

Energías renovables en España

De la euforia al desencanto



Francisco J. Gil García

Economista

Consultor independiente (gerente de Gil Bishop&Asoc y Proyeco)

Resumen

Las energías renovables (RES) han alcanzado en España un desarrollo espectacular en los últimos años, fruto de:

- La existencia de un marco legal favorable (nacional y de la UE).
- Los incentivos económicos atractivos.
- Las facilidades crediticias del período expansivo de la economía española.

Este desarrollo ha colocado a España en los primeros puestos de productores de RES en el mundo.

Sin embargo, la caída de la demanda de energía de los últimos años, junto con una política inadecuada de subvenciones establecida para el fomento de las RES, han llevado a sucesivos Gobiernos a dictar normas que han afectado de forma retroactiva a numerosos emprendedores que, en el momento presente y después de la reciente entrada en vigor de nuevas disposiciones, pueden asistir a la quiebra de su incipiente negocio.

El artículo hace un recorrido por las distintas RES desde su implantación hasta el presente y un análisis crítico del tratamiento económico de las fuentes de energía, convencionales y renovables, llegando a la conclusión de que con la nueva Regulación, las RES son las grandes perdedoras, mientras el resto de las energías, incluidas las más contaminantes, seguirán manteniendo su actividad, si bien con una ligera caída de sus beneficios.

Palabras clave

Energías renovables –RES (Renewable Energy Energies)–, energía hidráulica, energía eólica, energía fotovoltaica, energía termosolar, biomasa, biocombustible

Abstract

In recent years Renewable Energy Sources (RES) in Spain have reached spectacular growth due to:

- *Favorable national and European legislation*
- *Generous economic incentives*
- *Easy credit during a period of rapid economic expansion in Spain*

This growth has put Spain among the top of the list of Renewable Energy producers in the world.

However, the fall in demand for energy in recent years as well as an inadequate subsidy policy, initially established to benefit RES, has given way to retroactive policies put into place by the Government which have affected numerous entrepreneurs who at present or shortly after the new legislation goes into effect, may see their new businesses fail.

This article gives an overview of the different RES from the time they are implemented until the present day. It includes an analysis and economic breakdown of both renewable and traditional energy sources and concludes that with the new legislation, renewable energy is severely punished whereas other energy sources, including those which pollute the most, will continue their level of output, with only a slight decrease in profits.

Keywords

Renewable Energy, RES (Renewable energy sources), hydropower, wind power, photovoltaic power, solar thermal power, biomass, biofuel

Introducción

La redacción de este artículo comienza cuando acaba de entrar en vigor un Decreto Ley, el 9/2013, que deja al sector de las energías renovables (en adelante: RES, Renewable Energy Sources) en una situación que pocos podían pre-

ver. La combinación de incompetencia política y regulación errática puede ser letal para quienes, confiados en un marco legislativo muy favorable, apostaron en su día por invertir sus ahorros en una actividad que –les decían– era limpia y contribuía, si no a la salvación del Planeta, sí

al menos a reducir la dependencia energética de España y a la disminución del efecto invernadero causante del calentamiento global.

Colocaron su dinero, ahorrado o prestado, en un negocio novedoso y limpio que, tal como aseguraba el Boletín Oficial del Estado, iba a producir unos retornos seguros y, además, muy atractivos.

El desarrollo de las RES alcanzó cotas que quizás los gobiernos no supieron prever; al mismo tiempo, y en un ejemplo de mala praxis política, se decidió aliviar la factura de la luz trasladando al futuro parte del coste de la electricidad y creando así una bola de nieve, el déficit de tarifa, que todavía sigue rodando.

En las líneas que siguen se presenta la evolución de las RES en los últimos años y el cambio radical que introduce la reciente normativa que logrará el freno y quizá el fin de muchas de las iniciativas y proyectos, innovadores y punteros, que no solo han dejado de ser rentables sino que pueden arrastrar a la ruina de miles a familias e inversores, pues el cambio introducido afecta de forma asimétrica e injusta a los pequeños productores, causando menores daños a quienes siempre han dominado el mercado eléctrico.

Cuándo nacen las RES

Es en la Ley 82/80, de conservación de la energía, donde por primera vez y de forma explícita se fomentan las RES y la reducción de la dependencia energética del exterior¹ y donde se abre el horizonte de unas actividades, la producción hidroeléctrica a pequeña escala y la cogeneración, al alcance de inversores de todo tamaño. Las inversiones tienen el retorno asegurado al fijar la ley los términos en los que se ha de entregar la energía y la obligación para las distribuidoras de comprarla.

En el año 1985, con la entrada en vigor de la nueva Ley de Aguas² se dio la salida a la búsqueda/rehabilitación de centrales de hasta 5MW de potencia instalada, que no necesitaban de la competencia de proyectos para ser conseguidas. Se produce entonces un movimiento de búsqueda y captura de emplazamientos aptos para la producción y la consiguiente petición de concesión administrativa, que llega a colapsar algunas Comisaría de Aguas. Este fenómeno, con ligeros matices, se reproducirá más tarde con los emplazamientos para parques eólicos y, en menor medida, fotovoltaicos y termosolares.

Desde el año 2005, la potencia instalada en minicentrales hidroeléctricas está próxima a los 2.000 MW, no previniéndose aumentos de capacidad.

La cogeneración, por su parte, experimentó también un fuerte crecimiento seguido de un estancamiento desde el año 2002 en el entorno de los 6.000 MW.

Si la Ley 82/80 pretendía el fomento de los aprovechamientos hidroeléctricos y de las instalaciones de cogeneración, sin duda cumplió, con creces, su objetivo.

Se fomentan nuevas fuentes: la energía eólica, la fotovoltaica, la energía solar térmica y la biomasa.

El crecimiento de estas energías ha sido espectacular y casi único en el mundo. La explicación no es otra que:

- La existencia de un marco legal favorable (nacional y de la UE).
- Los incentivos económicos atractivos.
- Las facilidades crediticias del período expansivo de la economía española.

Invierta Vd. en parques eólicos: el negocio es seguro, el Estado le garantiza los retornos y el Estado no miente...

Al amparo de esa legislación cada vez más favorable a las RES comienza un proceso similar de búsqueda de emplazamientos para la producción eólica: muy pronto se llenan montes y llanuras de aerogeneradores llegando a los más de mil parques eólicos que hoy menudean por casi toda España. La propagación de estos ingenios, es espectacular: 22.785 MW instalados hasta el año 2012, pudiendo afirmarse que, a fecha de hoy, son pocos los lugares en los que se puedan construir instalaciones viables. Los empleos creados en esta fase "dulce" del desarrollo eólico alcanzan los 27.119 (15.813 de ellos directos).

Dado el elevado monto de las inversiones, solo afortunados particulares o empresas especializadas podían construir los grandes parques, explicándose así la entrada de grandes compañías eléctricas en el negocio. La enorme potencia instalada en pocos años es fruto de la rápida ejecución de los proyectos eólicos, así como del escaso impacto ambiental y de los nulos costes varia-

bles y bajos de operación y mantenimiento que conllevan los aerogeneradores. Muy pronto, España se convierte en el cuarto país del mundo en esta energía, con un esfuerzo en I+D que para sí quisieran otros sectores; al igual que en otras RES, tal esfuerzo se aprovecha hoy día en proyectos lejos de nuestras fronteras: de ello se ha encargado el regulador estableciendo nuevas normas (restrictivas, claro está) o estableciendo impuestos (7 % de la producción más otras cargas autonómicas y locales) a una actividad subvencionada, cayendo en una práctica tributaria torticera.

El endeudamiento estimado del sector es de unos 15.000M€.

La energía fotovoltaica es energía “preferente”. Ponga Vd. un panel en su casa con la garantía del Estado

Mientras la eólica seguía su imparable ascenso, la fotovoltaica (FV) no había despegado aún. En efecto, no hubo apenas instalaciones desde que, en 1998, se estableciesen primas de 30 a 60 pts (0,18 y 0,36€) por kWh para las de menos de 5 kW instalados³.

Sin embargo, el cambio de regulación introducido por dos nuevos Reales Decretos⁴, da la salida a una carrera que pone de manifiesto la distancia entre el legislador y la realidad: se establece una prima de 0,44€ por cada kWh entregado a la red, asegurando una alta rentabilidad al inversor en este negocio.

En este contexto no era difícil para quien invertía en FV acometer pequeñas instalaciones, realizadas en las más variadas formas asociativas con frecuencia apoyadas por créditos personales o por diversas modalidades de financiación que los bancos se apresuraban a ofrecer. Resultado: España pasa a ser, en el año 2008, el país que más potencia FV instala del mundo (más de 2.700 kW).

El legislador, en una muestra de ingenuidad (o de estulticia), estableció el límite de 100 kW por persona física o jurídica favoreciendo, de paso, a notarías y registros mercantiles que vieron aumentar de forma extraordinaria el número de pequeñas sociedades limitadas creadas *ex novo* para superar el límite citado.

A día de hoy, son más de 60.000 los productores de FV, estimándose en 7.500 los empleos perdidos entre 2011 y mediados de 2013 debido a los cambios de las reglas de juego.

De nuevo se produce el fenómeno de la búsqueda de emplazamientos con insolación y acceso idóneos, las negociaciones con las burocracias autonómicas y locales y la casi siempre desagradable relación con las empresas del oligopolio, remisas a la utilización de sus redes para transportar lo que ellos consideran una energía espuria y antipática.

Si los montes y mesetas españoles vieron crecer molinos por doquier, los soleados campos sustituyeron la siembra de secano por negros paneles que se movían siguiendo al astro rey. En poco tiempo, la potencia instalada llegó a los 4.529 MW de finales de 2012. No hubo control en su momento: el ministerio responsable no estableció seguimiento alguno de los costes e ingresos de aquellos huertos solares cuyo número pulverizó su propio objetivo.

Poco duró la alegría de quien puso ahorros e ilusión en la fotovoltaica: el mismo Gobierno (y el mismo ministro) que ofreció el caramelo se encargó de quitarlo cuando estaba a medio comer recuperando, además, parte de lo ya comido (efectos retroactivos)⁵, al tiempo que se difundía la especie de la tremenda codicia de quienes invirtieron, solos o en asociación, en huertos solares: querían ganar dinero a costa del sol... y del resto de los españoles.

Dentro de las RES, el caso de la FV es paradigma de mal gobierno, ignorancia y chapuza política: tiene difícil explicación que un ministerio –el de Industria– de un país desarrollado ignorase verdades básicas de la economía industrial, como la disminución en el tiempo del precio del panel de silicio a medida que aumentan las cantidades demandadas (aprendizaje) o no previese la aparición del *dumping* chino ante la estrechez de la oferta nacional de células FV.

Según datos de la Unión Española Fotovoltaica la potencia instalada acumulada en 2013 es de 4.894 MW fotovoltaicos.

El endeudamiento del sector se estima en 18.000M€ .

Compre Vd. acciones de empresas termosolares: el Estado le garantiza el beneficio

En el caso de la generación eléctrica termosolar (ET) los inversores, movidos por los atractivos precios fijados por el BOE, comenzaron a buscar emplazamientos en el sur de España, donde sí abundaban grandes fincas que pronto fueron reservadas mediante opciones de compra o direc-

tamente adquiridas. La propia naturaleza de esta forma de generar energía (mediante calentamiento de un fluido por concentración de los rayos solares) exige importantes superficies que, de ser regadíos de alta productividad, pasan a ser campos de espejos y depósitos de sales para acumular el calor que permite el movimiento de las turbinas. Las enormes inversiones necesarias para poner en marcha estos ingenios explican que solo las puedan acometer instituciones que, como los fondos de inversión, dispongan de enormes cifras de dinero. La primera planta de este tipo, de 11 MW (en Sanlúcar la Mayor) se inauguró en marzo de 2007. Desde entonces, y según fuentes del sector, se superarán los 2.000 MW de potencia instalada en toda España lo que supone alojar el 83 % de la ET mundial, casi toda de promotores españoles.

El cambio regulatorio que se produce más tarde recibe una airada respuesta de los inversores foráneos, que llegan a protestar en Nueva York, ante el anterior presidente del Gobierno en su visita a los EE. UU.

La salud de la ET no ha salido tan perjudicada como la de sus hermanas renovables: con 45 centrales en producción (2.054 MW en operación, 1.667GWh de producción acu-

mulada hasta junio de este año), el sector espera añadir 350 MW más en un futuro muy próximo.

Invierta Vd. en biomasa: energía muy ecológica. El Estado le asegura sus ganancias

Por último, la biomasa⁶ ve también aumentar su consumo para la generación eléctrica. Es considerada limpia y renovable por cuanto se supone que la emisión de CO₂ de su combustión no hace sino devolver al medio el gas que antes absorbió mediante la función clorofílica, aunque sus detractores (y los del resto de los biocombustibles) niegan esa identidad y afirman que el balance energético de la obtención de los cultivos para este fin, es en gran parte negativo debido al fuerte contenido energético de los *inputs* (fertilizantes) y otros factores⁷. Tanto el crecimiento de la generación por biomasa como la utilización de biocarburantes está prácticamente estancada en la actualidad.

En el siguiente cuadro se puede ver, a modo de resumen, la importancia relativa de cada una de las tecnologías de producción renovable medida por su contribución directa al PIB en euros constantes. Figuran en el cuadro nuevas energías (geotérmicas y marina) de poco desarrollo y gran futuro... si el regulador lo permite.

millones de € constantes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Biocarburantes	80,9	88,9	92,1	92,8	213,7	338,9	289,0
Biomasa	754,2	715,6	703,7	718,4	676,0	711,6	733,7
Eólica	1.636,4	1.880,8	2.035,5	2.376,5	1.996,4	1.835,7	1.626,7
Geotérmica Alta Entalpía	4,4	7,0	8,4	11,0	12,3	13,7	14,2
Geotérmica Baja Entalpía	1,3	1,6	2,2	4,1	8,2	14,5	11,9
Minihidráulica	397,9	439,0	346,0	386,0	366,1	411,5	386,9
Marina	3,0	4,0	4,7	5,2	6,1	7,8	9,3
Minieólica	34,1	28,4	31,0	33,7	34,5	39,4	41,5
Solar Fotovoltaica	259,1	275,4	316,1	1.251,1	2.777,3	2.809,2	2.671,2
Solar Termoelectrica	0,0	4,3	36,7	62,8	216,9	645,0	917,0
Solar Térmica	10,8	18,0	33,2	74,2	58,3	48,9	38,2
contribución directa al PIB	3.182	3.463	3.610	5.016	6.366	6.876	6.740

Contribución directa al PIB por tecnologías (millones de euros constantes 2011). Fuente: informe APPA 2012

Breve apunte sobre los ciclos combinados y su papel en el sistema eléctrico

La muy alta eficiencia alcanzada en la producción de electricidad mediante los ciclos combinados gas-vapor, hace que esta forma de generación sea especialmente apta para cubrir huecos de red, dada la inmediatez de su puesta en marcha (escasos minutos).

Con la ayuda de subvenciones a su instalación a lo largo de 10 años, y otra subvención más por estar siempre disponibles (“incentivos a la inversión” y “pagos por capacidad”), estas instalaciones son grandes responsables del déficit actual debido a:

-la elevada potencia actual, que se estima en casi cuatro veces más de la necesaria para el respaldo de las energías no gestionables, con un elevado sobrecoste para el sistema y gran disgusto de las compañías gasistas. También aquí se podría hablar de una “fiebre de ciclos combinados” provocada por quienes estaban faltos de consumo suficiente para gastar el gas contratado, llenando luego el país de plantas que no operan o lo hacen pocas horas: desde 2002 se han construido (según Sedigas), 67 grupos que alcanzan una potencia de 27.123 MW,

- su contribución en horas punta se ha reducido al verse desplazadas por las renovables cuyos costes variables son prácticamente cero.

Es comprensible pues la animadversión hacia las RES que a veces se trasluce en las declaraciones de directivos de grandes empresas de gas/eléctricas.

La importancia actual de las RES, ¿una realidad sin posible vuelta atrás?

El siguiente gráfico de Red Eléctrica de España muestra el desarrollo adquirido por las RES como una realidad de difícil, aunque posible, destrucción si persisten los continuos cambios legislativos destinados a frenarlo.

La producción por RES es, por su propia naturaleza, variable; pero ya ha habido días en que la contribución renovable ha superado el 50 % de la demanda nacional de electricidad.

Se acabó con la inversión: llegó otro ministro y mandó parar

La regulación de las RES en España podría enseñarse en las escuelas de negocios como paradigma de técnicas legislativas generadoras de inseguridad jurídica, perjuicio

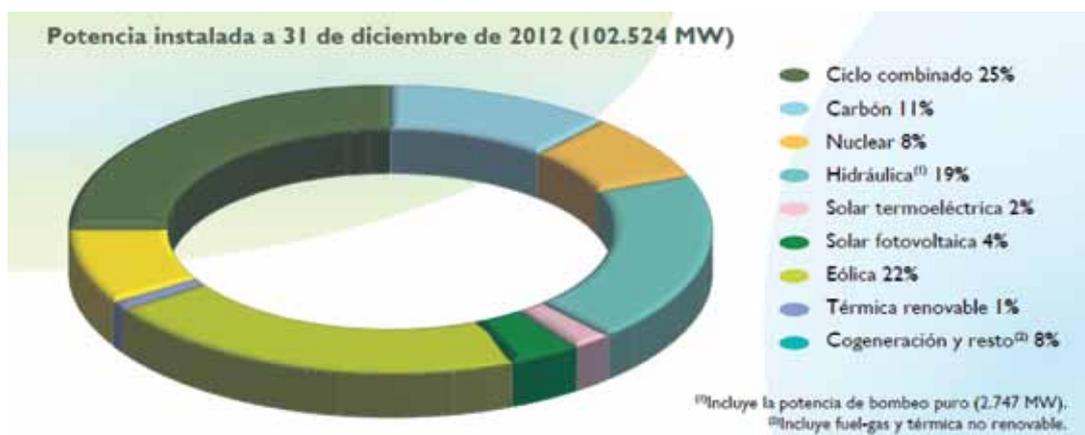


Gráfico 1. Potencia instalada. Fuente: Red Eléctrica de España

Las Energías Renovables no son caras. Lo caro será no fomentarlas



Gráfico 2. Impacto de las RES 2011.
Fuente: APPA (Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores Eléctricos)

económico y falta de escrúpulos políticos. Guiados por el loable deseo de cumplir con la normativa ambiental de la UE y con el latiguillo del fomento de las “energías limpias autóctonas y renovables” presente en los programas electorales de todos los partidos políticos, los primeros Gobiernos de la Democracia alumbraron Leyes y Reales Decretos que impulsaron el desarrollo de las RES, poniendo a rodar una bola de nieve que no han sabido parar y sin que nadie, ningún político o Gobierno, parezca ser responsable, poniendo así de manifiesto su inepticia.

Así, el acierto de las disposiciones legales que regulan las RES ha sido muy dispar y tiene como denominador común la aparente imprevisión del impacto de los incentivos en la economía real: “errare humanum est”, pero es difícil entender cómo se pudo llegar a tan alto grado de imprevisión del impacto de ciertas normas, en especial del RD que fijó en su momento la remuneración del kWh fotovoltaico sin ejercer después control alguno sobre desarrollo y costes de lo que quiso promover.

El famoso y nunca bien comprendido déficit de tarifa

La liberalización del mercado eléctrico exigida por la UE terminó con la fijación de las tarifas por la Administración⁸. Mientras algunos países optaron por la eliminación de los precios regulados (Reino Unido), otros como España op-

taron por separar la evolución de las tarifas eléctricas de la evolución de los precios en los mercados mayoristas y de los costes de suministro.

La definición correcta del déficit de tarifa es: “la diferencia entre los costes reconocidos del sistema eléctrico y lo que el sistema ingresa vía tarifas”; su propia existencia responde a una decisión política tomada en el año 2000 y que empieza a preocupar en 2004: para que el recibo de la luz no subiera no se trasladarían al precio de la electricidad todos los costes de su producción. Pero, ¿quién paga la diferencia entre lo que se ingresa y lo que de verdad se ha gastado produciendo? Pues se contabiliza esta cantidad como deuda a las compañías que han cobrado de menos. Otro “pero”: ¿cómo van a seguir operando esas empresas si se les detrae tan gran cantidad de fondos? Pues cediendo esa deuda a cambio de unas comisiones: comienza la conversión de esa deuda en títulos negociables. Después de múltiples avatares y soluciones de ingeniería financiera, a finales de 2010 se crea el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE) con el aval del Estado. El Tesoro efectúa las emisiones para el FADE, con rentabilidades muy atractivas (del 4 % al 5 %) hasta que, en este último trimestre de 2013 y en declaraciones del secretario de Estado de Energía⁹, tal fondo “está cerrado” al suponer que la reforma termina

con él, siendo necesario, según esta Autoridad, buscar un nuevo mecanismo de financiación en caso de que se produzca un desfase. Desfase que, por cierto, acaba de producirse sin que, al parecer, la Autoridad Energética¹⁰ haya dado una explicación coherente.

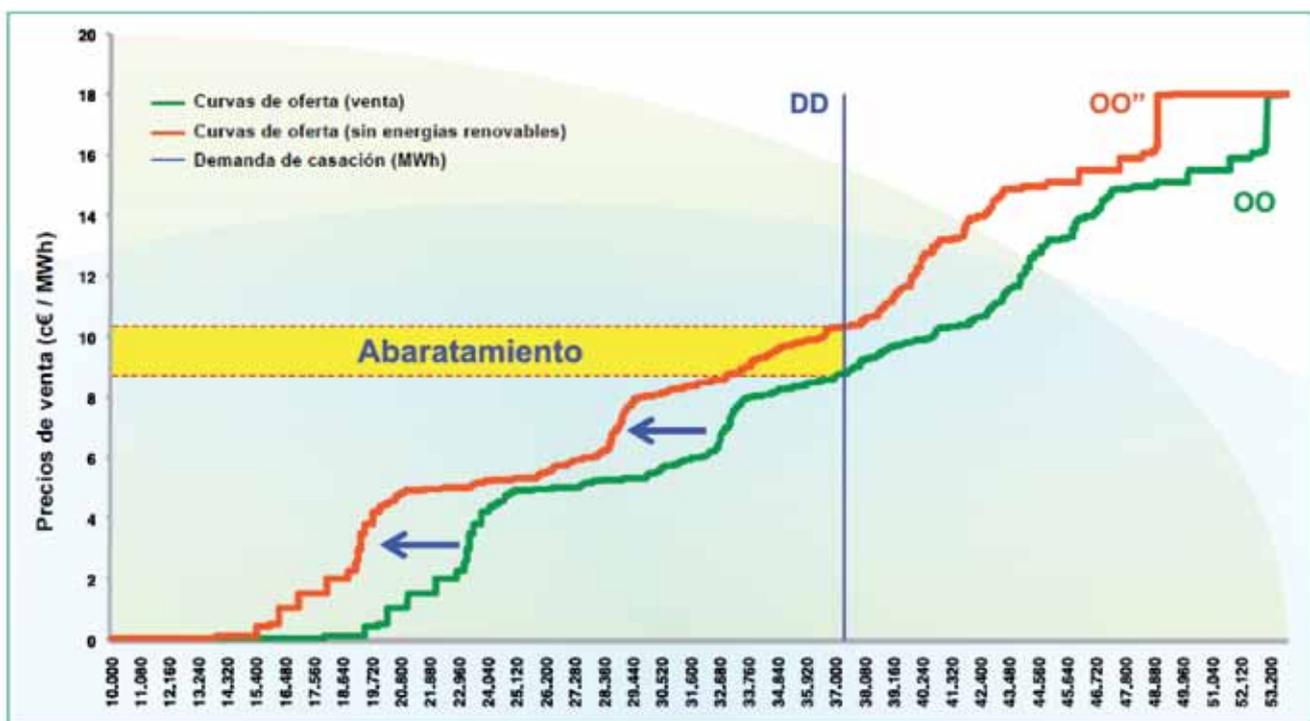
Según los datos disponibles en la CNE, el saldo de la deuda del sistema a 10 de mayo de 2013 asciende a 26.062,51 millones de euros. Los tenedores de la deuda son FADE (72,57 %), las compañías eléctricas (15,48 %), y terceros (11,95 %).

La existencia y crecimiento de la deuda por el déficit de tarifa es el principal argumento esgrimido por las grandes compañías en su continuada crítica a las RES, a quienes consideran culpables de una situación de alza de precios

y aumento de la deuda. Sin embargo, hay otras voces, más humildes y sin medios que gastar en inteligentes campañas de comunicación (como la llevada a cabo por una gran compañía eléctrica este último año) que merecen ser oídas: las de quienes, confiando en las Leyes y los Gobiernos, acometieron proyectos de RES pensando que era un negocio limpio (lo era) y amparado por la Ley (lo estaba pero ya no).

Perjudicados por... su avaricia. Culpables: las renovables

El precio que se paga en España en el recibo de la electricidad solo está fijado por las leyes de oferta y demanda en una parte (40 %). Sí tiene relación con el coste de la energía pero responde, hasta ahora, a la política del Gobierno del momento.



▲ Metodología aplicada para comparar la casación horaria en el Mercado Diario con y sin energías renovables. Esta comparación se ha realizado sustituyendo las energías renovables tenidas en consideración en cada casación horaria por las siguientes ofertas presentadas por unidades de generación a OMEL y el mecanismo establecido en 2006 para evitar que el coste de los derechos de emisión de CO₂ se transmitiese a toda la energía negociada en el mercado (minoración de CO₂). Al tratarse del mercado diario, no se incluye el efecto de la garantía de potencia ni restricciones técnicas.

Gráfico 3. Abaratamiento por reducción de precios en subasta OMEL 2011. Fuente: APPA

Así, el coste de la energía eléctrica tiene dos componentes principales:

- Coste de generación: fijado por el mercado diario e intradiario, el único que responde a la oferta y demanda. Los productores ofertan a OMEL (Operador del Mercado Eléctrico) cantidad y precio de su energía; los demandantes hacen sus pujas de compra, siendo las RES las primeras en asignarse (normalmente a precio cero, ya que sus costes variables son casi nulos) y entrando las demás a continuación hasta que se casan oferta y demanda al coste marginal (el de la última oferta) de la subasta, que fija de esta forma el precio para todas las energías. Obsérvese el hecho de que las RES hacen que baje el coste marginal (precio) al entrar en la puja a cero euros mientras que el resto de los productores (incluidos los ciclos combinados y centrales de gas) han de cubrir al menos costes fijos y variables (petróleo, gas o carbón, que no son gratis como el sol o el aire...). Este efecto, que pocos ponen de manifiesto, no debe de ser del agrado de quienes esperan ofertar con instalaciones paradas por la escasa demanda al precio ofertado (en especial, ciclos combinados).

-Peajes de acceso: enorme saco donde caben:

- Los costes de transporte y distribución y los de gestión comercial.
- Las primas a las RES.
- Las primas al carbón nacional.
- Los costes de diversificación (moratoria nuclear, planes de eficiencia) así como otros costes fijos (CNE, operadores del sistema y mercado y la compensación extrapeninsular).

Obsérvese en este reparto de costes la facilidad con la que se identifican las primas a las RES, siendo hartamente difícil la identificación de costes de otras fuentes, como la térmica convencional o los ciclos combinados, en cuyo precio de oferta en subasta están incluidas las ayudas públicas.

Vista la complejidad de cuanto afecta a la economía y regulación de la energía en España, cabe preguntarse a qué responde el monumental embrollo de leyes, decretos, órdenes, contraórdenes y resoluciones, algunos de existencia efímera y a veces contradictorios. Nada en el mundo energético es de sencilla explicación y, en algunos casos

(el de los CTC, p. ejemplo) la explicación asombra por la injusticia o venalidad de las medidas. Parece, eso sí, cierto, que en los últimos años esa barroca legislación ha ido dirigida a que las RES frenen en seco el desarrollo alcanzado precisamente gracias a la normativa que, en su día, las incentivó. Toda una serie de decisiones políticas, algunas de ellas disparatadas, que han llevado a una situación poco sostenible de la que nadie parece ser responsable, salvo, claro está, el Gobierno anterior de turno.

Pretender hacer compatible un Régimen Especial con un statu quo eléctrico inamovible ha conducido al desastre. Se reducen las primas al tiempo que continúan:

- los pagos por capacidad e incentivo a la inversión a las centrales de gas (más de 2.500 M€ en los últimos cinco años),
- las primas para la cogeneración con carbón, gas-oil, gas de refinería y gas natural (más de 5.000 M€ en igual periodo),
- los kilowatios extrapeninsulares de origen tan poco renovable como los anteriores (más de 7.000 M€),
- los pagos por “interrumpibilidad” a los grandes consumidores (fabricantes de acero, aluminio, zinc, etc) en tiempos de baja demanda que hace muy improbable el recurso a la interrupción del suministro,
- los “Costes de Transición a la Competencia” (más de 10.000 M€) que las compañías eléctricas siguieron cobrando pese a haber sobrepasado el importe máximo que marcaba la Ley¹¹.

¿Qué hacer, pues, para domeñar un engendro alimentado año tras año, Gobierno tras Gobierno, que parece tener hambre sin fin y es motivo de sonrojo para los sucesivos Ejecutivos? La respuesta ha sido: introducir un cambio brutal en las condiciones de partida: eliminar el Régimen Especial y mantener el resto de la producción según el mismo statu quo, con alguna modificación.

Esta “solución” afecta algo a las grandes compañías y arruina a las RES. Además, asegura la judicialización del problema y deja la Marca España por los suelos. Sin embargo, ha sido la vía elegida por el Regulador al presentar el Real Decreto Ley 9/2013.

El cambio (¿definitivo?) de las reglas del juego con el partido empezado

Conocida es la tendencia de los gobernantes españoles de cualquier jaez al adanismo y la originalidad de lo que aplican como si nunca antes los demás hubieran pensado en lo que ellos, a menudo poseídos de sí mismos, descubren como bálsamo de Fierabrás para la solución de los problemas patrios. Así ha ocurrido y sigue ocurriendo en la Administración Energética, de donde más de un ministro ha salido sin comprender el funcionamiento del sector y aplicando medidas sugeridas por acólitos más pendientes de sus dividendos que del bien común.

Una Ley que, por fin, ¿lo resuelve todo?

La Ley citada no deja títere con cabeza: si algunas anteriores disposiciones tenían efecto retroactivo y fueron fuertemente contestadas, las sentencias del TS favorables a la Administración gracias al concepto de “rentabilidad razonable” que supuestamente salvaguardaba los derechos de los demandantes, llenaron de razón al MINETUR para la propuesta de este Real Decreto Ley 9/2013.

En su conjunto, esta disposición normativa recién entrada en vigor es de un intervencionismo impropio de gobiernos liberal-conservadores pues, en un afán de controlarlo todo, llega a fijar unilateralmente lo que los emprendedores y particulares han de ganar (o perder...) o cómo ha de ser una instalación –más allá de lo puramente técnico– para poder acogerse a los supuestos beneficios de la nueva normativa.

Cuando en la Disposición Derogatoria Única le da la puntilla al Régimen Especial, el Legislador es consciente del daño que va a infligir y propone una serie de medidas para aliviar el dolor. Así, conceptos como el de la citada “rentabilidad razonable” se fijan, con aparente claridad, ligando la remuneración de las RES a la rentabilidad de los bonos del Tesoro¹² a 10 años más un diferencial, que resultaría en un rendimiento del 7,5 % sobre la facturación bruta, con una revisión cada seis años. La rentabilidad propuesta se condiciona a que la empresa esté bien gestionada¹³. ¿Cómo se sabe si está bien gestionada? Cuando se cumplan los estándares que empresas consultoras especializadas habrán de elaborar en meses próximos para cada subsector, lo que sigue añadiendo incertidumbre a los productores de RES.

Cabe preguntarse si alguno de los redactores de este RDL, en caso de disponer de fortuna suficiente, pondría su capital en un negocio en el que, en un largo período de tiempo (20 a 25 años), con una revisión administrativa cada seis años y cumpliendo con unos costes estándar fijados por una burocracia ajena, se le asegurase una rentabilidad del 7,5 % sobre su inversión antes de impuestos, tasas y zarandajas. Contaría esa inversión con la garantía de un Departamento bien conocido por promover un continuo baile de reglas en los últimos diez años.

La respuesta es sonrojante: tanto como la propuesta de la propia Administración.

La nueva norma pretende reordenar el complejo sistema económico de la producción y distribución eléctrica con la loable intención de dar por terminado el inicuo déficit de tarifa y la supuesta sobrerretribución de las RES, intentando, en un juego de “todos pierden”, redistribuir los costes de un sistema inviable de no ser rectificado. Pero un primer análisis de los efectos –perjuicios– económicos que reparte, lleva a la conclusión de que la parte más pesada del castigo recae sobre las RES, manteniéndose prácticamente el viejo statu quo para el oligopolio eléctrico. Se puede colegir, además, el triunfo de la generación por gas, ya que recibe un leve castigo (se disminuyen las subvenciones por capacidad e inversión pero se alarga el plazo) más que compensado por la ganancia de mercado que habrán de obtener cuando cubran el hueco de energía de punta que unas quebradas productoras fotovoltaicas dejarán de ofertar.

Cuando estas líneas vean la luz, se habrá publicado también un nuevo RD para regular el autoconsumo que termina con los sueños de una producción distribuida y la generalización del uso de paneles FV. Mediante la imposición de un “peaje de respaldo”, justificado por la necesidad de contribuir al sufragio de los costes del sistema, se suprime *de facto* la autoproducción de electricidad (práctica común en EE. UU. y Países Bajos, p.ej.). Quien esto escribe había visto ya las líneas de este RD y muchas de las del RDL9/2013, en la clarividente exposición que un alto directivo de una empresa de UNESA hizo de la problemática económica de las RES en el foro de la feria Genera de abril de 2012. **ROP**

Notas

(1) Título I apt.b) y apt. f 9

(2) Ley de Aguas 1895.(sustituye a la muy venerable Ley de Aguas de 13 de junio de 1879).Vigente hasta el 25 de julio 2001)

(3) RD2818/1988 y RD1663//2000)

(4) RD 436/2004 y el RD66/2007.

(5) RD 661/2007, que regula la producción de energía eléctrica en régimen especial y RD 1578/2008, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica y RD1565/2010 donde se restringe la actividad. El RDL14/2010 limita las horas de producción, haciendo inviables numerosas instalaciones

(6) “La biomasa proporciona combustibles complementarios a los fósiles, ayudando al crecimiento del consumo mundial (y de sus correspondientes impactos ambientales), sobre todo en el sector transporte (Estevan, 2008). Este hecho contribuye a la ya amplia apropiación humana del producto total de la fotosíntesis en el planeta, que supera actualmente más de la mitad del total (Naredo y Valero, 1999), apropiación en la que competimos con el resto de las especies animales y vegetales)”

(7) Biocombustibles y uso energético de la biomasa: un análisis crítico. ÓSCAR CARPINTERO. 23 de agosto de 2006

(8) Hasta el año 1997 era el Gobierno el encargado de fijar las tarifas eléctricas. Ese año, se promulgó la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (como transposición de la Directiva 96/92/CE de 19 de diciembre de 1996), que liberalizaba el mercado

(9) Madrid, 15 Oct. (EUROPA PRESS). El secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal, ha asegurado que el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE), empleado para titularizar en los mercados el déficit de tarifa, “está cerrado”, por lo que, en caso de que se produzca un nuevo desfase en 2013 en el sistema eléctrico, será necesario buscar un nuevo mecanismo. “Tal y como está diseñado, es un instrumento cerrado”, afirmó Nadal en declaraciones a la prensa en alusión al FADE, antes de decir que el posible déficit de 2013 no se financiará por esta vía. “La previsión es que no haya

déficit en 2013, y si se produjera algún desequilibrio por motivos no previstos ya se vería qué se hace con el déficit del año”, añadió.

(10) Madrid, 4 Oct. (EUROPA PRESS). El ministro de Industria, Energía y Turismo, José Manuel Soria, ha anunciado en la rueda de prensa posterior al Consejo de Ministros que el posible déficit de tarifa que se genere en 2013 se financiará a través de una extensión del Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE), y no con cargo a los balances de las eléctricas. Tras insistir en que 2013 “será el último año en que haya déficit de tarifa”, Soria indicó que, ante cualquier posible desfase del ejercicio, “el Gobierno articularía un procedimiento en virtud del cual se extendería la aplicación del fondo de titulización justo para ese importe”.

(11) Jorge Fabra, Martín Gallego et al en “Economistas frente a la crisis” 15 Set.2013. “...Este tratamiento tan asimétrico se acentúa en el caso de los CTC. Las cinco eléctricas deberían haber dejado de percibirlos en 2005 al alcanzarse el importe máximo contemplado en la ley (“Si el coste resultara superior a 36 euros/MWh, este exceso se deducirá del importe pendiente de compensación”). Como dichas deducciones no se han seguido verificando (contra las recomendaciones del Libro Blanco encargado a un grupo de expertos en 2005), las eléctricas han ingresado adicionalmente de forma inesperada un importe considerable que computa en el déficit. Sin embargo, cuando surgió la posibilidad de proceder a una más que razonable quita del déficit, las eléctricas se adelantaron, logrando titularlo con el aval del Estado e impidiendo la quita”.

(12) Sorprende que el Legislador haya elegido el rendimiento de las Obligaciones del Estado-que miden el riesgo soberano de un país y no los riesgos de un negocio- en lugar del Coste Medio Ponderado del Capital, WACC en sus iniciales en inglés, más adecuado para la toma de decisiones de inversión al tener en cuenta el coste del capital propio y otros.

(13) En la Exposición de Motivos del Real Decreto-ley 9/2013, el concepto de “empresa eficiente y bien gestionada” ha sido determinado por la jurisprudencia comunitaria, y es “aquella empresa dotada de los medios necesarios para el desarrollo de su actividad, cuyos costes son los de una empresa eficiente en dicha actividad y considerando los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la realización de sus funciones”.