios** en su **estructura de demanda** a cambios de contraprestaciones

en el precio final de la electricidad, introduciendo señales efectivas. Se busca aumentar la elasticidad de la demanda, introduciendo señales efectivas en el precio del kWh eléctrico

Propuestas

- ✓ **Desarrollo de tarifas progresivas:** estructurar la facturación en función de bloques de consumo, en los que prime el ahorro energético. Establecimiento de un coste incremental a partir de un consumo determinado.
- ✓ **Discriminación horaria en el precio de la electricidad,** buscando controlar el crecimiento de las puntas de demanda del sistema. Posible encarecimiento de la electricidad para el usuario final en las horas con punta de demanda.



- ✓ **Mecanismos de soporte** que impulsen un uso eficiente de la energía:
 - Mejora de los procesos de información: potenciar la inversión en equipos de seguimiento y control de la demanda.
 - Realización de auditorías energéticas a los agentes del sistema, con el fin de localizar los puntos críticos en los que se pueden operar cambios que fomenten eficiencia al sistema.
 - Plan de acción para minimizar las pérdidas de electricidad registradas en los procesos de distribución y transporte.
- ✓ Puesta en marcha por parte de las diferentes administraciones de **planes de difusión para que la sociedad adquiriera conciencia de la importancia del ahorro energético.** Siguiendo con esta línea, sería aconsejable que las instituciones del sector público diesen buen ejemplo, imponiéndose y cumpliendo unos objetivos de ahorro y eficiencia energética. Una de las medidas que pueden tener mayor impacto y que está directamente relacionado con las energías renovables, sería la **potenciación de la energía solar térmica de baja temperatura.** Esta tecnología madura se encuentra dentro de parámetros de rentabilidad, aunque no dispone de un mercado desarrollado. A través de su impulso, se contribuiría de forma activa a la consecución de los objetivos del Plan

de Fomento de las Energías Renovables, establecido en 4.481.000 m² de colectores solares, cuando en 2003 había instalados 580.000 m². Suponen un mecanismo eficiente de sustitución de importantes consumos de energía eléctrica, ya que en muchas zonas de España está generalizado el uso de calderas eléctricas. En la actualidad algunos municipios han establecido la obligatoriedad de su instalación para nuevas viviendas, pero aún el resultado es disperso, por lo que se propone que este carácter obligatorio se generalice a todos los municipios españoles. En esta línea de fomento, sería interesante también la implantación de medidas de carácter fiscal que promuevan la inversión individual en esta tecnología.

5 La red de transporte

La mayor parte de las redes de alta tensión (85%) son propiedad de una empresa, REE, que además, actúa como operador del sistema. Es independiente de las empresas que generan, distribuyen y comercializan electricidad y del operador del mercado. Opera a nivel estatal.

En el sistema español el acceso de terceros a las redes de transporte está regulado: los precios, las condiciones de acceso, y los estándares de calidad deben seguir los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

Bajo este principio general, y para promover su fomento, las directivas 2001/77/CE y 2003/54/CE⁷, indican que **las energías renovables deben tener preferencia de acceso, de conexión y de operación**, siempre y cuando se garantice la seguridad del sistema.

Esta preferencia de acceso sólo está parcialmente transpuesta a la ordenación interna, ya que,

- Aunque sí que se contempla en nuestra normativa que **la electricidad generada** con renovables tiene que tener cabida en el sistema con preferencia a la generada con otras fuentes, entendiéndose aquí como acceso el de la energía vertida a la red⁸,
- No existe normativa aún que establezca la preferencia de acceso en el sentido de **conexión a la red**, entendiéndose aquí como acceso la asignación de un punto de conexión para el posterior vertido de la energía

Con relación a este último aspecto, la creciente demanda de conexión para la nueva generación (sobre todo de ciclos combinados y parques eólicos), unida a la escasez de capacidad de red en muchos puntos, está ocasionando conflictos de acceso entre promotores y con el resto de los agentes implicados. Esta situación se traduce en la práctica en una barrera de entrada para las energías renovables.

En relación con la Red de Transporte, y completando lo expuesto, sería necesario solucionar los conflictos surgidos en relación con tres temas fundamentales: la planificación de la nueva generación por las CCAA y el acceso a la red de transporte, la información sobre la capacidad de evacuación de la red en cada punto, y la propiedad y operación de nuevas infraestructuras de red.

⁷ Directiva 2003/54/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE. Directiva 2001/77/CE, relativa a la promoción de la energía generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad

⁸ En el apartado de operación, dentro de garantía de suministro se comenta este punto más extensamente

5.1 Planificación de nueva generación y acceso a la red de transporte

La información acerca de la viabilidad técnica de las redes actuales para incorporar la nueva generación, o sobre las posibilidades existentes de ampliación de capacidad, la determinan el operador del sistema de transporte y/o el distribuidor.

Por otro lado, las Comunidades Autónomas realizan la planificación sobre la nueva generación renovable y su regulación administrativa en función de criterios propios. REE negocia con las Comunidades Autónomas contingentes globales de capacidad de acceso, que luego es repartido por éstas con criterios no homogéneos

Algunas de ellas cuentan con procedimientos que unen la concesión del punto de conexión a la autorización administrativa, adquiriendo así una mayor influencia en el proceso de instalación de una nueva central. Estos procedimientos, sin embargo, no son homogéneos para todas las Comunidades Autónomas, ni los criterios de evaluación que se usan son, en muchas ocasiones, claros. Así, en cada Comunidad Autónoma se sigue un esquema diferente: mesas de evacuación en Andalucía, Aragón y Castilla la Mancha; concurrencias de proyectos en Castilla y León y Asturias; o asignaciones por concurso con zonas adjudicadas ya acotadas por la capacidad máxima de evacuación en Valencia.

La saturación de solicitudes de acceso a la red para nueva generación, y la imposibilidad de que ésta abarque toda esa capacidad de evacuación, hace que la descoordinación entre las políticas de planificación autonómicas y la planificación de redes de REE sea especialmente dañina, generando señales contradictorias e incertidumbre en la promoción de los proyectos, y perjuicios económicos para los promotores. Además, esta situación provoca un desincentivo general para la inversión eficiente y útil. A todo esto se une la inexistencia de una norma que garantice la prioridad de acceso de la energía renovable a la asignación de un punto de conexión, y detalle cómo se llevaría a la práctica.

Propuestas

- ✓ Es necesario aumentar los **canales formales de comunicación** Estado-REE-CCAA-Promotores de energías renovables.
- ✓ Por otro lado, deberían establecerse unos **Criterios Generales para la Planificación**, que guíen este aspecto en cada planificación autonómica, para asegurar la factibilidad de los proyectos y evitar el desconcierto de los promotores.
- ✓ **Transposición de la directiva 2001/77 /CE** en relación con la prioridad de acceso a los puntos de conexión para las energías renovables.

5.2 Información sobre capacidad de evacuación en puntos de conexión

Actualmente, se produce con frecuencia un exceso de solicitudes de conexión por punto, siendo su resolución, como ya se ha mencionado en el apartado anterior, diferente en función de la Comunidad Autónoma. En enero de 2005 ya se había solicitado acceso a la red para 45.597 MW de potencia eólica, cifra que supera ampliamente los 13.000 MW objetivo para 2011, la capacidad de la red de transporte o distribución para acogerla, e incluso la capacidad territorial para desarrollarla.

ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE NUEVA GENERACIÓN DE RÉGIMEN ESPECIAL (1-Enero-2005)
(Parques Eólicos)
(Magnitudes Históricas de Solicitudes Vigentes)

Comunidad Autónoma (*)	Solicitudes Recibidas Total (MW)	Solicitudes Gestionadas (MW)	Solicitudes Pendientes Contestación Documentación Completa (MW)	Solicitudes Pendientes Contestación Documentación Incompleta (MW)
SISTEMA PENINSULAR				
Andalucía	7.727	6.619	0	1.108
Aragón	4.868	2.016	2.603	249
Asturias	605	534	71	0
Cantabria	174	174	0	0
Castilla La Mancha	7.303	6.148	401	753
Castilla y León	16.046	13.223	676	2.147
Cataluña	2.391	2.282	0	109
Extremadura	0	0	0	0
Galicia	2.050	1.917	104	29
Madrid	0	0	0	0
Murcia	496	0	40	456
Navarra	462	413	0	49
País Vasco	310	100	210	0
Rioja, La	587	587	0	0
C. Valenciana	2.577	2.577	0	0
Total Peninsular	45.597	36.590	4.105	4.901

En los procesos de acceso a las redes, en general, no se está cumpliendo la normativa (RD1955/00). Aunque formalmente no existe reserva de capacidad, se está considerando que existe a la hora de conceder accesos, planificándose las instalaciones de generación que deben conectar, especialmente en el caso del régimen especial donde no existen mecanismos de mercado para definir la prioridad de acceso a las redes en caso de conflicto.

Antes de obtener una respuesta a la solicitud de capacidad de evacuación, el promotor ya ha comenzado a realizar estudios de medición de vientos, etc. Este trabajo se realiza, por tanto, antes de conocer la disponibilidad de punto de conexión y sus características (localización, etc), ya que aún no se ha pronunciado la empresa distribuidora o transportista, y no existe información pública detallada sobre el estado y capacidad de las redes. El **acceso del promotor a esta información de forma previa, puede resultar crucial en determinar su interés por un emplazamiento concreto, ya que pueden variar las necesidades de inversión poniendo en riesgo la rentabilidad del proyecto.**

Propuestas

- ✓ Se debe regular claramente si procede realizar o no la planificación de las instalaciones de generación en régimen especial, y qué tratamiento deben darse a las reservas de capacidad de las instalaciones nuevas y preexistentes, tanto en el proceso de concesión de capacidad de conexión como en la operación posterior.
- ✓ Se propone implantar sistemas que mejoren la comunicación de la situación de la demanda y la capacidad disponible por nudo de conexión. Como mecanismos complementarios, se proponen los siguientes:
- ✓ **Hacer pública la información acerca de la capacidad y situación de la red en cada momento a través de un Mapa de Tensiones de Red**, que permita al promotor saber qué carga hay en cada punto de la red para conocer de forma previa cuáles son sus posibilidades de conexión. Existen lugares en los que se ha implantado este sistema de información. En California, por ejemplo, el operador del sistema tiene la capacidad disponible en MW de cada nudo de alta tensión (*Available Transmission Capacity- ATC*) en un listado que se encuentra a disposición de todo el que lo quiera consultar en Internet, y es actualizado para cada hora del día anterior. A este listado de puntos de conexión, le acompaña un mapa localizando espacialmente dichos puntos.

The screenshot shows the 'Available Transmission Capacity (ATC) Final Market Results MW' table on the CALIFORNIA ISO OASIS website. The table lists various market types and their corresponding ATC values across different hours of the day (HE01 to HE23).

Day Ahead Market	HE01	HE02	HE03	HE04	HE05	HE06	HE07	HE08	HE09	HE10	HE11	HE12	HE13	HE14	HE15	HE16	HE17	HE18	HE19	HE20	HE21	HE22	HE23
MEADTMEAD_BG W-E	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
MEAD_BG E-W	608	616	616	619	615	591	484	384	281	281	245	245	245	245	245	245	269	268	258	263	305	306	608
MERCHANT_BG W-E	1192	1192	1191	1191	1192	1192	1392	1393	1494	1494	1530	1529	1529	1529	1531	1531	1506	1506	1516	1511	1470	1470	1167
MERCHANT_BG E-W	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
MERCHANT_BG W-E	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125
MKTPCADLN_BG E-W	269	269	269	269	269	269	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	269
MKTPCADLN_BG W-E	577	577	577	577	577	577	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	577
MONAIPDC_BG E-W	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396
MONAIPDC_BG W-E	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833
N.GILABK4_BG E-W	187	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	207	187	187	187	187	187	187
N.GILABK4_BG W-E	153	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	133	153	153	153	153	153	153
NOB_BG N-S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2034
NOB_BG S-N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1383
OLNDAWAPA_BG E-W	79	78	77	75	75	77	83	90	90	100	101	101	105	104	100	98	93	96	98	97	96	93	82
OLNDAWAPA_BG W-E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PALOVVRDE_BG E-W	668	668	683	688	698	813	279	84	77	57	47	37	47	37	37	34	32	57	62	159	149	139	378

Esta información también se encuentra disponible en otros sistemas, con diferente nivel de detalle. En Portugal, la Dirección General de Energía, muestra un listado de los puntos de conexión con la capacidad disponible para 2005.

- ✓ **Hacer pública la información sobre las solicitudes de conexión a la red, detallando la potencia que se solicita en cada punto de conexión y las**

instalaciones que lo hacen. Para tener una idea más completa de la situación del nudo, se haría pública una información que describa las solicitudes que en un momento determinado se han producido sobre cada uno de los nudos, y que complementarí­a la información acerca de la capacidad real disponible, ya ofrecida a través el Mapa de Tensiones de Red. Existen numerosos sistemas que han desarrollado estos procedimientos de información, por otra parte ya contemplados por el RD 1955/2000⁹. En Ontario (Canadá), por ejemplo, el operador del sistema (IESO) mantiene un listado actualizado en Internet donde, además de la fecha de solicitud de capacidad de cada instalación, ofrece datos sobre la misma, detallando entre otras cosas, la empresa que solicita, la localización de la instalación, o sus necesidades de capacidad de evacuación (MW). También el operador del sistema del Midwest norteamericano (MISO) utiliza un sistema similar, también público en Internet y con información detallada acerca del promotor y las necesidades de capacidad de la instalación.

The screenshot shows the IESO website interface. The main content area is titled "Status of Current Applications" and lists five applications. The table below is a transcription of the data shown in the screenshot.

Queue Position	CAA ID & Date used for Queue Position	Proponent	Location	Project Type	Proposed Size	In-service Date	Current Status of:	
							Preliminary Assessment	System Impact Assessment
1	2000-001 22 Dec 1998	Hydro One Networks Inc.	Hawthorne TS/ Outaouais SS	Interconnection	1250 MW	Under Review	By HONI	Complete Appendix
2	2000-003 16 Jan 1999	Northland Power Inc.	Thorold	New Generation	273 MW	Q3-2006	Complete	Complete Attachments
3	2000-004 18 Feb 1999	TransAlta Energy Corp.	Sarnia	New Generation	510 MW	Q1-2003	Complete	Complete
4	2000-006 29 Oct 1999 2001-048	Enron Canada Corp.	Sarnia	New Generation	505 MW	Q2-2004	Deemed Withdrawn	Complete Diagram 1 Diagram 2
5	2000-007	Sihle Canadian	Southdown	New Generation -	763 MW	Q1-2007	By HONI	Complete

✓ Para gestionar de forma eficiente la información descrita, es necesario el **diseño de un marco formal:**

- **Desarrollo de una normativa** que determine la obligación y la forma para que los propietarios de las redes de transporte y distribución hagan pública la información requerida.
- **Detalle de los protocolos de acceso a la información**, teniendo en cuenta las restricciones que por razones de seguridad sean necesarias aplicar.

⁹ Artículo 53, punto 7: *el operador del sistema y gestor de la red de transporte pondrá a disposición del público las peticiones de acceso y las concesiones de acceso realizadas*

5.3 Propiedad y operación de nuevas infraestructuras de red

Otro de los puntos pendientes de resolver en materia de red, sería el relacionado con la propiedad y operación de las nuevas infraestructuras de red.

El mecanismo establecido en la actualidad acerca de la inversión y titularidad de las infraestructuras de redes, establece que el promotor de la nueva instalación de generación es el que debe invertir en las infraestructuras de red necesarias para la conexión y posterior volcado de la energía generada. Éste las cede luego a REE o al distribuidor correspondiente, que se encargará de su operación y mantenimiento.

Con este sistema de inversión y titularidad, pueden establecerse situaciones de discriminación entre los productores que invierten en las nuevas infraestructuras (que son los que se hacen cargo de los costes de las mismas), y los productores que más adelante utilizan la capacidad restante instalada (sin necesidad de invertir, al ser ya propiedad del transportista o distribuidor).

Adicionalmente, puede darse la situación de que transportistas o distribuidores no realicen inversiones para mejorar sus instalaciones, imputando el importe económico de la realización de las mismas a las instalaciones de nueva conexión (de manera individual, o compartida entre varias instalaciones) por motivos de falta de capacidad.

Hay un aspecto importante que hay que tener en cuenta en relación con este punto, y es la existencia de dos tipos de infraestructuras.

- Las ampliaciones asociadas unívocamente a la nueva instalación, en las que sí debería ser el promotor el que corriera con los gastos de la instalación
- Las de refuerzo de otras instalaciones y líneas ya existentes, en las que no está tan claro quién debería sufragar los gastos de la instalación

Propuestas

- ✓ Parece necesario un cambio en el marco regulatorio relativo a la inversión en infraestructura de redes y gastos de operación y mantenimiento. Los criterios de cesión a REE o a los distribuidores de las infraestructuras de evacuación por parte del promotor ha de incluir dos aspectos fundamentales:
 - Voluntariedad del productor de realizar la cesión de las infraestructuras al gestor de la red de transporte o al distribuidor.
 - Obligatoriedad por parte de estos de aceptar las infraestructuras, en el caso de que productor decida cederlas.

- ✓ Estudio de casos en los que la financiación de determinadas infraestructuras pueda ser asumida por el propietario de las líneas, especialmente cuando afectan al refuerzo o mallado de otras instalaciones y líneas, y pueda determinarse que realizan funciones adicionales a la evacuación de energía de la instalación en conexión.

6 Diseño de las tarifas de acceso e integral

Los precios de la tarifa integral y la de peaje son establecidos y revisados anualmente por el Gobierno, de acuerdo con el RD 1432/2002, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia.

Esta tarifa media o de referencia, se determina como el cociente entre los costes previstos y la demanda final prevista, estableciéndose un límite de variación anual de un 1,4%, con posibilidad de incrementar un 0,6% por desviaciones.

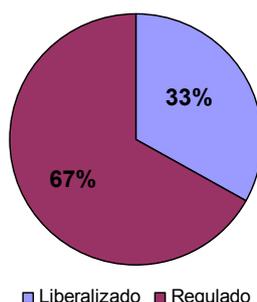
Por otro lado, mientras que el transporte y la distribución se consideran monopolios naturales y regulados, las actividades de generación y comercialización se encuentran en régimen de competencia. Como consecuencia, y formando parte del avance en el proceso liberalizador de la comercialización, desde el 1 de enero de 2003, cualquier consumidor de electricidad en España puede contratar su suministro de dos maneras:

- A través del pago de una tarifa integral contratada con una distribuidora.
- Adquiriendo la energía en el mercado y pagando una tarifa de acceso que incluye los costes comunes del sistema y los derivados del uso de las redes. La energía se puede adquirir a través de un contrato bilateral con un generador, directamente en el mercado, o a través de un comercializador.

Hay dos temas que deberían tenerse en cuenta al considerar la metodología de tarifas y los precios de cada una de las tipologías existentes: **el fomento de la liberalización**, y **el tratamiento de las energías renovables**.

6.1 Medidas para el fomento de la liberalización

La cuota de energía consumida a tarifa en los dos primeros trimestres de 2004 es considerablemente superior a la consumida en el mercado liberalizado, alcanzando, en el primer caso, un 67% del consumo total, y en el segundo un 33%.



Fuente: CNE

Elegir una u otra opción dependerá de si el precio de la tarifa integral es mayor o menor que la suma de la tarifa de acceso y la energía.

TARIFA INTEGRAL > ó < TARIFA DE ACCESO + ENERGÍA

Existen tipologías de tarifas en las que el margen que queda entre la tarifa de acceso y la integral (margen del comercializador) es muy estrecho (este problema se acentúa en las correspondientes a grandes consumidores en alta tensión). El riesgo que asume el comercializador en el sistema actual es, por tanto, alto, al ser el agente del sistema más expuesto a las fluctuaciones del precio de la electricidad en el mercado pool. Este riesgo puede, además de desincentivar el acceso de nuevos comercializadores al mercado liberalizado de la electricidad, hacer que las comercializadoras sean menos agresivas en precio, ralentizando el proceso de liberalización.

Propuestas

- ✓ **Contención de la tarifa de acceso**, de forma que la contratación de energía suponga una proporción mayor en la tarifa final, incentivando al consumidor final a contrastar ofertas. **Asegurar la aditividad de las tarifas.**
- ✓ Dotar de una **mayor transparencia** el proceso del cambio de suministrador de electricidad. Para ello es necesario identificar aquellos factores técnicos que impiden un mayor grado de liberalización

6.2 Origen del suministro: el tratamiento de las energías renovables

El consumidor final puede elegir comercializador en el mercado liberalizado, pero no dispone de información suficiente para conocer el origen de la electricidad que está consumiendo. No existen mecanismos de mercado para que el consumidor final pueda conocer el origen del suministro recibido. Es previsible que esta información pueda funcionar como factor de decisión en el cliente final, dada la mayor concienciación por los problemas medioambientales por parte de la sociedad.

Por otro lado, las primas para la generación especial se encuentran incluidas como un concepto más de la tarifa, dentro del apartado “diversificación y seguridad de abastecimiento” a la hora de calcular el importe total de ésta: actualmente, el incremento de tarifa máximo comprometido se aplica a la suma de todos los componentes que ésta integra. El fuerte incremento de las energías renovables y

sus primas asociadas, hacen que este concepto acapare una parte significativa del incremento previsto. En la tarifa de 2005 se asignan a las primas del régimen especial 1.515 millones de €, convirtiéndose en el concepto que más ha incrementado su cuantía desde 2003, con un 64,3%, seguido de los costes de transporte (24,4%) y los costes de generación (15,4%).

Considerando los objetivos marcados en la Planificación Energética Nacional, la producción renovable en régimen especial en 2011 va a ser más del doble de la generada en 2004: los 23.587 Gwh generados en 2004 deben incrementarse hasta 61.839 Gwh para alcanzar los objetivos de cuota de demanda eléctrica cubierta con energía renovable planificados. Por tanto, aunque las primas no suponen la partida más importante dentro de la tarifa (en la de 2005 suponen algo menos de un 9% del total), en 2011 podrían alcanzar los 3.500 millones €, aumentando su importancia.

La tarifa integral incluye los siguientes costes:

- *Producción*
- *Peajes por transporte y distribución*
- *Comercialización*
- *Permanentes*
- *Diversificación y seguridad de abastecimiento*

Las tarifas de acceso deben incluir los peajes de transporte y distribución, así como los costes derivados de la comercialización, los permanentes, y los de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Propuestas

- ✓ El mercado ha de desarrollar las herramientas de información necesarias para que **el consumidor pueda conocer el origen de la electricidad consumida**. Debería haber una obligación por parte de los comercializadores y distribuidores de suministrar detalle del origen de la electricidad.
- ✓ **Metodología de tarifas diferenciada para las energías renovables y con evolución propia**: dos sendas de crecimiento diferente. El avance en la consecución de los objetivos por parte de las energías renovables no debería verse coartado por el techo impuesto por la metodología de tarifas actual, ni cuestionado por las tensiones que puedan surgir con el resto de los agentes que también reciben su remuneración de la tarifa. Las primas se considerarían como el **“componente medioambiental de las energías**

renovables”, y se tratarían como un concepto independiente: un complemento de tarifa de cara al consumidor.

Otra información de interés: Evolución de la retribución de conceptos por la tarifa eléctrica media

La Tarifa Eléctrica (en millones de Euros)	2003	2004	2005
Generación	8.414	9129	9.712
Transporte	753	834	937
Distribución y GC	3.422	3569	3.749
Costes Permanentes	557	652	597
Costes de Diversificación y Seguridad de abastecimiento	1.577	1867	2.085
→ <i>Primas al Régimen Especial</i>	922	1157	1.515
Déficit	234	229	227
TOTAL	14.957	16.280	17.307

Fuente: UNESA

7 La generación especial

La existencia de un régimen de generación especial, que coexiste en el mercado eléctrico con el de generación ordinaria, responde al interés de la sociedad española de fomentar la implantación y el desarrollo de ciertas tecnologías, que aportan ventajas medioambientales, sociales, y de seguridad de suministro para el sistema eléctrico, debido a carácter autóctono. Una buena parte de las tecnologías incluidas bajo el régimen especial son tecnologías basadas en energías renovables.

Los objetivos de generación eléctrica con energías renovables, así como de consumo de energía primaria renovable, son indicadores que muestran los avances conseguidos. Conocer las barreras que surgen al desarrollo de la generación renovable, e idear medidas con las que éstas puedan ser superadas, es imprescindible para alcanzar la consecución de los objetivos.

Por otro lado, la trazabilidad de la energía renovable, resuelta por la directiva 2001/77/CE a través de la implantación de un sistema de garantía de origen, permite que el consumidor final y el resto de los agentes conozcan y puedan reconocer el esfuerzo realizado.

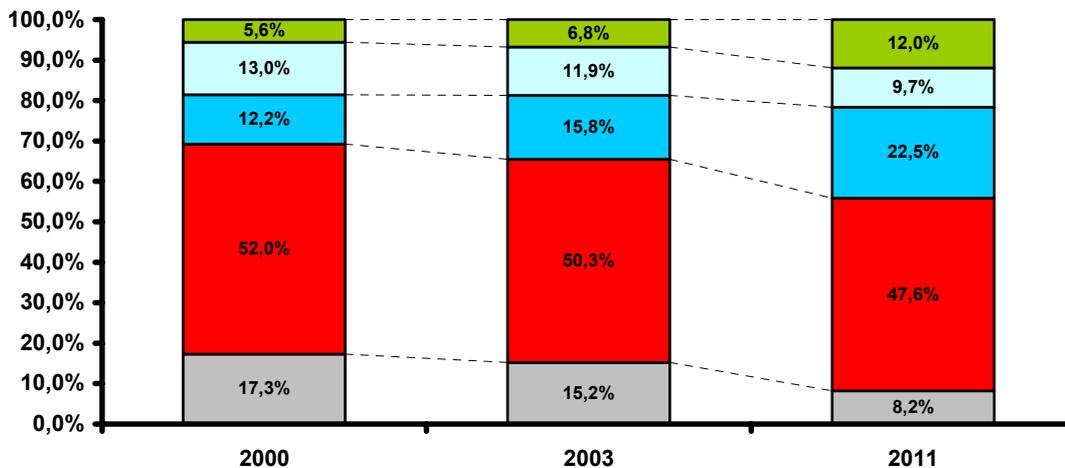
7.1 La consecución de objetivos.

En las diferentes planificaciones a nivel nacional y europeo, para el fomento de las energías renovables se han establecido objetivos referidos a la presencia de estas tanto en la estructura del consumo de energía primaria, como en su contribución a cubrir la demanda de energía eléctrica dentro del mix de generación del sistema.

❖ **Consumo de energía primaria:**

El Plan de Fomento de las Energías renovables aprobado por el Gobierno en el año 2000, establecía como objetivo que en 2010 el 12% de la energía primaria fuese de origen renovable. Este objetivo fue ratificado en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011.

Consumo de Energía Primaria en España, 2000-2003-2011.



■ Carbón ■ Petróleo ■ Gas Natural ■ Nuclear ■ Renovables

Fuente: IDAE, Ministerio de Industria.

Analizando la evolución con los objetivos establecidos para 2011, se puede comprobar que el objetivo del 12% para las energías renovables se encuentra todavía lejos de ser alcanzado, ya que desde la aprobación del PFER apenas ha aumentado un 1,2%. Se aprecia que el grado de dependencia exterior se mantiene debido al incremento del gas natural en la estructura de consumo nacional.

❖ **Cobertura de la Demanda:**

España ha adoptado un objetivo nacional de cuota de mercado para energías renovables de un 30,6% de la producción eléctrica, de acuerdo con el 29,4% indicativo que marca la directiva 2001/77/CE para 2010.

Energías Renovables en la Generación de la electricidad en España

	2003		2004		2011	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Tecnologías convencionales y cogeneración	200.974	76,5%	224.860	80,4%	117.868	38,80%
Gran Hidráulica	38.774	16,8%	29.978	10,7%	31.119	10,2%
Resto Renovables	22.983	10,0%	24.748	8,9%	61.839	20,36%
TOTAL RENOVABLES	61.757	26,8%	54.726	19,6%	92.958	30,60%
Demanda Electricidad	230.289		238.730		303.784	

1: Objetivo 2011 para energías renovables, incluida gran hidráulica.

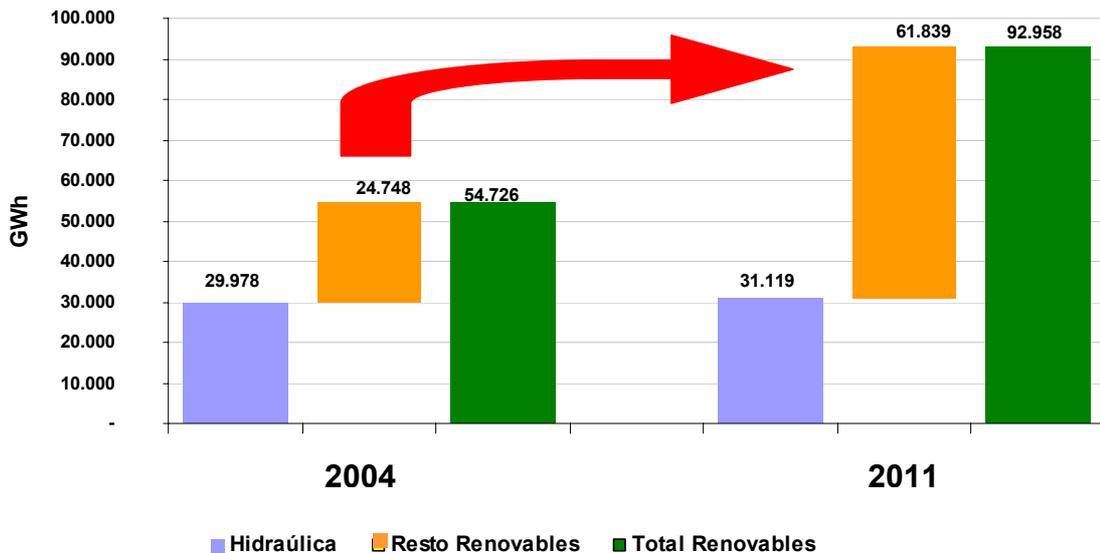
2: Hipótesis de año hidráulico medio.

La estimación crecimiento de producción bruta se ha realizado acorde a lo presentado por en la Planificación para los sectores del gas y la Electricidad 2002.-2011 (3,75% anual de la demanda de electricidad).

Fuente: UNESA, REE, elaboración propia.

A pesar del desarrollo en los últimos años de ciertas tecnologías renovables, como la eólica, **aún le queda a la generación renovable española un amplio recorrido para alcanzar el 30,6% de la demanda eléctrica en 2011**, tal y como marcan los objetivos de la Planificación energética.

Producción de Energías Renovables, 2004-2011 (GWh).



Fuente: REE, elaboración propia

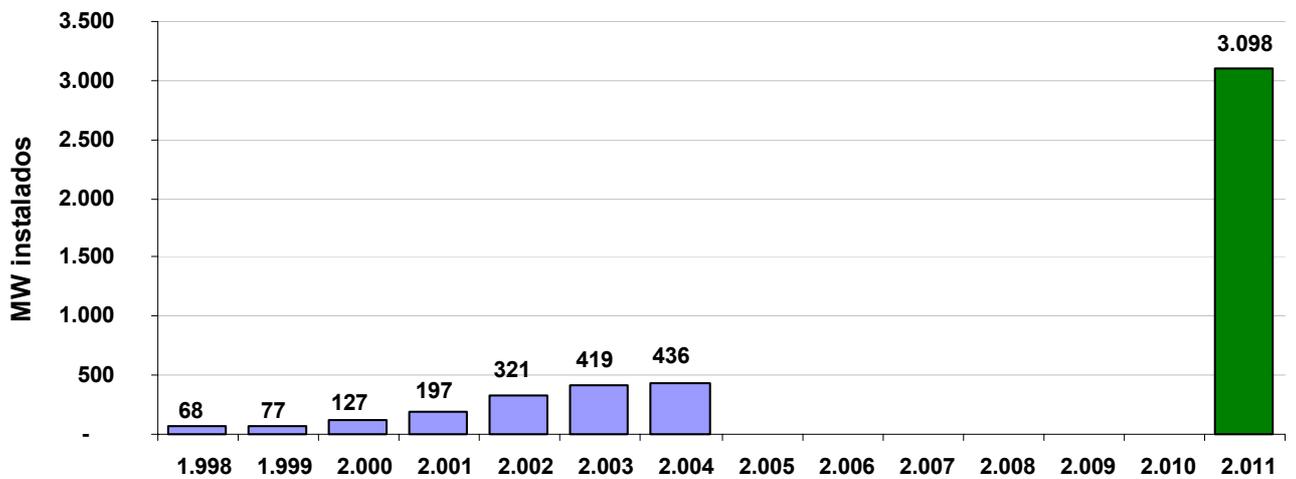
En 2003 la producción de energías renovables representó el 26,8% de la demanda neta del sistema eléctrico español. Este resultado puede llevar a engaño, ya que depende en gran parte de la generación hidráulica comprendida dentro del régimen ordinario, como se puede apreciar en 2004, año considerado de hidraulicidad media. Teniendo en cuenta este factor y dando por hecho la inexistencia de nuevos proyectos hidrográficos de gran tamaño, para conseguir los objetivos relativos a producción en 2011, el resto de las energías renovables tendrá que representar aproximadamente el 20% de la demanda total de electricidad en España, es decir, 14 puntos por encima de los niveles de 2004.

Como se ha comprobado, la situación actual no garantiza la consecución de los objetivos establecidos, quedando aún camino por recorrer: resulta, por lo tanto, necesario analizar las barreras que dificultan el desarrollo de las energías renovables en España.

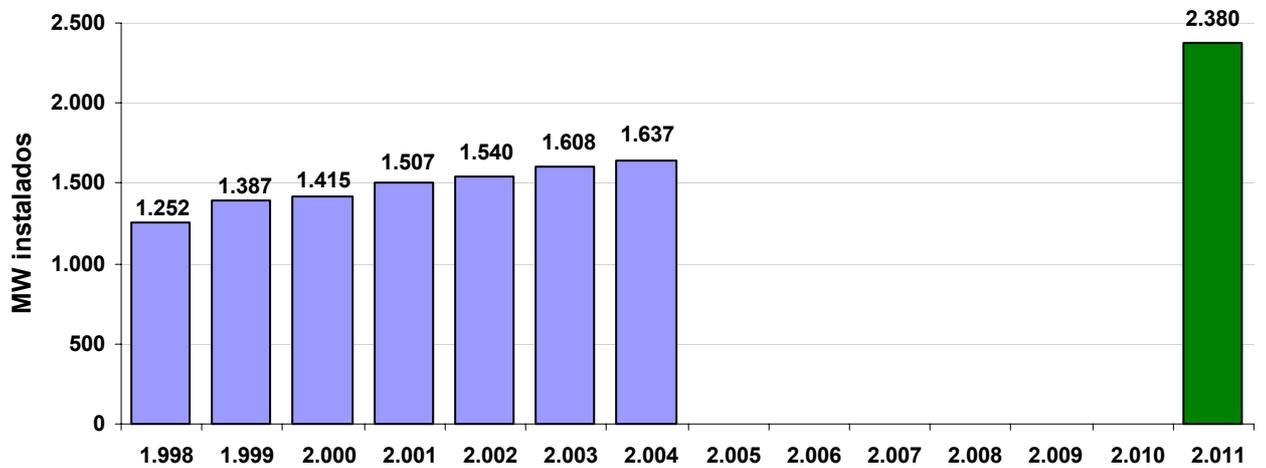
Evolución 1998-2004 y objetivos (potencia instalada, MW)

Fuente: CNE

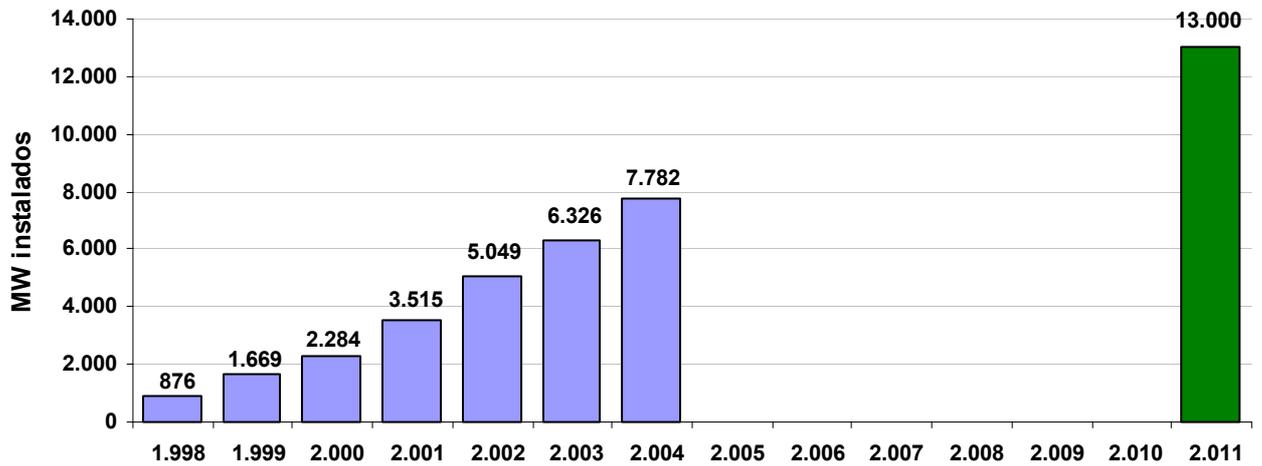
BIOMASA:



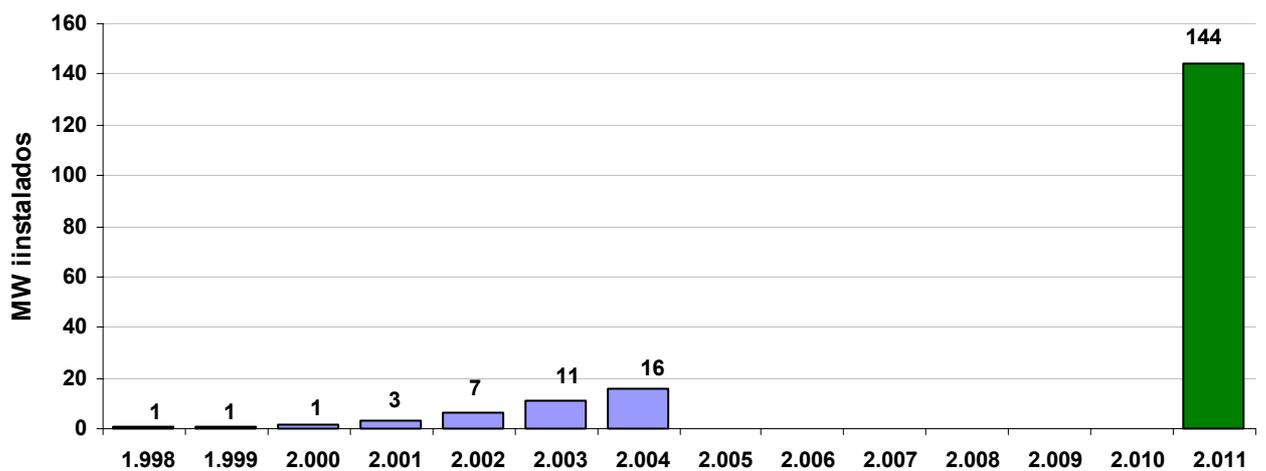
MINIHIDRAÚLICA:



EÓLICA:

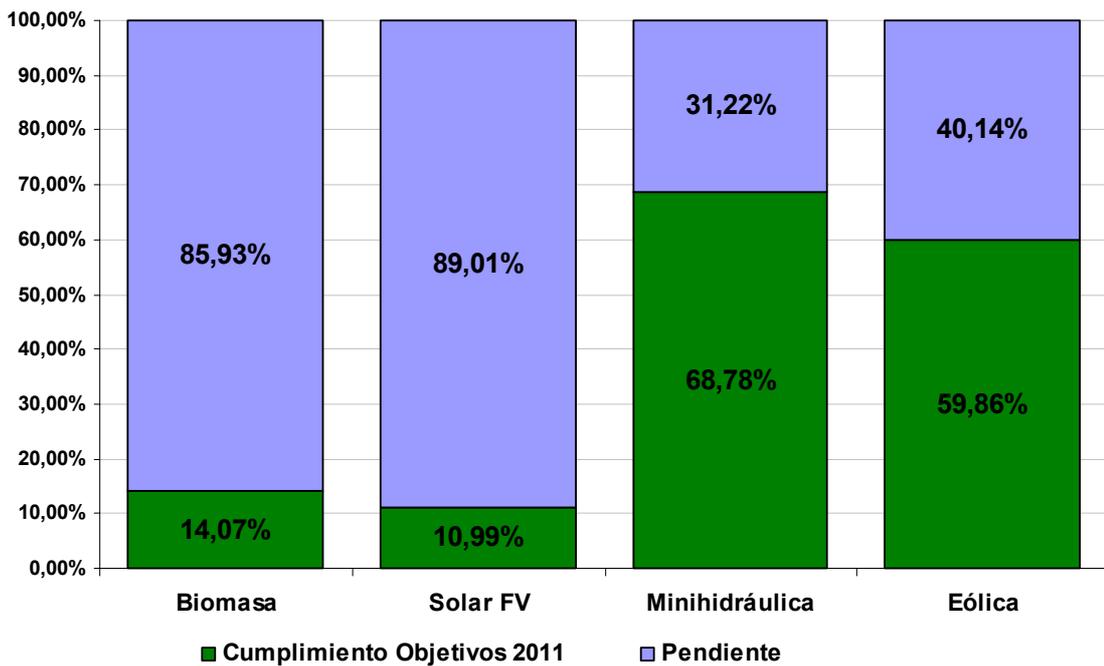


SOLAR FOTOVOLTAICA:



Con los datos de potencia instalada a 2004, se puede apreciar el camino que queda por recorrer en cada una de las tecnologías renovables, con respecto a los objetivos marcados por la planificación energética a 2011.

Grado de cumplimiento de los objetivos 2011 en año 2004 (%)



Fuente: CNE, elaboración propia

7.1.1 Las barreras financieras en la consecución de objetivos

El desarrollo de las energías renovables será imposible si no se asegura la financiabilidad de los proyectos, con lo que es necesario reducir la percepción de riesgo asociada por parte de los financiadores. Garantizar unos **niveles de rentabilidad atractivos** y de **estabilidad en la retribución** para estos proyectos es una condición primordial para asegurar que los inversores sigan apostando por este sector.

a. Tipo de modelo retributivo

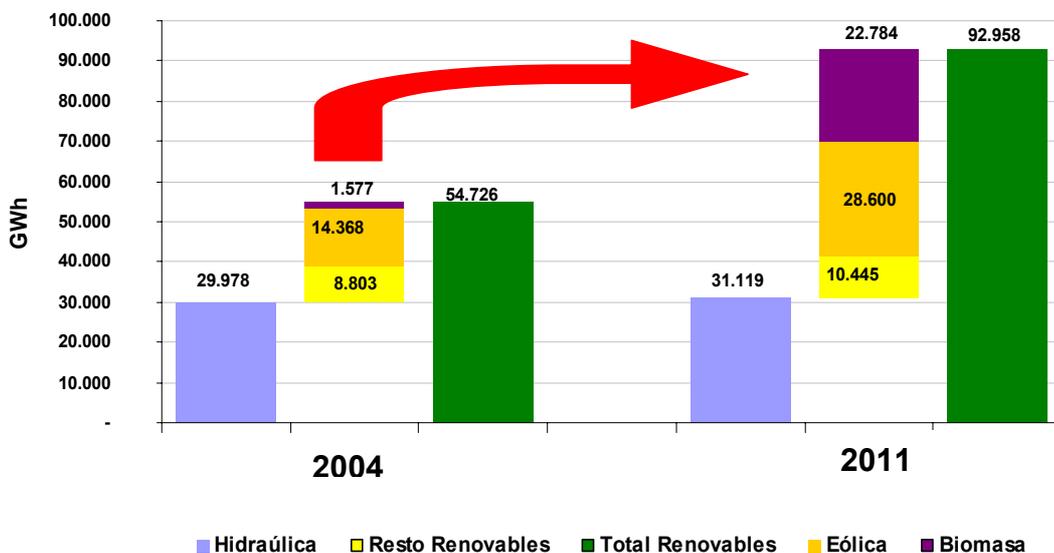
De todos los sistemas de apoyo a la electricidad de origen renovable puestos en marcha en los diversos países europeos, se ha demostrado que el mecanismo de primas es el más efectivo. Entre otras evidencias, hay que recordar que es el sistema bajo el que se ha desarrollado la energía eólica de tres de los cuatro primeros productores mundiales: Alemania, España y Dinamarca. Además de la

subasta (minoritaria, sólo implantada como sistema único en Irlanda), el sistema de certificados verdes es la alternativa que se contempla en Europa al de primas. El sistema de certificados verdes presenta, sin embargo, varios inconvenientes frente al de primas:

- Es un sistema menos maduro
- Ofrece menos estabilidad a la inversión
- Provoca un “monocultivo tecnológico”, ya que no distingue entre tecnologías de generación.
- Tiene una mayor complejidad en cuanto a funcionamiento y control (mayor burocracia y costes de transacción) y organización (definición de agentes, cuotas, penalizaciones, etc).
- Presenta una mayor intervención administrativa al requerirse fijación normativa de la cuota de energía renovable que han de tomar los distribuidores y de la cuantía de la multa en caso de incumplimiento

b. Tecnologías poco desarrolladas

El sistema de primas establecido en España diferencia la cuantía a percibir por parte del productor en función de la tecnología de generación. Para algunas de éstas, los incentivos establecidos no han sido suficientes para garantizar la rentabilidad de los proyectos, porque no se ha conseguido atraer a los inversores ni, en consecuencia, incrementar de forma significativa la potencia instalada. La biomasa es un ejemplo ilustrativo: aunque muy importante para la consecución de los objetivos finales, su



Fuente: REE, elaboración propia

grado de desarrollo hasta la fecha ha sido escaso.

Hay que destacar que existen instalaciones de energías renovables que se encuentran excluidas del mecanismo de primas, como es el caso de la fotovoltaica aislada.

c. Nuevas tecnologías

Asimismo, existen experiencias de nuevas tecnologías renovables (eólica offshore, generadores de gran potencia instalada – 1 a 3 MW -, hidrógeno producido a partir de energías renovables, minihidráulicas con generadores sumergidos, mareomotriz, olamotriz, etc.), que necesitan mecanismos de apoyo para su desarrollo y posterior comercialización de la producción, que en la actualidad no existen. La generación eléctrica a partir de tecnología termosolar, aunque ya contemplada en la Planificación Energética, todavía forma parte de las tecnologías inmaduras que es necesario desarrollar, con gran potencial en este país.

Propuestas

- ✓ Se considera que en la actualidad no es necesario ni conveniente la aprobación de un marco comunitario armonizado para los sistemas de apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables: **se propone que el estado español apoye, ante la revisión de la Directiva 2001/77/CE, la libertad de los Estados para elegir su propio mecanismo retributivo**
- ✓ Para conseguir la estabilidad deseada, que asegure el fomento de las energías renovables, es de vital importancia garantizar la **seguridad jurídica ante una posible reforma legislativa**: es necesario asegurar la irretroactividad de las normas, **ofreciendo a las instalaciones existentes la opción de mantenerse en el régimen anterior ante el eventual cambio normativo.**
- ✓ **Se propone, asimismo, trabajar para mantener, reforzar y mejorar el sistema de primas** vigente en la actualidad, aumentando la retribución para aquellas tecnologías que se encuentran lejos de los objetivos establecidos en la Planificación Energética, estableciendo una compensación estable para las instalaciones no conectadas a la red, ofreciendo ventajas suplementarias para los primeros MW instalados de la tecnología que se quiere potenciar, mecanismos de apoyo fiscales, etc.

Tomando como ejemplo el caso de la biomasa, por ser una de las tecnologías más retrasadas, se podría considerar que:

- Su prima debería situarse en unos niveles que garanticen la rentabilidad de las inversiones y, sobre todo, que permita asegurar el

suministro de biomasa combustible. Los cálculos realizados en varios estudios al respecto, exigen un establecimiento de la prima mínimo de un 150% de la TMR. En algunos países europeos se han aprobado recientemente unos precios para la biomasa más elevados, con el propósito de mejorar en la consecución de los objetivos, como es el caso de Holanda o Austria.

- También podrían emplearse otros mecanismos que disminuyeran los altos costes de inversión (1.500-2.000 €/kW) de las plantas de biomasa: en Francia, por ejemplo, esta tecnología recibe subvenciones de hasta el 30% de la inversión, en Alemania, se otorgan créditos blandos para inversiones en energías renovables. Una alternativa a la subvención, más interesante desde el punto de vista de APPA, por ser así el propio sector eléctrico el que soporte su desarrollo, sería establecer una prima suplementaria hasta alcanzar una potencia instalada determinada: en Alemania, se utilizó un sistema mixto para potenciar el despegue de la energía eólica: a través del programa “250 MW eólicos”, se ofrecían a los primeros 250 MW solicitados una subvención a la inversión de hasta el 25% del importe total, y además, una prima adicional de 3,1 c€/kWh.
 - Por otro lado, teniendo en cuenta que uno de los problemas con que se encuentra la generación con biomasa, es la ausencia de garantía de continuidad de los cultivos energéticos, una posible solución podría ser el considerar los cultivos energéticos (como lo son ahora otros muchos de diferente naturaleza), como cultivos subvencionables
- ✓ En cuanto a las **nuevas tecnologías** (las tecnologías más inmaduras, tanto técnica como comercialmente), se propone:
- Realizar el diseño de una **cobertura normativa para las nuevas tecnologías de generación**, como puede ser una posible inclusión en un mecanismo de primas no asociado al volumen de producción de electricidad, desgravaciones fiscales, condiciones especiales de financiación, medidas para su implantación en el mercado, etc. *Por ejemplo:* Para que **el hidrógeno** sea una realidad como vector energético intermedio, relacionado con la generación eléctrica, necesita **apoyos para su producción y apoyos para desarrollar un mercado de consumo** que de momento no existe. En relación con la producción habrá que diseñar un marco de primas específico, teniendo en cuenta la fuente renovable de origen. En relación con el consumo habrá que plantear la obligatoriedad de que determinadas plantas térmicas, como ciclos combinados, centrales de carbón, plantas de biomasa etc., utilicen pequeños porcentajes de hidrógeno

junto con el combustible principal. El hidrógeno es un caso claro en el que hay que ligar producción y consumo, ya que es previsible que estas se produzcan en marcos normativos diferentes. El consumo de hidrógeno tanto para la producción de energía como para el transporte, abre un inmenso campo de posibilidades para la generación eólica. En este mismo sentido, sería conveniente **dar prioridad a los proyectos relacionados con las energías renovables dentro de los diversos programas de I+D,**

- En algunos casos la utilización combinada de tecnologías (**hibridación**) es una necesidad funcional que permite a su vez reducir costes, aumentar eficiencias y contribuir a la estabilidad del sistema. Respecto a las energías renovables, el esquema de hibridación que parece resultar más adecuado sería el de unir la energía solar termoeléctrica a la biomasa, ya que ambos proyectos podrían compartir turbina e infraestructura de evacuación, pudiendo además la biomasa colaborar como energía renovable de apoyo para mantenimiento de temperatura del acumulador de calor. Esta posibilidad abriría la puerta a una importante optimización de costes a partir de unas previsiones de funcionamiento que podrían llegar a estar cercanas a las 8.000 horas. Ante esta posibilidad tecnológica, es necesario definir un tratamiento retributivo adecuado que cabría otorgar a una instalación de estas características, ya que hoy por hoy no existe previsión regulatoria alguna que pueda darle cobertura. Es importante dar viabilidad a estos proyectos que, por sus características podrían suponer una aportación importante al Plan de Fomento de Energías Renovables y colaborarían de forma significativa a poner a España a la cabeza de una tecnología, la solar termoeléctrica que hoy por hoy no ha experimentado ningún desarrollo en Europa.

7.1.2 Las barreras técnicas en la consecución de objetivos

En los anteriores apartados del presente documento se han presentado los diversos problemas técnicos en relación con el acceso y la operación de la red que han de afrontar los promotores de proyectos de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

En el cuadro adjunto se resumen los principales puntos críticos detectados y las propuestas realizadas:

Puntos Críticos	Propuesta
<ul style="list-style-type: none"> Control de Tensiones, en dos sentidos: posibilitar la comunicación con la central o parque en caso de necesidad de limitaciones, y determinación del reparto de la capacidad <p><i>(Ver Capítulo 3: Garantía de Suministro (II): Operación del Sistema. Punto 3.1.: Control de Tensiones)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Creación de un Centro de Control Compartido ✓ Procedimientos de operación para el reparto de capacidad ante limitaciones.
<ul style="list-style-type: none"> Mejora de predicciones a un coste asequible, Para facilitar la operación del sistema. <p><i>(Ver Capítulo 3: Garantía de Suministro (II): Operación del Sistema. Punto 3.2.: Predicciones)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Consorcio que aglutine el gasto en mecanismos de predicción eólica
<ul style="list-style-type: none"> Comportamiento de la energía eólica en los huecos de tensión en el sistema. <p><i>(Ver Capítulo 3: Garantía de Suministro (II): Operación del Sistema. Punto 3.3.: Huecos de Tensión).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Compromiso de establecer equipos de control en las instalaciones de forma que no agraven los huecos de tensión.
<ul style="list-style-type: none"> Problemas de acceso y conexión a la red: ausencia de información pública al respecto. Falta de criterios claros en el proceso de petición de acceso. <p><i>(Ver Capítulo 5: La Red de Transporte. Punto 5.2 Información sobre Capacidad de evacuación en puntos de conexión)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Elaboración de un mapa nacional de tensiones de red con información pública disponible actualizada.
<ul style="list-style-type: none"> Inversiones y propiedad de nuevas infraestructuras de red derivadas de nuevas conexiones. <p><i>(Ver Capítulo 5: La Red de Transporte. Punto 5.3 Propiedad y financiación de las nuevas infraestructuras de redes)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cambio de obligatoriedad por voluntariedad en la cesión de red. ✓ Posibilidad de que el propietario de la red financie el refuerzo o mallado de las infraestructuras ya existentes

7.1.3 Las barreras administrativas en la consecución de objetivos

Una de las principales barreras que se interponen en el camino de las energías renovables son los trámites administrativos que ha de afrontar el promotor para desarrollar sus proyectos. Es común que se emplee el término de “**laberinto administrativo**” para referirse a todos estos procesos. Los procesos administrativos más importantes son los referidos a:

- La solicitud de la autorización
- La solicitud de acceso al punto de conexión

En la actualidad se encuentran en vigor hasta **sesenta normas** que el promotor tiene que consultar y conocer. Estas normas implican hasta **cuarenta trámites** que han de presentarse en las administraciones, a nivel local, regional y central. Esto crea un importante problema, ya que en muchas ocasiones no existen canales eficientes de información entre ellas: existe **confusión en materia de competencias**.

Este proceso es complejo y puede hacer que conseguir las autorizaciones de los proyectos se demore en el tiempo, poniendo en riesgo la consecución del mismo. Desde la presentación de un proyecto de producción de electricidad a partir de energía renovable hasta su puesta en marcha, pueden pasar cinco años de media en el caso de los proyectos de energía eólica, y hasta doce en el caso de la minihidráulica. En muchas ocasiones los proyectos se ven paralizados por el incumplimiento en plazos por parte de las administraciones, añadiendo un factor más de incertidumbre al proceso de petición de trámites administrativos.

Además, la diversidad de criterios no previsibles en la resolución de las solicitudes de promoción, la discrecionalidad y la falta de objetividad y transparencia en las resoluciones, fortalecen las barreras administrativas para las energías renovables (*Ver Cap.5: La red de Transporte. Punto 5.1. Planificación de nueva generación y acceso a la Red de Transporte*)

Propuestas

- ✓ Para eliminar la barrera que suponen para el desarrollo de las energías renovables los procesos administrativos, se propone el **cumplimiento en tiempo y forma de la normativa vigente por parte de las administraciones**. Este marco regulatorio se recoge en el artículo 6 de la Directiva Europea 2001/77/CE, en el que fomenta:
 - ✓ Dotar de agilidad y racionalidad los procedimientos administrativos.
 - ✓ Que exista el “silencio positivo” por parte de las administraciones.
 - ✓ Que las normas regulatorias sean objetivas y transparentes.
 - ✓ La mejora de los canales de información y la coordinación entre las diferentes administraciones con potestad de conceder autorizaciones.
 - ✓ La creación de un mediador en el caso de conflictos entre autoridades, solicitantes y agentes externos.

7.2 La trazabilidad de la energía renovable

La energía procedente de fuentes renovables es lo suficientemente singular como para que se produzca una demanda de diferenciación efectiva por parte del consumidor final.

La **directiva 2001/77/CE** establece la obligatoriedad de que cada estado miembro implante un **sistema de garantía de origen** para la electricidad generada a partir de fuentes renovables.

7.2.1 La garantía de origen

Hasta el momento, sólo Austria, Bélgica (Valonia), Finlandia, Luxemburgo y Suecia han puesto en marcha un sistema de garantías de origen conforme con la directiva. En España ya hay compañías que han comenzado a comercializar “energía verde”, aunque no existe un marco formal que garantice que el kWh que se está vendiendo como verde, lo sea. No se puede justificar el origen renovable de la energía mientras no se ponga en marcha un sistema adecuado de control.

Propuestas

- ✓ Es necesario **transponer lo antes posible este aspecto de la Directiva 2001/77/CE**, diseñando un sistema eficiente que garantice el origen de la energía comercializada.
- ✓ Se propone a la **CNE como Organismo Certificador**, ya que tiene disponible la información sobre generación, es el responsable de supervisar las liquidaciones económicas del sistema, y se trata de un organismo independiente.
- ✓ **La emisión del certificado ha de ir asociada a la producción y venta efectiva del kWh verde**: es importante garantizar el carácter no transmisible del certificado verde.

7.2.2 Reflejo en tarifa

Los precios de la tarifa integral y la de peaje son establecidos y revisados anualmente por el Gobierno, de acuerdo con el RD 1432/2002, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia.

Esta tarifa media o de referencia, se determina como el cociente entre los costes previstos y la demanda final prevista, estableciéndose un límite de variación anual de un 1,4%, con posibilidad de incrementar un 0,6% por desviaciones.

El consumidor final puede elegir comercializador en el mercado liberalizado, pero no dispone de información suficiente para conocer el origen de la electricidad que

está consumiendo. No existen mecanismos de mercado para que el consumidor final pueda conocer el origen del suministro recibido. Es previsible que esta información pueda funcionar como factor de decisión en el cliente final, dada la mayor concienciación por los problemas medioambientales por parte de la sociedad.

Por otro lado, las primas para la generación especial se encuentran incluidas como un concepto más de la tarifa, dentro del apartado “diversificación y seguridad de abastecimiento” a la hora de calcular el importe total de ésta: actualmente, el incremento de tarifa máximo comprometido se aplica a la suma de todos los componentes que ésta integra. El fuerte incremento de las energías renovables y sus primas asociadas, hacen que este concepto acapare una parte significativa del incremento previsto. En la tarifa de 2005 se asignan a las primas del régimen especial 1.515 millones de €, convirtiéndose en el concepto que más ha incrementado su cuantía desde 2003, con un 64,3%, seguido de los costes de transporte (24,4%) y los costes de generación (15,4%).

Considerando los objetivos marcados en la Planificación Energética Nacional, la producción renovable en régimen especial en 2011 va a ser más del doble de la generada en 2004: los 23.587 Gwh generados en 2004 deben incrementarse hasta 61.839 Gwh para alcanzar los objetivos de cuota de demanda eléctrica cubierta con energía renovable planificados. Por tanto, aunque las primas no suponen la partida más importante dentro de la tarifa (en la de 2005 suponen algo menos de un 9% del total), en 2011 podrían alcanzar los 3.500 millones €, aumentando su importancia.

La tarifa integral incluye los siguientes costes:

- *Producción*
- *Peajes por transporte y distribución*
- *Comercialización*
- *Permanentes*
- *Diversificación y seguridad de abastecimiento*

Las tarifas de acceso deben incluir los peajes de transporte y distribución, así como los costes derivados de la comercialización, los permanentes, y los de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Propuesta

- ✓ El mercado ha de desarrollar las herramientas de información necesarias para que **el consumidor pueda conocer el origen de la electricidad consumida**. Debería haber una obligación por parte de los comercializadores y distribuidores de suministrar detalle del origen de la electricidad.
- ✓ **Metodología de tarifas diferenciada para las energías renovables y con evolución propia**: dos sendas de crecimiento diferente. El avance en la consecución de los objetivos por parte de las energías renovables no debería verse coartado por el techo impuesto por la metodología de tarifas actual, ni cuestionado por las tensiones que puedan surgir con el resto de los agentes que también reciben su remuneración de la tarifa. Las primas se considerarían como el **“componente medioambiental de las energías renovables”**, y se tratarían como un concepto independiente: un complemento de tarifa de cara al consumidor.

8 Repercusión del mercado de derechos de emisiones

La asignación total de derechos de emisión que el Plan Nacional de Asignación ha otorgado gratuitamente al sector de generación eléctrico para el periodo 2005-2007 es de 86,4 MtCO₂, lo que supone un déficit del 6,5% sobre la previsión del sector. Dicho déficit de derechos de emisión implica que cada una de las empresas reguladas (centrales térmicas de carbón, fuel, gas y centrales de ciclo combinado y cogeneración), deberá incurrir en un gasto extra para cubrirlo. En caso de recurrir a la compra de derechos de emisión, este coste por CO₂ dependerá del precio de mercado de los derechos de emisión, incorporándose este coste a la partida de “Costes Variables” de la cuenta de resultados de cada una de las empresas.

8.1 Internalización de los costes ambientales por las tecnologías emisoras

Las compañías generadoras van a tener que comprar derechos de emisión por el déficit que les resulte del Plan Nacional de Asignación. Para el periodo 2005-2007, éste se cifra en el 6,5% de sus emisiones reales. Las renovables no emiten: la biomasa tiene un factor de emisión cero.

Las compañías van a empezar a internalizar el coste del CO₂ (costes medioambientales) en sus costes totales de generación, con lo que subirán los precios marginales del pool, al ser las centrales térmicas las que siempre marcan el precio: los precios van a reflejar mejor los costes reales de generación

Propuestas

- ✓ Dejar funcionar al sistema con los nuevos costes, sin limitaciones, al ser éstos costes reales no externalizados de algunas de las tecnologías generadoras.
- ✓ Estudio de la evolución del mercado: **Las emisiones de CO₂ son sólo una parte de los costes ambientales**, pero la puesta en marcha del mercado de emisiones debería dotar a las energías renovables de un mayor grado de competitividad respecto a la generación convencional.
- ✓ La parte de la energía fósil como apoyo de las renovables permitida por ley, debe quedar fuera del esquema de las instalaciones afectadas por el comercio de derechos de emisión.

9 Mecanismos de liquidaciones

Compromisos de la empresa distribuidora: El contrato con la empresa distribuidora refleja el Cobro de la tarifa regulada o, en su caso, el incentivo y la prima, así como el complemento por energía reactiva por la energía entregada por el titular a la distribuidora, que deberá producirse dentro del período de 30 días posteriores de la recepción de la correspondiente factura (según Art.17 del R.D. 436/ 2004).

Compromisos del Operador de Mercado: De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, diariamente, el operador del mercado pone a disposición de los agentes del mercado la liquidación correspondiente al día anterior. Ésta, tiene siempre carácter de provisional. Mensualmente, el tercer día hábil siguiente al último día del mes transcurrido, se realiza una liquidación con carácter mensual. Ésta tendrá carácter de borrador, pudiendo los agentes presentar reclamaciones a la misma.

9.1 Mejoras en el sistema de liquidaciones

Dificultades del sistema para determinar y ejecutar las liquidaciones definitivas a los agentes (retraso acumulado de más de dos años), por problemas en las mediciones.

Las empresas que tienen mediciones firmes pueden, según la regla 21.14.3 del mercado, solicitar liquidaciones anticipadas con carácter definitivo asumiendo un coste de sus desvíos igual al 10% del precio del mercado.

La garantía de potencia (otro concepto que integra la liquidación definitiva) tiene carácter provisional para las energías renovables: este aspecto está dificultando la consecución de la liquidación anticipada con carácter definitivo para las energías renovables en el mercado.

El mecanismo actual de liquidaciones se convierte en un elemento de incertidumbre para el productor independiente de energías renovables.

Las energías renovables se ven discriminadas respecto al resto de tecnologías, por tener dificultad para utilizar el mecanismo de liquidación anticipada con carácter definitivo establecido por las reglas del mercado.

Propuesta

- ✓ Establecer una metodología de cálculo de la **garantía de potencia de carácter definitivo**, de forma que se elimine la incertidumbre en el mecanismo actual de liquidaciones.

10 Concentración horizontal del mercado

10.1 El papel del productor independiente

En España existen cuatro compañías que destacan en el mercado de la generación de electricidad: Endesa (líder con aproximadamente el 40% de capacidad de generación del sistema), Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico. Sin embargo, existe un número importante de productores independientes de energías renovables en el sistema eléctrico español.

Comparando el grado de concentración empresarial con el resto de países europeos, España se encuentra en una posición media, copando las cuatro grandes empresas generadora alrededor del 80% de la cuota de mercado.

Por otra parte es destacable la situación del sistema Nordpool (integrado por Suecia, Noruega, Dinamarca y Finlandia), donde el grado de concentración es muy reducido, ya que la mayor compañía controla solamente un 15% de la cuota de mercado total.

Por tanto, respecto a la concentración horizontal en el mercado, es destacable el papel del productor independiente. Su existencia contribuye a la consecución de objetivos referidos a la planificación energética, **asegurando la diversificación de la inversión** en varias tecnologías de generación.

Cabe destacar que no habría sido posible el desarrollo de algunas tecnologías sin las inversiones iniciales realizadas por productores independientes, que han actuado como un **elemento dinamizador del sector de generación eléctrica**.

Propuesta

- ✓ Preservar la seguridad jurídica y normativa que garantice la entrada (posibilitando la financiación de los proyectos y eliminando las barreras administrativas) y permanencia (mecanismos de primas e incentivos) del productor independiente en el sistema.

11 Tratamiento de las interconexiones

11.1 Interconexiones y energías renovables

La red española dispone de interconexiones con Francia, Portugal y, en menor medida, con Marruecos.

Tanto las importaciones como las exportaciones suponen un pequeño porcentaje dentro del mercado de la electricidad. El gestor del sistema las utiliza de forma estratégica en aquellas temporadas en las que la demanda de electricidad es mayor.

Actualmente, y con fin de implantar el Mercado Ibérico de Electricidad, se están realizando importantes inversiones para mejorar las interconexiones con Portugal.

Las interconexiones son además un importante factor de seguridad de suministro frente a posibles desvíos del sistema.

Por las características geográficas de la península, las conexiones con Francia aíslan al sistema eléctrico español del resto de Europa. En referencia a la conexión con Portugal, las interconexiones son escasas, a pesar del impulso en inversiones que ha supuesto el MIBEL.

Propuestas

- ✓ Potenciar las interconexiones y un mercado europeo de las renovables es una de las claves para desarrollar la potencia instalada que España tiene planteada.
- ✓ Marruecos presenta una oportunidad especial por sus buenas condiciones de sol, para desarrollar grandes plantas solares termoeléctricas. Un marco adecuado para el desarrollo energético del recurso solar con Marruecos y las interconexiones necesarias permitirían a España aprovechar su proximidad.

12 Tratamiento de los CTCs

12.1 Tratamiento de los CTCs hasta su extinción

Situación Actual

Con la publicación en 1997 de la Ley 54/1997 por la que se establecía el nuevo marco legal para impulsar la liberalización del mercado, se estableció que aquellas instalaciones anteriores a la publicación de esta Ley, tendrían derecho a la recuperación de una parte de sus costes hundidos a través de los denominados CTCs.

La fecha límite de cobro de los CTCs está establecido en 2010. Según las liquidaciones de la CNE, a finales de 2003 el porcentaje de CTCs pendientes de cobro por parte de las empresas generadoras de electricidad se situó en un 47%.

El cobro de los CTC se produce en función del precio del mercado recibido por cada empresa con respecto al precio de referencia de 36,06 €/MWh y de los CTC previstos en la tarifa. Por tanto, el reparto de CTC entre las empresas no es homogéneo, pues depende de la diferencia de precio de venta de cada una respecto al valor de referencia.

Como consecuencia de esta situación se ha creado un fuerte desequilibrio en las posiciones de los grandes agentes en el mercado que puede acabar distorsionando su correcto funcionamiento, conforme ciertas empresas hayan completado la recuperación de la mayor parte de sus CTC.

Propuesta

- ✓ Es necesario buscar una solución que evite la distorsión de precios en el mercado fruto del desequilibrio de cobro de los CTC.

Como posible solución se podría plantear el **convertir el cobro de CTC en un concepto fijo de la tarifa eléctrica** independiente del precio del pool, equilibrando la recuperación por parte de todos los agentes. Simultáneamente a esto se podrían establecer contratos regulados entre distribuidores y generadores con CTC que garantizasen el precio de referencia para una parte de la energía regulada.

13 Estructura empresarial del sector

13.1 Funciones del distribuidor

La nueva directiva exige más cambios en la estructura empresarial del sector. Uno de los más significativos es la separación efectiva en diferentes agentes dependiendo de la actividad que realicen en el sistema.

En la actualidad el agente más afectado por los cambios propuestos por la directiva en el sistema eléctrico español es **el distribuidor**. Las funciones que desempeña en estos momentos son gestionar la red de distribución y suministrar al mercado de tarifa, además de ser el propietario y conservador de la red.

Propuestas

- ✓ Se podría plantear una **división de funciones** para el distribuidor como la siguiente: Por una parte participaría un agente encargado de gestión y distribución de la red y, consecuentemente, sería necesario la actuación de otro agente encargado de suministrar al mercado de tarifa.

Con esta distribución sería necesario especificar quién será el encargado de comprar la electricidad al Régimen Especial.

14 Interacción del mercado eléctrico con el del gas

Durante los últimos años la aparición de centrales de ciclos combinados de gas ha cambiado el panorama del mercado de la generación eléctrica.

En relación con el sistema eléctrico, es necesario un eficiente desarrollo de estructuras gasistas (redes de transporte y regasificación) con el fin de asegurar la disponibilidad de gas en el sistema, garantizando la cobertura del suministro eléctrico.

Propuestas

- ✓ La red de gas es el sistema de transporte más inmediato a disposición de la generación de hidrógeno con renovables, en proporciones controladas. La utilización de la red de gas permitiría utilizar el hidrógeno en las centrales térmicas mencionadas o separarlo del gas natural para su uso en el punto de consumo. Sería necesario en este caso garantizar el acceso a la red de gas natural para los productores de hidrógeno a partir de fuentes renovables.
- ✓ Por otro lado, la creciente importancia del precio del coste de generación del gas en el esquema de costes del sistema, hace necesaria una actualización de la tarifa eléctrica en periodos de tiempo en lo que actualmente se están realizando las revisiones de los precios del gas (cada tres meses).

15 Sistemas no peninsulares

El sistema eléctrico no peninsular está conformado por las Islas Canarias, Islas Baleares, Ceuta y Melilla.

Al ser sistemas aislados, estas zonas necesitan un **tratamiento específico**. Desde un punto de vista energético, se tratan de **entornos favorables para el desarrollo de las energías renovables**, tanto por sus características geográficas por alto coste que suponen las energías convencionales.

Por otra parte, los **mecanismos y de mercado peninsulares son difícilmente trasladables** a estos sistemas.

