



La Hoja de Ruta 2050 de la UE

HACIA UNA ECONOMÍA Y MODELO ENERGÉTICO BAJO EN CARBONO Y SOSTENIBLE

[Versión imprimible en pdf](#)

Domingo Jiménez Beltrán

Hasta el momento, el planteamiento más rotundo y operativo que conozco cara a un verdadero cambio de paradigma hacia una mayor sostenibilidad del desarrollo, en particular en energía, ahora urgido por el Cambio Climático, es el de establecer la descarbonización como referencia de futuro necesaria, aunque no suficiente (se requiere también una "desenergización" progresiva), al menos para las cuatro próximas décadas, cualificando el escenario deseable de futuro como hipocarbónico y en cualquier caso, sostenible y desenergizado.

Con este planteamiento se consigue establecer más claramente el nexo entre el necesario cambio del modelo de desarrollo, de los modelos de producción y consumo, hacia un desarrollo más sostenible, con el modelo energético que se propugna y el desafío del Cambio Climático. Todo ello partiendo de una idea o tesis simple, que el CC nos ha cargado de razón para hacer y con urgencia lo que en cualquier caso había que hacer que es cambiar el modelo de desarrollo y en particular el modelo energético hacia una mayor sostenibilidad.

A lo que habría que añadir un obligado corolario, que este cambio de modelo energético orientado/calibrado por la necesaria y urgente desenergización y descarbonización del sistema, y por tanto claramente definible en el tiempo (por medio de las obligadas y oportunas reducciones de EGEI, en los horizontes 2020-2030-2040-2050, a nivel global, para la UE y para España), se convierte en el gran vector del cambio hacia un modelo de desarrollo más sostenible, que de otra forma hubiera requerido varias generaciones.

Abogando al mismo tiempo por una convergencia entre una verdadera economía y el desarrollo sostenible, buscando ambos producir productos y servicios eficazmente (los que realmente se necesitan), eficientemente (con el menor uso de recursos naturales y energéticos y menor degradación ambiental) y suficientemente (en las cantidades realmente necesarias), que son los mismos parámetros de aplicación al modelo energético sostenible, aunque traducidos en ahorro, eficacia y eficiencia energética, o racionalización/gestión de la demanda y optimización de la oferta a través de la generalización de las Energías de Fuentes Renovables, EFR.

Es necesario, y oportuno disponer de una idea fuerza/concepto simple y capaz de dinamizar, ¿o "dinamitar"? el presente y plantear una hoja de ruta consistente hasta 2050 y más allá.

Tenemos muchos de los elementos para urdir una política energética y de CC de futuro, contando con que los temas son inseparables, como bien ha mostrado el Reino Unido al juntarlos en un Ministerio. Lo que no tenemos es un mensaje o concepto simple que aúne los dos temas y su trascendencia económica y orientadora del desarrollo.

El mensaje fuerte y simple, que es ya una clave de la agenda comunitaria, es el de "una economía baja en carbono", o hipocarbónica, o aún mejor el de "un desarrollo bajo en carbono" como elemento clave para conjugar los temas CC/energía y además vehicular, como base ineludible, de lo que es el cambio de paradigma hacia la economía verde y sobre todo a la sostenibilidad.

Lo curioso es que este planteamiento subyace ya en desarrollos en curso a nivel nacional (en países desarrollados como Dinamarca, Suecia, Alemania y en parte UK y también en países emergentes como China, Corea del Sur..., aunque con contradicciones en cuanto a su compatibilidad con la sostenibilidad, al seguir manteniendo la nuclear y el "carbón limpio" como opciones bajas en carbono) y sobre todo comunitario, con la Hoja de Ruta 2050 de la Comisión para una economía Baja en



20 años en marcha. 40 años por delante

LA [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA SILENCIOSA

[Versión imprimible en pdf](#)

Sven Teske

Caroline Chisholm

José Luis García Ortega
Greenpeace

El brillante futuro de las energías renovables ya está en marcha. Este nuevo análisis del mercado mundial de las centrales generadoras de energía demuestra que desde finales de la década de 1990 las instalaciones de energía eólica y solar han crecido a un ritmo mayor que cualquier otra tecnología de generación de electricidad del mundo: la potencia total instalada entre 2000 y 2010 está en alrededor de 430.000 MW. Sin embargo, es demasiado pronto para afirmar que ha llegado el fin de la generación de energía basada en los combustibles fósiles, ya que al mismo tiempo se han instalado más de 475.000 MW de nuevas centrales térmicas de carbón, con unas emisiones inherentes acumuladas por encima de los 55.000 millones de toneladas de CO₂ a lo largo de su vida técnica.

En 2010 el volumen del mercado mundial de energías renovables igualaba de media el volumen total del mercado energético mundial anual en el periodo 1970-2000. La ventana de oportunidad para las renovables, tanto para dominar las nuevas instalaciones –sustituyendo las viejas centrales en los países de la OCDE- como para la electrificación en marcha en los países en desarrollo, se cierra en los próximos años. Existe una urgente necesidad de buenas políticas sobre energías renovables y de objetivos legalmente vinculantes de reducción de las emisiones de CO₂.

Este documento ofrece una imagen general del mercado anual mundial de las centrales de generación de energía durante los últimos 40 años y una visión de su potencial de crecimiento para los 40 próximos basado en energías renovables. Entre 1970 y 1990, los países de la OCDE que electrificaron sus economías especialmente con carbón, gas y centrales hidroeléctricas dominaron el mercado mundial de las centrales de generación de energía. Entonces el sector energético estaba en manos de compañías estatales con monopolios de suministro regionales o nacionales. La industria nuclear pasó por un periodo relativamente corto de crecimiento estable, entre 1970 y mediados de los años ochenta (con un pico en 1985, un año antes del accidente de Chernóbil), mientras que los años siguientes fueron de declive, sin un solo signo de "renacimiento nuclear" a pesar de la retórica.

Entre 1990 y 2000 la industria mundial de centrales de generación de energía experimentó una serie de cambios. Mientras que los países de la OCDE comenzaban a liberalizar sus mercados energéticos, la demanda de electricidad no siguió el crecimiento previo, por lo que se construyeron menos centrales. Los proyectos intensivos en capital con plazos de pago muy largos, como las centrales de carbón o las atómicas, no fueron capaces de reunir el apoyo financiero suficiente. Comenzaba la década de las centrales de energía de gas.

Las economías de los países en desarrollo, sobre todo en Asia, comenzaron a crecer durante los años noventa y surgió una nueva oleada de proyectos de centrales.



Retos e incertidumbres

EL SUMINISTRO GLOBAL DE PETRÓLEO

[Versión imprimible en pdf](#)

Mariano Marzo

Dpto. Estratigrafía, P i GM, Facultad de Geología
Universidad de Barcelona

Un número especial de la revista Science, editado con motivo de su 125 aniversario bajo el sugerente título de “¿Qué es lo que no sabemos?”, incluía en la lista de las veinticinco cuestiones de mayor impacto para el futuro inmediato de la humanidad, la pregunta: ¿qué puede reemplazar al petróleo barato y cuando? Ciento cincuenta años después del nacimiento de la industria del petróleo, ha llegado el momento de aplicarse urgentemente a la tarea de reemplazar un combustible del que depende cerca del 95% del transporte global y que, además, constituye la base de nuestro desarrollo socioeconómico. Una tarea que requiere el despliegue de un ambicioso plan de choque que combine medidas políticas con una decidida apuesta por la investigación y el desarrollo. Existen demasiados indicios que apoyan las tesis que nos advierten sobre el fin del petróleo fácil y barato y de que nos estamos adentrando en la segunda mitad de la era del petróleo.

RECURSOS Y RESERVAS DE PETRÓLEO

[Los costes de las actividades de exploración han aumentado considerablemente en la última década. Foto: Roberto Anguita]

Para conocer si el mundo podrá hacer frente en un futuro inmediato a la creciente demanda de petróleo resulta imperativo conocer con un cierto grado de exactitud las cifras sobre los recursos y reservas de petróleo existentes en el subsuelo del planeta. Sin embargo, esta tarea no resulta fácil. En primer lugar, por la opacidad con la que muchos gobiernos tratan el tema de sus recursos y reservas; en segundo lugar, por la disparidad de criterios existente a la hora de evaluar y cuantificar estos; y, finalmente, por las incertidumbres inherentes a cualquier análisis del subsuelo y a las previsiones de futuro en materia de economía, desarrollo tecnológico y políticas gubernamentales.

Recursos, reservas y tipos de estas. ¿Cómo se definen y miden?

El volumen de petróleo acumulado en las rocas de la corteza terrestre es finito y puede clasificarse según el grado de certeza que tengamos sobre su existencia y la probabilidad de que su extracción resulte provechosa. Sin embargo, existen diferentes protocolos de clasificación y medida, muchos de ellos desarrollados por organismos estatales que no admiten auditorías externas, lo que constituye un factor de confusión y origina importantes diferencias en las estimaciones.

Para solucionar esta problemática se ha intentado lograr un enfoque internacional armonizado. En





LA ECONOMÍA POLÍTICA DE LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

[Versión imprimible en pdf](#)

Marcel Coderch

Miembro del Consell Assessor per al Desenvolupament Sostenible de la Generalitat de Catalunya
Vicepresidente de la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones

Por lo visto, hay una gran distancia entre lo que sabemos que conviene hacer y lo que los gobiernos y los poderes económicos están dispuestos a plantearnos para hacer frente al cambio climático. Es evidente que para mitigar sus peores efectos nos propondrán algunas adaptaciones, tanto sociales como económicas, pero al parecer lo que no están dispuestos es a poner en discusión la que posiblemente sea la única respuesta lógica al cambio climático: la reducción de las actividades humanas que son la causa principal.

Esto significaría, en primer lugar, intentar reducir, y eventualmente eliminar, las emisiones de gases de efecto invernadero que resulten de la utilización de combustibles fósiles, tanto en el transporte como en la generación eléctrica. Esto requeriría un gran esfuerzo, tecnológico, económico y político, dado que casi el 80% de la energía que utilizamos proviene de estas fuentes. Implicaría una reducción de la demanda energética (vía cambios en los estilos de vida), producir, distribuir y utilizar la energía que todavía necesitaríamos de la forma más eficiente posible y obtenerla de fuentes no fósiles.

Cada una de estas actuaciones abre un abanico de cuestiones económicas, sociales, políticas y medioambientales, que a menudo no se plantean desde la vertiente técnica, sino que el debate se construye a partir de premisas políticas e ideológicas que le dan forma y color según la agenda política de cada cual. Por ello, el debate sobre cuál es la mejor forma de incentivar el desarrollo de las nuevas tecnologías y sistemas energéticos sostenibles, y sobre qué energías merecen ser económicamente apoyadas, es un debate en el que los desacuerdos son más comunes que los acuerdos. En el centro de este debate hay, además, cuestiones ideológicamente muy conflictivas, como el papel que deben jugar los mercados y su regulación en esta reconfiguración del sistema energético.

Tal vez donde se puede ver más claramente la componente ideológica del debate energético —la indecisión de los gobiernos, su toma de decisiones mediatizadas por los poderes económicos y la ineficacia de los mercados y de la actual regulación— es analizando el debate que en muchos países hay (y que empieza a iniciarse también aquí) entre la potenciación de las renovables y la reanudación nuclear, ambas fuentes energéticas bajas en emisiones. Aunque para los defensores de la opción nuclear estas dos formas de generación eléctrica son compatibles —y hasta dicen que complementarias—, en realidad, se trata de dos políticas energéticas fundamentalmente distintas que reflejan dos visiones de futuro, dos puntos de vista sobre qué es importante en la vida, y dos visiones diferentes de cómo debe organizarse la sociedad. Por ello, es un debate centrado en lo que podríamos llamar la economía política de la sostenibilidad energética.

Desde nuestro punto de vista, es muy improbable que unos mercados oligopólicos y débilmente regulados, como son los energéticos, y que se mueven por consideraciones económicas a corto plazo, produzcan las innovaciones técnicas e industriales que son imprescindibles para responder de forma efectiva, y a tiempo, a los retos del cambio climático. Para mucha gente, esta es una tesis radical, que pone en cuestión todo el edificio energético y económico contemporáneo, construido sobre



OTRO PLAN DE RENOVABLES ES POSIBLE

[Versión imprimible en pdf](#)

Javier García Brea

Presidente de la Fundación Renovables

Esta primavera se presentó oficialmente el resumen del borrador del nuevo Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. Conviene tener claro el escenario en que se produce y que viene marcado por el hecho de que España se va alejando del liderazgo mundial en renovables. Según el informe *Who's Winning the Clean Energy Race? 2010 Edition*, informe que estudia cómo compiten las economías del G-20 por atraer inversiones en el sector de las renovables, las inversiones totales en renovables durante 2010 alcanzaron los 243.000 millones de dólares con un incremento del 30% sobre 2009. Los países que más invirtieron en renovables fueron China, Alemania, EEUU, Italia e India. España ha bajado al octavo puesto y mientras Alemania en 2010 aumentó sus inversiones renovables en un 100%, España, por el contrario, las redujo en un 53%.

La razón que explica este frenazo de las renovables y la enorme distancia que ya nos empieza a separar de los países líderes, es la incertidumbre regulatoria, o lo que es lo mismo, una normativa que cambia todos los años, incluso con carácter retroactivo, que modifica cada pocos meses las reglas de juego, que cuestiona sus ventajas y beneficios y que limita el horizonte regulatorio hasta 2012. Un marco regulatorio con señales de inseguridad jurídica y económica tan evidentes no ha hecho sino ahuyentar las inversiones renovables en España. Y contrasta esta política con las perspectivas mundiales que se abren. La ONU acaba de diseñar una hoja de ruta para las renovables que establece en 2050 un objetivo de cobertura de la demanda energética del 77% y se apoya en un dato de enorme trascendencia y es que al día de hoy sólo se está utilizando el 2,5% de todo su potencial en el planeta, lo que da idea del enorme margen que tiene su desarrollo.

Este hecho deja a las claras que España carece de hoja de ruta para el futuro de las renovables a la vez que frena sus objetivos y ello no sólo aleja las inversiones sino que genera a la vez más dudas sobre la disposición de los responsables de la política energética para aprovechar las oportunidades de un modelo energético basado en el ahorro y la eficiencia energética como instrumento de recuperación económica. Lo que se ha presentado ahora es sólo un borrador del PER 2011-2020 con seis meses de retraso y sólo un resumen, sin saber cuándo se presentará el plan completo. Pero este retraso no es único, ya que los plazos de tres meses que contenía la Ley de Economía Sostenible, en vigor desde el 6 de marzo de 2011, para la presentación de una Planificación Energética y la Ley de Eficiencia energética y Renovables también se han incumplido, así como el plazo de transposición de la nueva Directiva europea de renovables, que vencía en diciembre de 2010.

Borrador del Nuevo PER 2011-2020, barreras, trabas e incertidumbres [Foto: Vicente González]

En el borrador del nuevo PER 2011-2020 se puede observar que no modifica el sistema de cupos y de limitación de horas para retribuir a las fuentes renovables, lo que constituyen barreras administrativas y económicas que no sólo impiden su desarrollo sino que es un premio a la obsolescencia tecnológica en un sector que precisamente destaca por su mayor margen y velocidad





COPENHAGUE QUIERE SER LA PRIMERA CAPITAL NEUTRAL EN CARBONO

[Versión imprimible en pdf](#)

Rikke Houkjær

Directora de Comunicación. Concejalía de Economía
Ayuntamiento de Copenhague

Copenhague se ha propuesto ser la primera capital del mundo en ser "carbono neutral" en 2025. A primera vista es un objetivo que entra en conflicto con todas las necesidades de una ciudad moderna, en rápido crecimiento y plena expansión económica. En la capital danesa, sin embargo, se ve más bien como una oportunidad para seguir creciendo.

100 000 habitantes más en 2025

[Copenhague tendrá 100 000 habitantes más en 2025. Foto: Kontraframe.]

Copenhague está experimentando estos años una elevadísima tasa de crecimiento de población. Según las últimas previsiones en 2025 la población llegará a los 637 000 habitantes, lo que supone un aumento de 100 000 habitantes. Este crecimiento previsto requiere grandes inversiones en espacio urbano y construcción de unas 45 000 nuevas viviendas. Por eso, Copenhague está invirtiendo fuertemente en su desarrollo urbano. Antiguas zonas industriales se convertirán en 30 000 nuevas viviendas y 2,5 millones de metros cuadrados en inmuebles comerciales. Hasta el año 2015, la administración invertirá 1.500 millones de euros en dotar a estos nuevos barrios de las infraestructuras y los servicios públicos: colegios, escuelas infantiles e instalaciones de ocio y deporte, que requiere una de las sociedades más modernas y exigentes del mundo.

"La calidad de vida y el crecimiento económico de Copenhague van de la mano. Los parques y zonas verdes, las zonas de baño en el puerto y las playas urbanas de la ciudad deben ser fácilmente accesibles, y en este sentido el eficiente servicio de metro y la extensa red de carriles bici aportan calidad a la vida cotidiana de los habitantes de Copenhague y crean un ambiente agradable en la ciudad. El sector empresarial también debe tener las mejores condiciones para tener éxito y estamos en contacto permanente con inversores, constructores y promotores para asegurar que la inversión pública incentiva y va de la mano con la inversión privada" comenta el alcalde de Copenhague, Frank Jensen.





HACIA UN MIX ENERGÉTICO SOSTENIBLE

[Versión imprimible en pdf](#)

Jose Luis Arroyo

Director de Estrategia y Desarrollo Corporativo de Abeinsa

Emilio Rodríguez-Izquierdo Serrano

Director general de Zeroemissions

En el esquema general del desarrollo sostenible, con sus tres dimensiones, medioambiental, social y económica, la energía juega un papel preeminente. No en vano, el uso de energías renovables frente a energías fósiles centra gran parte del debate en torno a la sostenibilidad. No es ni mucho menos el único aspecto que debe ser tenido en cuenta, pero es tal su relevancia, que la mayor parte de los esfuerzos en materia de sostenibilidad, tanto en el ámbito de las políticas públicas como de las iniciativas privadas, están enfocadas específicamente a esta área concreta de la actividad humana.

Una de las razones por las que esto sucede, es que existe una elevada correlación entre el consumo de energía y el desarrollo de una sociedad. Encontramos que aquellos países con un mayor nivel de vida, presentan un consumo de energía per cápita significativamente mayor que el de los países subdesarrollados o en vías de desarrollo. Es preciso mencionar que si bien esta correlación existe, encontramos notables diferencias en función de factores culturales y políticos. Esto es una buena noticia, en tanto que pone de manifiesto que aunque el aumento del nivel de vida típicamente va a ir relacionado con una mayor demanda energética, existe un amplio margen de maniobra para el consumo responsable.

Dicho esto, debemos tener presente que el debate energético es extremadamente complejo, y aunque en ocasiones es el cambio climático el único aspecto que se discute al abordarlo, hay en realidad muchos otros factores que han de tenerse en consideración. No debemos olvidar la definición de desarrollo sostenible: satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las futuras para atender sus propias necesidades. Partiendo de ella, y desde el punto de vista energético, está claro que los aspectos medioambientales resultan críticos, pero también es preciso considerar otra serie de elementos que muchas veces quedan al margen del debate. La seguridad en el suministro y la independencia energética o la contaminación local y los problemas de salud derivados de ella, son factores adicionales que en ocasiones se olvidan al abordar la relación entre energía y sostenibilidad.

A lo largo de este artículo reflexionaremos sobre dicha relación entre el desarrollo sostenible y la energía, lo que nos llevará a preguntarnos por el futuro mix energético capaz de hacer compatible el progreso económico y social con el respeto al medio ambiente, y cómo llevar a cabo la transición desde nuestro actual modelo energético.

Energía y sostenibilidad

[La energía eólica presenta ya unos costes muy razonables, aunque su gestionabilidad sigue siendo el principal problema. Foto: Vicente





ESCENARIOS ENERGÉTICOS SOSTENIBLES A MEDIO Y LARGO PLAZO

[Versión imprimible en pdf](#)

Helena Cabal
CIEMAT

Yolanda Lechón
CIEMAT

La energía es fundamental para el desarrollo de la economía y la garantía del bienestar social de un país. El sistema energético ha de ser compatible con un desarrollo sostenible, esto es, respetuoso con el medio ambiente, que garantice la seguridad en el suministro y contribuya al aumento de la competitividad de la economía. Estos tres principios quedan así reflejados en la Ley 2/2011 de Economía Sostenible (Título III sobre Sostenibilidad medioambiental, Capítulo I Modelo Energético Sostenible).

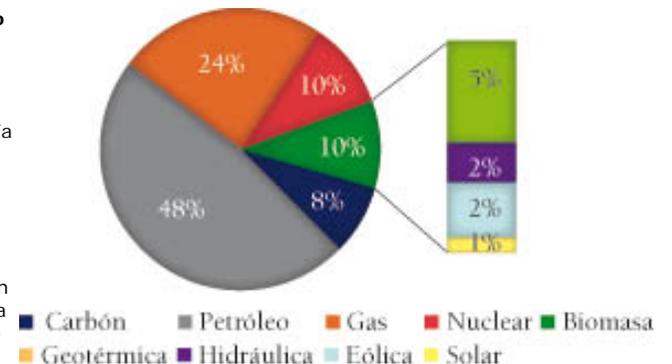
Nuestro sistema energético

Analizando nuestro sistema energético, son varias las características que podríamos destacar.

En primer lugar, la gran dependencia del exterior de nuestro sistema de abastecimiento energético. En 2009, el 77% de la energía primaria total era importada, según datos de la Secretaría de Estado de la Energía (Secretaría de Estado de la Energía, 2010). Asimismo, nuestro sistema presenta una alta intensidad energética (IE), o lo que es igual, un alto consumo energético por unidad de producto interior bruto, si lo comparamos con otros países europeos. Mientras que la intensidad energética media de los países de la Unión Europea hasta 2005 registraba una tasa descendente, en España la tasa iba en aumento. Sin embargo, a partir de 2005, la demanda energética ha experimentado descensos superiores al PIB por lo que la intensidad energética ha bajado tanto en energía final como en primaria. Se atribuye este efecto sobre todo al descenso del consumo energético en los sectores productivos como consecuencia de la crisis económica pero también a un aumento en la eficiencia energética y a una mejora en la transformación de energía primaria en electricidad mediante la introducción de plantas de ciclo combinado y tecnologías renovables (Secretaría de Estado de la Energía, 2010). No obstante, en el año 2008 la IE española era todavía un 19% superior a la de la UE-15. Esto tiene que ver con nuestra estructura económica, centrada en sectores de alto consumo energético y poco valor añadido, como el sector de la construcción, y por un alto consumo energético en el sector residencial y en el transporte privado (Mendiluce, 2010).

Nuestro sistema energético se caracteriza asimismo por una alta participación de las energías fósiles. Así, según datos de la Secretaría de Estado de la Energía (SEE, 2010) alrededor de un 80% de nuestro abastecimiento de energía primaria en 2009 era de origen fósil.

[Figura 1. Consumo de energía primaria en el año 2009 (SEE, 2010)]





¿SOSTENIBILIDAD Y EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA ARQUITECTURA-CONSTRUCCIÓN ?

[Versión imprimible en pdf](#)

Jorge Suarez Díaz
Arquitecto

El título que me habían propuesto para la redacción de este artículo difería ligeramente del que finalmente lo encabeza pues, aun siendo el texto idéntico, no se encontraba inicialmente entre interrogantes.

El motivo de este pequeño gran cambio es el de llamar la atención del lector y despertar su inquietud y capacidad crítica sobre lo que, personalmente, considero más una moda y una estrategia comercial que una realidad, al menos hasta la fecha.

El término sostenible hace referencia a un proceso que puede mantenerse por sí mismo, sin ayuda exterior o merma de los recursos existentes. Cualquier parecido de la construcción e incluso de la inmensa mayoría de la arquitectura existente con la citada condición, no es que sea pura coincidencia, sino que, sencillamente, es tan sólo un espejismo, una ilusión.

¿Sostenible?

La construcción es en realidad, en su versión actual, la actividad menos sostenible del planeta y la responsable del consumo del 50% de todos los recursos mundiales. La edificación, uno de los productos de la actividad constructiva, contribuye en países evolucionados como EEUU a un 39% de las emisiones totales de los gases de efecto invernadero, a un 40% del consumo de su energía primaria y a un gasto del 13% del total de agua potable disponible en ese país. La huella de carbono de este país es insostenible y, cambiando de continente y de contexto en búsqueda de brotes verdes, lo peor es que la eficiencia energética de India es tres veces menor y la de China, nueve veces menos, ejemplos ambos de los flamantes BRIC, paradigmas de la nueva economía emergente. O sea, que viene más de lo mismo.

Esta pequeña muestra de datos forma parte de un panorama global poco halagüeño en el que escuchar y leer con tanta frecuencia, familiaridad e incluso complacencia, acerca de la construcción sostenible, cuando menos ofende. El adjetivo elegido por la industria, empleado por vez primera por la ministra noruega Gro Brundtland, con otras intenciones, durante la 42ª sesión de las Naciones Unidas en 1.987, constituye en nuestra realidad arquitectónica un eufemismo; un bálsamo social que, aplicado con la suavidad y dulzura debidas, ha contribuido al desarrollo y la aceptación generalizada de una "nueva arquitectura" de gran éxito comercial: ¿Una variante redentora de la arquitectura insostenible y de la construcción mezquina y cutre omnipresente en nuestras ciudades? Pues no, más bien una fórmula edulcorada de vender más de lo mismo: arquitectura de la mala, arquitectura de moda, arquitectura insensata o no-arquitectura.

**[Complejo siderúrgico convertido en parque.
Duisburg, Alemania]**





OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO EN LA AGRICULTURA

[Versión imprimible en pdf](#)

Luis Márquez (texto y fotos)
Dr. Ing. Agrónomo

La intensificación de la producción agraria ha podido hacerse gracias a lo que se conoce como medios de producción: semillas, abonos, fitosanitarios, equipos mecánicos de todo tipo, que se pueden resumir en un solo concepto: energía de apoyo complementaria del aporte solar. Hay una correlación directa entre la producción final y el consumo energético por unidad de superficie. La historia de la Humanidad ha sido la del dominio de la energía. Al disponer de fuentes de energía diferentes de la muscular se ha podido multiplicar la producción de alimentos que, en el comienzo, dependía, tanto en la producción como en el transporte y en la elaboración, de la energía que proporcionaban los hombres y los animales domesticados.

La estacionalidad de las cosechas, consecuencia de las variaciones climáticas producidas a lo largo del año, reduce notablemente los tiempos de implantación y de recolección de los cultivos, por lo que las superficies que se podían cultivar quedaban limitadas por la disponibilidad de mano de obra en determinadas épocas del año.

Con la ayuda de los animales de tiro y de los aperos de labranza y de recolección, el agricultor europeo multiplica su capacidad de trabajo por 7; posteriormente, con la energía mecánica procedente de los motores de combustión interna, por más de 70, en relación con la del agricultor que solo disponía de herramientas de mano.

Para comprender la situación actual conviene a veces mirar hacia atrás. El hombre primitivo no disponía de más fuentes de energía que la del sol, la de sus músculos y, posteriormente, la del fuego de leña. Más tarde cuenta con los animales domésticos y con otras fuentes naturales, como las del agua y del viento para mover los molinos.

Esto hizo que las primeras civilizaciones dependieran fundamentalmente de los esclavos: 300 000 para 34 000 atenienses; 130 millones para 20 millones de ciudadanos romanos. Además, todos los países ribereños del Mediterráneo fueron desboscados para disponer de leña combustible. En la Edad Media los siervos reemplazaron a los esclavos. No hay que olvidar que la producción de alimentos y el transporte eran la base de la actividad económica de nuestros antepasados.

La energía fósil en la agricultura

La capacidad del hombre para modificar el medio natural depende del volumen y del tipo de energía que puede manejar, pero solamente el 5% de la energía fósil consumida anualmente se utiliza en operaciones agrícolas.

Con la energía mecánica producida por el esfuerzo del hombre, ayudado por los animales de tiro, solo se puede alcanzar un nivel de subsistencia. Contar con recursos energéticos complementarios de los aportados por el sol, relativamente baratos, incrementa notablemente la renta del agricultor.

[Con la siembra directa el consumo de combustible se reduce al mínimo, pero no siempre resulta posible esta opción de forma continuada]



Hace menos de 300 años los combustibles disponibles eran la madera y carbón derivado, la energía del viento o del agua para moler el grano, el aceite para la iluminación nocturna y la fuerza humana y animal para cultivar, transportar, etc.

Hace menos de 200 años la esperanza de vida en Europa era de solo 38 años. Se necesitaba trabajar 72 horas por semana; las mujeres trabajaban todavía más. Las épocas frías o secas generaban déficits alimentarios y carencias (no había legumbres frescas). En algunas regiones de la Tierra, todavía continúa este modo de vida, incluso dentro de áreas geográficas desarrolladas, especialmente en el medio rural.



Con la Revolución Industrial (y agrícola) la situación empieza a cambiar. Así, la explotación de minas de carbón, el descubrimiento del petróleo, la utilización de la electricidad, la invención del motor de explosión, etc., proporcionan fuerza motriz utilizando recursos energéticos naturales generalmente no renovables. La tecnología libera al hombre del trabajo físico, la población en su conjunto vive mejor, y no solo unos privilegiados.

El nivel alcanzado en el consumo de energía para la Agricultura permite establecer diferencias entre países ricos y pobres. Los parámetros de referencia son el consumo energético por persona y por unidad de superficie. Pero no siempre el ecosistema es capaz de soportar el impacto que le produce la llegada continuada de esta energía externa bajo formas diversas: labores, fertilizantes, riego, etc. y evoluciona hacia un agrosistema más o menos estable dependiendo de la fragilidad del medio considerado.

En general las técnicas de producción van buscando un equilibrio entre el coste de la tierra (abundancia o escasez) y el de la mano de obra, en ración con los precios agrícolas.

El consumo de energía fósil en la agricultura tiene poca importancia relativa en el consumo mundial, pero con ella se incrementa notablemente la productividad, y esta energía se utiliza principalmente en la motorización de la agricultura, en la fabricación de los agroquímicos, en el riego mecanizado y en la desecación y otros procesos realizados con las cosechas que hacen posible su conservación. Tampoco hay que olvidar el consumo energético para la climatización de los edificios agrícolas y ganaderos, y para el transporte de las cosechas hasta el consumidor, que aumenta a medida que este se aleja de los lugares de producción.

Gracias a la energía fósil utilizada en la agricultura es posible alimentar a una población en crecimiento exponencial. Así, un cazador-recolector necesitaba para alimentar a su familia una superficie de 200 a 5000 ha/persona; la agricultura nómada, de la que todavía se alimentan 250 millones de personas, necesita una superficie de 4 ha/persona. Con la agricultura tecnificada se puede alimentar más de 25 personas/ha.

Se puede poner un ejemplo que permite relacionar el consumo energético con la producción para diferentes niveles de tecnificación en un cultivo como el arroz. Con el nivel de tecnificación que se aplica en agricultura desarrollada se necesita utilizar 65 000 MJ/ha de energía fósil, en la que se incluye el combustible para las operaciones mecanizadas, la que llega en forma de agroquímicos (fertilizantes y fitosanitarios), la necesaria para el secado y la que consumen los equipos de riego. Esto permite alcanzar una producción media de unos 6000 kg/ha. En el caso de que el riego no sea necesario, la reducción en el consumo de energía puede ser hasta del 40%.

En una región con tecnología intermedia el consumo energético se reduce a la décima parte (unos 6500 MJ/ha), energía consumida en un 70% en fertilizantes y el resto en operaciones mecanizadas, para producir menos de 3000 kg/ha de arroz. Con el nivel mínimo de tecnificación, solo se utilizan 175 MJ/ha, fundamentalmente como energía de apoyo a la preparación del suelo, y la cosecha de arroz se reduce a poco más de 1250 kg/ha.

En las diferentes regiones geográficas, en función de las superficies disponibles y de la población que la ocupa y de su nivel de desarrollo, se han establecido modelos de consumo energético que dan preponderancia a la energía necesaria para el funcionamiento de las máquinas, o la energía para la fabricación de fertilizantes y fitosanitarios.

Así, en las regiones de baja población con trabajo caro y escaso, se ha producido un incremento de la energía mecánica, para aumentar productividad de la unidad de trabajo-hombre. Por el contrario con tierra escasa y costosa se ha dado preponderancia a la utilización de la energía en forma de agroquímicos para aumentar la productividad superficial, aunque esto conlleva mayor riesgo ambiental.

En resumen, el consumo de energía condiciona el desarrollo de un país y su nivel de vida (desarrollo social), ya que permite reducir el tiempo de trabajo y el esfuerzo físico, pero significa un incremento en los costes de producción que solo se compensa con eficacia productiva.

La estrecha relación entre la mecanización y la distribución de los fertilizantes hace aconsejable analizar la optimización de ahorro energético de forma conjunta, ya que no se puede producir un ahorro energético en la fertilización si no se consigue mecánicamente colocar el fertilizante de forma que sea aprovechado por las plantas.

Si bien es cierto que el aumento de la producción agrícola está directamente relacionado con el consumo de energía fósil, el objetivo económico y ambiental que se plantea es el de romper esta relación, optimizando el consumo energético en la agricultura.

En algunos casos, la optimización del consumo energético en la agricultura está relacionada con factores que solo se pueden introducir en el diseño de las instalaciones o en la adquisición de los equipos, y en cierto modo se independizan de la forma en que actúa el usuario, como pueden ser con las instalaciones agrícolas y ganaderas (edificios, sistemas de riego, etc.), o la infraestructura de transporte local con tractores y remolques. Conviene recordar que aproximadamente el 20% de los tiempos de utilización de los tractores agrícolas en España se dedican a operaciones de transporte.

En otros casos es el empresario agrícola y el conductor de tractores y máquinas autopropulsadas en que con su actuación puede reducir el consumo de energía. Son las que seguidamente se tratan con mayor detalle.

Optimización del consumo de combustible en las operaciones de campo

Las operaciones agrícolas en las que la demanda de combustibles fósiles es más elevada están relacionadas con el trabajo del suelo y la implantación de los cultivos.

En un nivel inferior las de recolección, más importante en lo que se relaciona con el secado de las cosechas.

En consecuencia, una reducción del trabajo del suelo, permite optimizar el consumo de combustible. De aquí en interés que toma la "siembra directa" y la "labranza reducida" en la agricultura actual. La siembra directa, que sería la más interesante desde una perspectiva energética, permite reducir en un 75% el consumo de combustible con respecto al laboreo tradicional realizado con arado de vertedera, pero no todos los suelos admiten que se utilice esta técnica de forma continua. Va a depender de su contenido de arcilla y de materia orgánica, del grado de humedad con el que se trabaja, y de un manejo que evite la compactación de las capas profundas y que mantenga nivelada la superficie con posterioridad a la recogida del cultivo anterior.

En las situaciones en las que la siembra directa continua no resulta posible, la alternativa para optimizar el consumo de energía es la labranza reducida, que en muchas ocasiones compite en beneficio, aunque el ahorro energético sea algo menor.

Racionalización de las operaciones de cultivo

Hay que destacar que las operaciones de trabajo profundo del suelo son las que demandan mayor consumo de energía. Así, una arada a 28 cm de profundidad necesita entre 22 y 30 litros de gasóleo por hectárea, según se trate de un suelo ligero o de un suelo fuerte. El consumo por hectárea puede aumentar en un litro por cada centímetro de incremento de la profundidad de trabajo. Se puede reducir la profundidad de intervención tomando en consideración el desarrollo radicular de la especie vegetal considerada. Pero el arado de vertedera no es la única herramienta disponible. Con el empleo del chisel los consumos de combustible por hectárea se pueden reducir en casi un 50%.

En cualquier caso, la reducción de operaciones innecesarias y de la profundidad de trabajo, y el empleo de aperos combinados, permiten mejorar la eficiencia energética. Además, un apero bien diseñado y regulado adecuadamente puede reducir el consumo de combustible en más de un 10%.

El laboreo primario con arado de vertedera

La consistencia del suelo (textura y estructura), y su contenido de humedad afectan a la resistencia que ofrece el suelo que se pretende voltear con la vertedera. Cuando se mide esta resistencia de manera experimental aparece una gran variabilidad, con valores que se encuentran entre los 30 y 70 daN/dm² de sección trabajada, siempre contando con que el suelo está en unas condiciones apropiadas de humedad que favorecen este tipo de labor. Si las condiciones son desfavorables la resistencia al corte y volteo del suelo puede ser mucho mayor, alcanzándose valores próximos a los 100 daN/cm².

Para que un arado de vertedera trabaje de manera adecuada conviene que la profundidad de labor sea aproximadamente igual al 70% de la anchura de corte del cuerpo utilizado, con una oscilación admisible del más-menos 15% de esta profundidad. Esto significa que un arado de vertedera con cuerpos de 16 pulgadas (40 cm de anchura de corte) puede trabajar a profundidades entre 21 y 32 cm, con un valor medio aconsejado de 28. En consecuencia, la profundidad de trabajo que se necesite debe servir de referencia para elegir la anchura de los cuerpos en un arado, con independencia del número de cuerpos que monte, ya que de esta manera el arado trabaja mejor y demanda un menor esfuerzo de tracción.

Tomando como velocidad real de avance la de 6.5 km/h, sobre la base los ya indicados valores experimentales de resistencia del suelo (30 a 70 kN/dm²), las potencias necesarias por cada decímetro de anchura de trabajo se representan en el gráfico 1.

En consecuencia, trabajando con un trisurco de 16", lo que indica que la anchura de labor debería de ser de 40 x 3 = 12 decímetros, la potencia neta a la barra requerida por el arado, trabajando a 25 cm de profundidad en un suelo de tipo medio, sería de:

$$2.53 \text{ [kW/dm]} \times 12 \text{ [dm]} = 30.3 \text{ kW}$$

Lógicamente el motor del tractor tiene que suministrar una potencia mayor, ya que hay que contar con las pérdidas en la transmisión, y con las que se producen por rodadura y por deslizamiento. También hay que considerar el punto de funcionamiento del motor, que nunca podrá ser el de plena potencia, sino, como máximo el 75 - 85% de esta. Por último, el motor perderá potencia con el uso, por lo que conviene contar con un margen suficiente.

En consecuencia, los 30.3 kW se pueden convertir en prácticamente el doble, o sea 60.7 kW, que equivalen aproximadamente a 82.5 CV, algo razonable, para arrastrar un trisurco de 16 pulgadas en un suelo de tipo medio, con profundidad de 28 cm. Se podría ser más preciso para unas condiciones mejor definidas, pero la variabilidad en la resistencia del suelo con sólo el cambio del contenido de humedad, hace que convenga actuar con un buen margen de seguridad.

El consumo de combustible con esta labor se puede calcular en función del consumo específico a partir de la potencia del tractor elegido, suponiendo que trabaja con un régimen de carga media-alta. En estas condiciones se estima que el consumo sería de 0.207 L/h.kW, lo que equivale, para un tractor de 60.7 kW, a 12.6 L/hora.

El consumo de combustible por hectárea labrada, tomando en consideración que la anchura de este apero es de 1.20 m y que trabaja a 6.5 km/h, con una capacidad efectiva de trabajo de 0.63 ha/h, sería de unos 20 L/ha

Si se hubiera considerado un suelo fuerte (70 daN/dm² de resistencia al corte y volteo), lo que puede ser como consecuencia de mayor contenido de arcilla, o de que el contenido de humedad en el momento de arar no es el adecuado (suelo seco o muy húmedo), con el mismo arado y manteniendo la velocidad de trabajo, la potencia necesaria habría subido a 85 kW. El consumo de combustible, sobre la base de 0.207 L/h.kW, aplicado ahora a 85 kW sería 17.6 L/h, y a 28.2 L/ha.

[Gráfico 1: Potencia de tracción necesaria por decímetro de anchura de trabajo en distintos tipos de suelo con arados de vertedera]



Estos valores calculados, se puede comparar con los valores medidos en diferentes determinaciones experimentales, como la que resume las medidas de campo efectuadas sobre tractores de agricultores trabajando en sus parcelas, publicadas por profesores de las Universidades de Castilla-La Mancha (Albacete) y de León, en un estudio financiado por el MAPA.

En el citado estudio, para labores de vertedera, sobre la base de 28 cm de profundidad, se dan los consumos, en L/ha. Esto quiere decir que los cálculos anteriores se aproximan a los valores medidos para un conjunto de agricultores trabajando en suelos de consistencia media: 20 L/ha en suelos ligeros y 28 L/ha en suelos pesados, lo que sirve para validar el procedimiento de cálculo utilizado en el análisis.

Como las condiciones de suelos fuertes y secos son frecuentes en lo que se conoce como España "seca", predecir el consumo de combustible en arada a razón de un litro por cada centímetro de profundidad, suele dar valores bastante aproximados a los reales, especialmente cuando está también la influencia de la pendiente, que no ha sido considerada en los cálculos anteriores.

Esto significa que a 28 cm de profundidad el consumo puede ser de 28 L/ha en un suelo fuerte, pero también que por cada centímetro en el que se reduzca la profundidad de trabajo, el consumo se reduce a razón de 1 L/ha. En consecuencia, si con 20 – 22 cm hay suficiente para el cultivo considerado, como sucede con los cereales de invierno, no tiene sentido arar a 30-32 cm de profundidad, como se hace en muchas ocasiones. Para el caso de que se quieren eliminar suelas de labor para facilitar el drenaje del suelo, los subsoladores y descompactadores pueden hacerlo con más eficacia, y con menor consumo de combustible.

El chisel como alternativa

[Apero combinado para labranza reducida.]

Cada vez es más frecuente en los medios áridos sustituir el arado de vertedera por otros aperos como el chisel, solo o combinado con discos selladores y rodillos, para hacer el laboreo primario en una sola pasada.

El menor contenido de humedad necesario para esta labor, la mayor velocidad de trabajo que puede conseguirse, así como un efecto sobre el suelo más favorable si se necesita controlar la erosión, hacen del chisel un apero interesante para las zonas agrícolas en las que el agua es escasa, como sucede en los países de área mediterránea.

También el chisel permite un ahorro de combustible, ya que la profundidad de trabajo suele ser menor que con la vertedera, y se produce menor pulverización del suelo. Esto no sucede cuando se confunde lo que debe de ser una labor con chisel y se pretende que este apero trabaje como un subsolador-descompactador a 30 cm de profundidad.

El consumo de combustible con este apero en los diferentes casos, utilizando para los tractores con la potencia correspondientes el coeficiente de consumo de 0.207 L/h.kW (carga del motor alta), permite deducir los consumos de combustible que se presentan en la tabla 3.

Los valores de consumo obtenidos en las medidas de campo reseñados en la citada publicación del MAPA, y que se presentan en la tabla 4, son algo más altos que los anteriormente calculados, lo que es una consecuencia del exceso de profundidad con el que habitualmente se trabaja con este tipo de apero, como si se tratara de un descompactador.

Cuando el chisel se hacen trabajar a mayor profundidad, el ángulo de ataque del brazo en el suelo se hace recto, o incluso obtuso, con lo cual se producen sobrecargas que hacen aumentar la resistencia al avance, que sólo puede vencer trabajando más despacio, algo que siempre afecta negativamente a la calidad del trabajo del chisel.

En resumen, el chisel trabajando a una profundidad máxima de 20 – 22 cm, es un apero que permite reducir el consumo de combustible con respecto al del arado de vertedera.



Tabla 3- Consumos de combustible trabajando con chisel de 3 m. de anchura a 8 km/h de velocidad real

Suelo	profundidad (cm)	Consumo horario (L/h)	Capacidad de trabajo (ha/h)	Consumo superficial (L/ha)
Ligero	18	14,9	1,92	7,8
Ligero	22	18,2	1,92	9,5

Fuerte	18	24,8	1,92	12,9
Fuerte	22	30,4	1,92	15,8

Adecuar el apero a la potencia del tractor

[La utilización de aperos combinados permite adaptarlos a la potencia del tractor]

Suele ser bastante frecuente, cuando se renuevan los tractores, que el nuevo supere ampliamente la potencia del anterior, pero los aperos siguen siendo los mismos.

Analizando el caso de un arado de vertedera de 16 pulgadas trabajando en un suelo ligero a 28 cm de profundidad se dedujo que con 83 CV de potencia habría suficiente, y de esta manera el consumo de combustible estaría alrededor de 20 L/ha.

Si el propietario decide comprar un tractor de más potencia, como pueden ser uno de 120 CV, el consumo de combustible aumentaría como consecuencia de que, al trabajar el motor del tractor con menor carga, se hace menos eficiente. Con un nivel de carga medio, el consumo esperado sería de 0.150 L/h por cada kW de potencia (frente a los 0.207 L/h.kW con carga alta), que aplicado a los 88 kW de potencia del nuevo tractor, llevaría a 13.2 L/h y a 21 L/ha, o sea 1 L/ha más con el nuevo tractor más potente trabajando con el mismo trisurco.

En unas pruebas públicas recientemente realizadas, se puso claramente de manifiesto la importancia de la compatibilidad tractor-apero para reducir el consumo de combustible.

Así, el hecho de incorporar un preparador del suelo a una sembradora permite hacer la preparación del lecho de siembra y la siembra en una sola pasada, con lo que casi se duplica la capacidad de trabajo del tractor y se ahorra más de un 35% de combustible con respecto a lo que serían las operaciones separadas.

Pero lo más significativo de dichas pruebas fue poner de manifiesto que utilizando el mismo tractor con aperos iguales, pero con diferente anchura de trabajo se conseguían ahorros espectaculares. Así con el chisel de 2.60 m de anchura, se consumían 13.1 L/h, equivalentes a 10.7 L/ha; con el de 4.50 m, si bien el consumo por hora aumentaba hasta 17.1 L/h, el superficial se reducía a 8.2 L/ha, o sea, un ahorro de gasóleo del 23%. En consecuencia, el incremento de la potencia de los tractores sin modificar la anchura de trabajo de los aperos disponibles, no es la mejor manera de mejorar la eficiencia energética.



Tabla 4- Consumos medidos arando con chisel

Consumo (L/ha)	Textura suelo /prof. trabajo	Textura suelo/prof.trabajo	Textura suelo/prof.trabajo	textura suelo/prfo.trabajo
Apero	ligera/baja	ligera/alta	pesada/baja	pesada/alta
Chisel (22cm.)	9	12	15	18

Adaptación de los tractores agrícolas a las operaciones que realizan

[El lastrado es imprescindible cuando se realizan grandes esfuerzos de tracción]

El tractor agrícola es una unidad energéticamente incompleta, diseñada como polivalente, que se puede adaptar a las distintas operaciones de campo para conseguir optimizar su consumo energético.

Los fabricantes han buscado soluciones para reducir consumo de los motores que se utilizan en los tractores agrícolas, a pesar de que la reducción en las emisiones gaseosas, para cumplir la legislación medioambiental, tiende a penalizarlos. Para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (especialmente NOx) en los escapes de los motores utilizados en las operaciones agrícolas, sin que aumente el consumo de combustible hasta el nivel IIIB, se ha tenido que recurrir a la incorporación de la recirculación de los gases de escape (EGR),



junto con el turbo de geometría variable en la admisión, presiones de inyección del combustible próximas a los 2000 bar y filtro de partículas en el escape, o bien a la tecnología de reducción catalítica selectiva (SCR) con inyección de una solución de urea sobre los gases de escape. En ambos casos se incrementa el coste de fabricación del tractor sin que aumenten sus prestaciones.

Lo que pueden conseguir los fabricantes mejorando los motores, resulta mínimo con lo que está en las manos del usuario adaptando el tractor al tipo de trabajo que realiza.

Que un tractor sea "ahorrativo" no es una consecuencia exclusiva del diseño de su motor, ni siquiera lo más importante, ya que depende fundamentalmente de la forma en que se utilice ese tractor. Conseguir un 5% de ahorro con nuevos diseños de motores supone invertir en investigación muchos millones de euros, sin embargo, evitar el despilfarro del 25% del combustible realmente consumido en la explotación puede conseguirse con sólo respetar unas reglas sencillas por parte del usuario, que se resumen a continuación.



Buen mantenimiento del tractor

Se debe mantener el motor en buenas condiciones de uso con las revisiones periódicas necesarias, atendiendo en especial al estado del:

- Filtro del aire (grado de limpieza)
- Inyectores y bomba de inyección

Un motor que emite gran cantidad de humo por el escape indica claramente que quema mal el combustible, que en vez de transformarse en trabajo se desperdicia. Comprobando el estado de los tractores en servicio, se detectan consumos que superan en el 10 % la de los mismos equipos cuando fueron presentados al Ensayo Oficial de Homologación.

Correcta utilización del motor

El consumo de un motor varía con su régimen de rotación y con la carga que se le impone. Actuando sobre el acelerador y sobre la caja de cambios se puede conseguir que el motor funcione en el punto de mejor transformación del combustible, que no coincidirá con el de máxima potencia del motor. El usuario atendiendo a las indicaciones de cuentarrevoluciones puede saber si está utilizando correctamente el motor.

Como orientación general y en función del tipo de labor realizada los mejores resultados se pueden obtener:

a) Para labores pesadas (como labor de alzar)

- Colocar la palanca del acelerador con el embrague pisado para que el motor gire entre el 75 y el 80% del régimen nominal. En los motores de nueva generación este régimen de funcionamiento recomendado está dentro de la zona de "potencia constante"
- Buscar entre las distintas velocidades del cambio la que, con el equipo en trabajo y sin tocar el acelerador, produzca una caída de vueltas de unas 200-250 revoluciones por minuto.

Si la caída de vueltas fuese mayor la marcha elegida sería demasiado larga, si fuese menor se estaría utilizando una marcha demasiado lenta y que "carga" poco el motor.

b) Para labores de cultivador.

- Colocar la palanca del acelerador para que el motor en vacío gire entre el 60 y el 65% del régimen nominal.
- Proceder a seleccionar la velocidad del cambio como se indica en el apartado anterior.

En el caso de que la velocidad de avance venga impuesta por las condiciones agronómicas, se deberá trabajar con aperos de la mayor anchura posible compatible con la potencia del tractor.

Buen rendimiento de las transmisiones

Se deben respetar escrupulosamente las normas del fabricante en cuanto a la viscosidad del aceite lubricante empleado. Un lubricante demasiado viscoso incrementa inútilmente el consumo de combustible por aumento de las resistencias internas.

Las transmisiones con cambios en carga y gestión automática y los cambios sin escalones (CVT/IVT) hacen este ajuste de manera automática, siendo las "estrategias de gestión" las que controlan la eficiencia energética de los tractores más modernos, especialmente en las condiciones de trabajo con suelos de resistencia y pendientes variables de muchas parcelas agrícolas. Permiten optimizar el funcionamiento régimen del motor con la relación del cambio, especialmente cuando los motores trabajan a media carga, compensando la menor eficiencia de la parte hidrostática de la transmisión con el funcionamiento del motor en el punto óptimo de consumo de combustible.

Reducir al mínimo las pérdidas entre ruedas y suelo

En la transmisión rueda-suelo es donde se producen los mayores desperdicios de energía. Las causas de estos desperdicios son:

- *Pérdidas por rodadura.*

Debidas a la resistencia que opone el suelo al desplazamiento del tractor y que en cada condición del suelo son mayores cuanto se incrementa el peso del tractor.

Trabajar con un tractor grande y un apero pequeño consume inútilmente combustible para asegurar el desplazamiento del conjunto, los trabajos con la toma de fuerza y en labores ligeras se reducen las pérdidas por rodadura quitando las masas adicionales de lastre que el tractor puede llevar.

En labores que requieren gran esfuerzo de tracción, el aumento de peso es necesario, y el tractor debe lastrarse como se indica a continuación.

- *Pérdidas por deslizamiento (o patinamiento)*

Se manifiesta por una reducción de la velocidad real de avance del tractor, afectando a la superficie que se trabaja en un tiempo determinado.

Aumenta considerablemente cuando el esfuerzo de tracción que debe realizar el tractor es grande comparado con el peso de éste. A menudo se olvida que pasar de un patinamiento del 10% al 25% significa perder un 17% del trabajo sin que cambie el consumo horario, lo que representa un mayor consumo por hectárea trabajada.

El deslizamiento se puede reducir a niveles aceptables:

- o Sustituyendo a tiempo los neumáticos desgastados.
- o Lastrando especialmente el tractor para labores que precisan fuerte tracción.
- o Utilizando la presión de inflado de los neumáticos recomendada para trabajar en campo.
- o Evitando utilizar aperos que necesitan demasiada tracción para el tamaño del tractor disponible.

Los medios propuestos para reducir el patinamiento contribuyen a aumentar las pérdidas por rodadura: El peso que confiere mayor adherencia, obliga al tractor a consumir más para conseguir su propio desplazamiento. Por ello la solución adaptada debe ser una solución de compromiso que dependa de la naturaleza del trabajo que se debe realizar.

Con la utilización de la suspensión primaria en el eje delantero que incorporan los tractores modernos se reduce el patinamiento cuando estos realizan grandes esfuerzos de tracción, sin que se necesario incrementar excesivamente el lastrado.

- *Reducción conjunta de pérdidas por rodadura y patinamiento.*

La huella de las ruedas motrices del tractor puede ser una indicación de la suficiencia o del exceso de peso del tractor para el esfuerzo que tiene que realizar. Una huella totalmente borrosa es indicadora del alto patinamiento, y es necesario lastrar el tractor si se quiere mantener el esfuerzo de tracción que el apero necesita.

En función de la naturaleza del trabajo se recomiendan las siguientes formas de actuación:

Trabajo importante de tracción: Predominarán las pérdidas por deslizamiento por lo que es preferible:

- o Utilizar tractores pesados para su potencia (50 a 60 kg/CV o más).
- o Lastras con masas adicionales o agua en las ruedas.

Trabajo ligero de tracción: Predominarán las pérdidas por rodadura por lo que se recomienda:

- o Utilizar tractores ligeros para su potencia (30 a 35 kg/CV).
- o Suprimir cualquier lastre adicional.

La mayor economía de combustible en lo que respecta al rendimiento entre rueda y suelo se consigue utilizando tractores adaptados a las diferentes labores agrícolas. En el caso de explotaciones de tractor único se recomienda:

- o Utilizar tractores medianos, ni demasiado pesados ni demasiado ligeros para su potencia.
- o Buscar una buena adaptación del apero a la potencia del tractor.
- o Reemplazar en las operaciones de campo los neumáticos desgastados.
- o Modificar con buen criterio el lastre recurriendo a las masas adicionales.
- o Ajustar la presión de inflado de los neumáticos a la naturaleza del trabajo que se debe realizar.

En el uso habitual que del tractor hacen los agricultores las pérdidas por rodadura y deslizamiento son casi un 10 % mayor de las que con cuidado podrían conseguir y el consumo de combustible aumenta en la misma proporción.

Buen rendimiento del apero o máquina que se acciona

Trabajando con un arado, cuando las rejas o el formón pierden el filo, o cuando está mal regulado, el esfuerzo necesario para arrastrarlo aumenta de forma considerable. Si las condiciones de adherencia del tractor están en el límite de lo admisible, el esfuerzo suplementario debido al mal corte del arado, penaliza doblemente el rendimiento del conjunto apero-tractor: el exceso de esfuerzo de tracción exige mayor potencia del motor, a la vez que aumenta el nivel de patinamiento y se incrementa el tiempo necesario para finalizar la labor.

Para máquinas accionadas por la toma de fuerza, el mal aguzado de las cuchillas, tiene un efecto análogo e incrementa innecesariamente el consumo del tractor para la misma superficie por trabajar.

Por defecto de regulación o afilado de los aperos, el consumo de combustible aumenta hasta en un 10 % de lo que se necesita en buenas condiciones de utilización.

Reducción del consumo energético en las operaciones de recolección y post-recolección

[Guiado semiautomático por barra de luces]

El mayor consumo de energía en las operaciones de recolección y post-recolección está relacionado con el secado de las cosechas para permitir su conservación.

En el caso de la recolección de los forrajes, la henificación, para la que se dan unas condiciones muy favorables en un gran parte de las regiones de la conocida como la España "seca", permite obtener heno de calidad sin tener que recurrir a la deshidratación, en la que se necesita aporte de calor generado con combustión, aunque siempre se puede recurrir al empleo de combustibles renovables de origen agrícola. En las regiones húmedas el ensilado del forraje es la mejor opción, desde la



perspectiva del ahorro de combustible, ya que el clima dificulta el henificado.

La recolección de granos, por las condiciones climáticas en las que se realiza en España, no suele ir acompañada de un proceso de secado, salvo en el caso de cultivos como el maíz. El retraso de la recolección del maíz dejándolo más tiempo la mazorca en la planta, siempre que se encuentre sin ataque de plagas que producen pérdidas de cosecha, permite bajar el contenido de humedad en el grano, lo que reduce el consumo energético en el secado complementario. Otra alternativa es la recogida en forma de mazorcas y su secado natural en "jaulones". En uno y otro caso, hay que considerar los costes financieros que conlleva el retraso en la comercialización del grano.

Para la reducción del consumo de combustible en el secado de los granos, además de la optimización del diseño de los secaderos, con recuperación del calor y la utilización de combustibles renovables de origen agrícola, están las técnicas de secado por refrigeración lenta diferida, utilizando la ventilación con aire seco. Para optimizar la utilización de los secaderos en los países grandes productores de granos se utiliza la técnica del embolsado con bolsas de plástico cerradas herméticamente, que permiten aumentar los tiempos de almacenamiento de los granos húmedos sin deterioro, a la vez que se uniforma el contenido de humedad en toda la masa almacenada, lo que mejora la calidad del secado posterior.

En relación con los equipos de recolección, especialmente los autopropulsados para la recolección de granos y semillas, la mayor dimensión de la máquina permite reducir el consumo de combustible por tonelada de grano cosechada, aunque esta opción no es la más adecuada cuando las máquinas tienen que trabajar en parcelas pequeñas. De aquí el interés de la concentración parcelaria como forma de reducir el consumo de combustible en la agricultura.



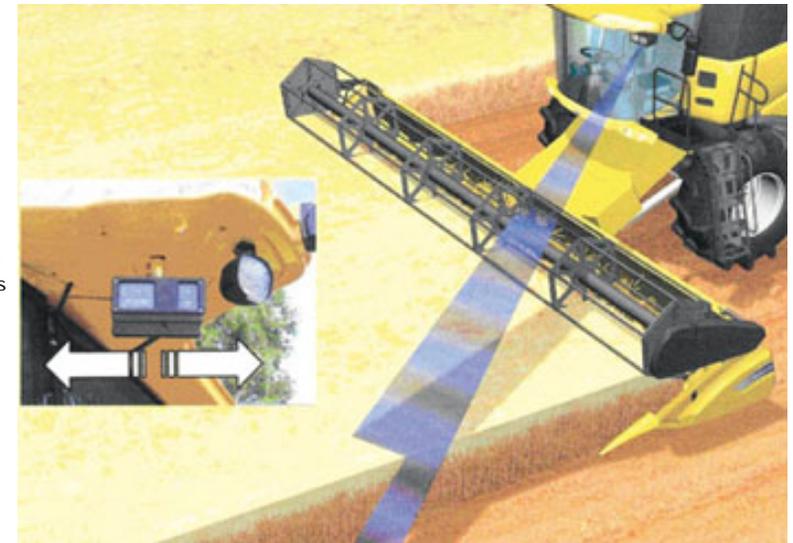
Efecto de las tecnologías en la optimización del consumo energético

[Guiado automático por rayo láser]

La utilización de los sistemas de posicionamiento global con las redes de satélites GPS y Glonass, que ya están disponibles en los tractores y máquinas agrícola, hace posible el guiado automático, optimizando los recorridos sobre las parcelas y minimizando los solapamientos entre pasadas sucesivas. Esto conlleva un aumento de las capacidades de trabajo y una reducción del consumo de combustible. Los resultados obtenidos con el empleo de estos sistemas de guiado permiten deducir que las capacidades de trabajo aumentan entre el 8 y el 15%, lo que reduce el consumo de combustible en la misma proporción.

Por otra parte, a medida que se definen los ambientes en una parcela, se puede realizar la aplicación diferencial de los agroquímicos, con el correspondiente ahorro de producto sin que se produzcan pérdidas de cosecha. En el caso de los fertilizantes nitrogenados esto permite optimizar las aportaciones, especialmente si se sincronizan las abonadoras con los sensores de vegetación situados sobre los tractores, para una fertilización optimizada en tiempo real.

En los equipos de recolección, la utilización de los sistemas de guiado por red de satélites se completa con los sistemas de visión artificial, que permiten adaptar la máquina a la cosecha para minimizar las pérdidas de producto, a la vez que se mejora la eficiencia sobre la parcela.



Optimización del consumo energético en el riego

El riego mecanizado exige la utilización de energía para el bombeo del agua. El consumo va a depender del nivel de bombeo y de la presión de trabajo de aspersores, difusores y goteros.

La utilización del riego por gravedad demanda menor consumo energético, pero no permite el mejor aprovechamiento del agua, que se considera en los medios áridos un factor caro y escaso, al igual que la energía fósil.

Para conseguir ahorrar energía en el riego resulta esencial el diseño de las instalaciones, evitando el sobre dimensionamiento de los bombeos, para lo que se recomienda la utilización de la telegestión de los regadíos y variadores de frecuencia que permitan lograr caudales y presiones acordes con las necesidades reales. También es esencial que los motores y las bombas seleccionados sean de alto rendimiento en el rango caudal-presión con el que se trabaja.

Por parte del usuario, la formación para manejar los equipos de riego y realizar su correcto mantenimiento es esencial, ya que una pérdida de rendimiento en la instalación eleva considerablemente el consumo energético.

Eficiencia energética en las instalaciones

El buen diseño de las instalaciones agrícolas y ganaderas permite optimizar el consumo de energía que se necesita para su ventilación y para su calefacción y refrigeración.

En primer lugar hay que considerar el aislamiento, especialmente en el techo, que debe ser el adecuado para las diferentes especies ganaderas y a sus distintas fases de crecimiento. Un buen aislamiento permite reducir la energía que precisan los equipos de climatización. En cuanto a la climatización de edificios ganaderos conviene utilizar sistemas automáticos de regulación, si esto resulta posible. Las entradas parásitas de aire hacen que aumente el consumo de energía

para calefacción.

Para reducir las necesidades de energía en la iluminación se recomiendan las pinturas blancas y los tonos claros, utilizando proyectores de bajo consumo y realizando una limpieza periódica de lámparas y luminarias.

Mención aparte puede hacerse de los invernaderos, especialmente para los que se utilizan en las regiones más frías, que deben ser diseñados para aprovechar al máximo la energía del sol, así como optimizar la ventilación y el ensombreamiento para conseguir las condiciones ambientales más favorables para el desarrollo de los cultivos en los periodos cálidos.

A modo de conclusión

[Fertilización nitrogenada diferencial mediante detección del nivel de vegetación]

Hay una relación directa entre la producción agrícola y el consumo energético en la agricultura. Para optimizar el consumo de energía se necesita romper esta relación mejorando el conocimiento agronómico y la tecnología aplicada a la agricultura, definiendo con precisión las buenas prácticas agrícolas que hacen posible la agricultura sostenible.

Cabe distinguir, para optimizar el consumo energético en la agricultura, las técnicas que se utilizan en el diseño y construcción de equipos e instalaciones para usos agrícolas y ganaderos, incluido el riego, de aquellas que se recomiendan en los códigos de buenas prácticas agrícolas y que pueden aplicar los usuarios.

A estas últimas se ha dedicado de forma especial este artículo, destacando aquellas que son de la mayor importancia y con las que se puede conseguir ahorro de combustibles fósiles sin reducción de la producción.

Los cambios en la tecnología para la implantación de los cultivos, especialmente en lo que se relaciona con el trabajo del suelo, minimizando las intervenciones hasta llegar a la siembra directa si los suelos lo permiten, lo que influye directamente en la reducción de la erosión, hacen posible minimizar el consumo de combustible.

Por otra parte, las reglas prácticas para ahorrar gasóleo con el manejo racional de los tractores, unidas a la mejor integración del tractor con el apero, permiten reducir considerablemente el consumo energético, y esto lo puede hacer el propio agricultor. Con los sistemas de gestión de motor y transmisión que ofrecen los tractores de diseño más reciente, especialmente en las altas potencias, esta optimización del consumo en las operaciones agrícolas se consigue de forma automática.

La tecnología dirigida a poner en práctica la conocida como Agricultura de Precisión, con los sistemas de guiado automático y la fertilización diferencial, ofrece nuevas perspectivas para romper el enlace entre la producción y el consumo de energía fósil, en una agricultura sostenible con capacidad para aumentar la producción de alimentos que necesita una población en crecimiento exponencial.

Bibliografía complementaria

Ahorro y eficiencia energética en la agricultura de regadío. Serie: Ahorro y eficiencia energética en la agricultura. IDAE- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Año 2005

Ahorro y eficiencia energética en las instalaciones ganaderas. Serie: Ahorro y eficiencia energética en la agricultura. IDAE- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Año 2005.

Bustos, Ángel; Fillat Morata, Alba; Gràcia, Felipe; Márquez, Luis. *Resultados obetnidos en la demostración sobre ahorro energético celebrada en Mollerussa.* Revista: AgroTécnica. Cuadernos de Agronomía y Tecnología, 2006, 5.46-50.

Consumos energéticos en las operaciones agrícolas en España. Serie: Estudios de Mecanización Agraria de MAPA. Año 2004. Reedición IDAE, Serie: Ahorro y eficiencia energética en la Agricultura. Año 2005.

Márquez, Luis: *Ahorrar combustible (I): Empezando por los motores.* Revista: AgroTécnica. Cuadernos de Agronomía y Tecnología, 2005, 1:45-51.

Márquez, Luis: *Ahorrar combustible (II): Lo que ofrece la transmisión y la forma en la que se utiliza.* Revista: AgroTécnica. Cuadernos de Agronomía y Tecnología, 2005, 3:41-46.

Márquez, Luis: *Ahorrar combustible (III): Reglas prácticas para ahorrar gasóleo.* Revista: AgroTécnica. Cuadernos de Agronomía y Tecnología, 2005, 3:41-44.



Otros artículos relacionados con: [Agricultura](#), [Energía](#), [Desarrollo sostenible](#)



©2009

Revista Ambienta <<Accesibilidad>>

El adjetivo en cuestión, aparte de inapropiado por su contribución a mitigar una preocupación por nuestro entorno que siempre debiera estar presente en todos y cada uno de nosotros, por el bien de nuestros descendientes y del resto de criaturas que habitan nuestro planeta, banaliza nuestra profesión. Una actividad, la del arquitecto, sometida a una tremenda competencia global, en la que los mercados acuñan incesantemente nuevos adjetivos con los que diferenciarse de sus competidores, en un proceso continuo de creación de valor añadido ficticio: arquitectura "hightech", arquitectura corporativa, arquitectura inteligente, arquitectura "lowtech", arquitectura bioclimática, arquitectura sostenible, ecológica, digital, espectáculo, funcional, bioclimática, verde, integrada...y un sinfín de variantes de arquitectura supuestamente repleta de novedosos valores diferenciales. Cuando yo estudié la carrera de arquitectura en la escuela de Madrid, me enseñaron Arquitectura, a secas. Y claro, ante tamaña proliferación de especialidades uno se pregunta: ¿Será que me enseñaron tan sólo una parte de la disciplina?



Arquitectura sin adjetivos

A mi modo de ver, la buena arquitectura no tiene ni puede tener adjetivos. Cuando abrazamos la arquitectura sostenible, por poner un ejemplo, estamos denostando a la arquitectura que no lleva adjetivos, como si esta, que en realidad es la de verdad, la auténtica, no tuviese la obligación de tener en consideración cuestiones de carácter medioambiental durante su gestación. Quiero decir con esto que la sostenibilidad, al igual que la economía, la estética, la funcionalidad, la ecología, la integración, la vida útil, la comodidad, el consumo energético o la tecnología, son sólo algunas de las condiciones exigibles al arquitecto para con la arquitectura; para con la "arquitectura normal", me refiero; pero no son extras, y esto es lo esencial. La arquitectura es el vehículo *full equipe*, por hacer un símil fácil con los esquemas comerciales de la industria automovilística, siempre ilustrativo y sencillo de comprender. No es la arquitectura un vehículo básico al que se le pueda ir equipando con diversos extras (funcionalidad, economía, sostenibilidad,...), hasta lograr arquitecturas con valor añadido incremental.

Puede haber arquitectura más cara o más barata. Pero no podemos hablar de arquitectura sostenible frente a arquitectura, entendiendo a la primera versión como una con mayores prestaciones que la segunda. Entiendo que sería más sensato hablar de arquitectura insostenible frente a arquitectura, poniendo de relieve que sólo hay un tipo de arquitectura que, necesariamente, debe tener en consideración la multitud de factores que la sociedad le exige, y no sólo el de sostenibilidad. La sostenibilidad, al igual que el resto de "extras", es inseparable de la arquitectura. Su separación daría origen a una arquitectura insostenible, pero su incorporación no da lugar a nada especial pues a la arquitectura, la sostenibilidad" se le supone", como el valor a los militares.

Partiendo de la base de que toda arquitectura debe incorporar, en su proceso de gestación, acciones encaminadas a la minimización del consumo de recursos y siendo conscientes de la dificultad de que el proceso arquitectónico y el constructivo sean absolutamente sostenibles, es necesario que los planteamientos actuales sean repensados desde la óptica de la reutilización de edificios y la perspectiva de la posible negación misma de la posibilidad de existencia de los residuos y no sólo desde la eficiencia energética o el reciclado de materiales, aspectos mucho más evidentes y habituales.

De hecho en la actualidad, la denominada arquitectura sostenible no promueve nada que no supieran ya los arquitectos de hace 2.000 años, aunque sí



[Interior del atrio con iluminación cenital que comunica las plantas 4ª y 5ª. Sede de la Fundación Ciudad de la Energía]

cuestiones fundamentales que algunos de nuestros colegas del siglo pasado y contemporáneos parecen haber olvidado:

- La adaptación del objeto arquitectónico a la realidad de su localización geográfica concreta: vistas, exposición a radiación solar, vientos, lluvias y ruidos.
- El empleo preferente de materiales locales y de baja intensidad energética.
- La optimización de los consumos energéticos, el empleo de sistemas pasivos y de energías limpias.
- El aprovechamiento y reutilización de las aguas pluviales y de proceso.

Estos cuatro bloques conceptuales aglutinan la práctica totalidad de las decisiones que habitualmente se toman en el proceso de creación arquitectónica actual, desde la óptica del impacto sobre el medio de una construcción.

¿Construimos y crecemos o paramos y decrecemos?

[Gasometro reconvertido en sala de exposiciones]

Sin embargo la ecuación que explica el consumo de recursos resultado de la actividad arquitectónica y constructiva tiene dos sumandos: la energía consumida para construir y la necesaria para explotar edificios. Los criterios de diseño enumerados afectan a una parte del segundo sumando de forma mayoritaria.

La reducción del primero de los sumandos implica necesariamente la disminución de la actividad constructiva, insostenible por naturaleza y, ante esta posibilidad, surge la inevitable cuestión de su relación con el progreso y el crecimiento: ¿Construimos y crecemos o paramos y decrecemos? Si igualamos progreso a crecimiento económico, entonces el único indicador a vigilar sería el PIB, que sólo tiene en cuenta a la actividad económica como medida del crecimiento. Sin embargo este indicador no tiene en cuenta que, a costa de ello, puede haber empobrecimientos múltiples en muchos otros campos y que no solo debemos buscar crecimiento económico, sino también crecimiento saludable. Luego, no se puede mirar solo el PIB.

En cualquier caso, la cuestión que me gustaría tratar es el hecho de que existen posibilidades claras al alcance del arquitecto, que permiten una reducción de la actividad constructiva y, por tanto, un menor consumo de recursos, con independencia de las cuestiones macroeconómicas, en las que poco podemos influir.

Desde este punto de vista, la reutilización de edificios ofrece opciones viables, con serias posibilidades de generar valor y crecimiento económico y saludable. El concepto "cradletocradle" (de la cuna a la cuna) brillantemente desarrollado por Michael Braungart y William McDonough como una nueva filosofía de diseño con la que concebir productos para que, desde su concepción, puedan ser materia prima de algo nuevo al final de su vida útil, supone una visión alternativa revolucionaria y esperanzadora, un verdadero reto para todos los diseñadores. Un nuevo esquema en el que se elimina el concepto de desperdicio y, por tanto, el de reciclaje. Bajo esta óptica la solución al problema del crecimiento sostenible no consiste tanto en la implementación de tecnologías para el reciclado de residuos, como en la modificación de las formas de diseñar, para que los diseños no den lugar a la generación de residuos, posibilidad esta que, paradójicamente, se encuentra a nuestro alcance (!), como veremos en los siguientes casos de estudio.



Lofts, molinos y minas

[Ejemplo de loft]

Un buen ejemplo arquitectónico del innovador concepto citado sería el del loft. Durante los años 50 del pasado siglo, en Nueva York, los altos precios de las viviendas, la falta de regulación en materia residencial y la presencia de un importante colectivo sin prejuicios en relación con las tipologías residenciales, principalmente formado por artistas y estudiantes, dio lugar a la utilización como vivienda de las viejas naves industriales y almacenes del barrio del Soho. Años más tarde estos espacios, de gran calidad, serían adquiridos por las clases más pudientes, dando lugar hoy a un tipo de vivienda reservado para las clases sociales de élite.

Resulta verdaderamente sorprendente este fenómeno espontáneo de creación de valor añadido sin intención alguna por parte de ninguno de los agentes intervinientes: ni los arquitectos proyectistas de las naves, ni los constructores, ni los industriales que las promovieron y utilizaron o los estudiantes que las habitaron entendieron que, algún día, aquellos espacios industriales de valor inmobiliario mínimo, llegarían a convertirse en la forma de habitar más codiciada y cara, y todo ello, sin invertir un duro. La facilidad del espacio industrial original para albergar un nuevo uso, el residencial, con prestaciones muy superiores a las habituales para la vivienda del momento fue la clave de este exitoso fenómeno de creación de valor sin consumo de recursos.

Otro buen ejemplo de las posibilidades que la reutilización de edificios permite, se encuentra en las transformaciones de viejas edificaciones agrícolas, para su reutilización como hoteles rurales. Una vez más, la



generación de valor ha venido de la mano de la singularidad en la forma de alojamiento que se ofrece: la posibilidad de dormir en un molino, por ejemplo. Las distintas experiencias de alojamiento temporal en instalaciones inicialmente concebidas con otro uso tales como molinos, graneros o incluso minas, han traído como consecuencia la creación de un innovador y exitoso concepto para nuestra potente y madura industria turística, cuyos productos clásicos, sol y playa, se encontraban en vías de agotamiento.



El nacimiento del turismo industrial, específicamente orientando a nuevos sectores y complementado con actividades relacionadas con la cultura y la naturaleza configura ya una realidad de productos alternativos para nuestro sector turístico. Una realidad que, además de crear vías de crecimiento económico de alto valor añadido, fomenta un crecimiento sostenible, tanto desde el punto de vista constructivo, como desde una óptica cultural, pues el mantenimiento de estas construcciones conserva la memoria de los lugares y permite la comprensión de su historia, la no destrucción, tan escasa por estos lares desgraciadamente.

El tercero de los ejemplos que quiero comentar es el de la transformación de antiguas minas e instalaciones asociadas, en espacios de recreo y ocio, desarrollado por el gobierno alemán en la cuenca del Ruhr. Las minas y la Fábrica de Coque de Zollverein, en Essen, que estuvieron entre las más grandes de su tipo en Europa, fueron registradas en 2.001 como Patrimonio de la Humanidad por UNESCO y, en la actualidad, reciben cerca de 1.000.000 de visitantes cada año. Su lema, conservación a través de la reutilización, constituye un verdadero alegato en pro de la minimización del consumo de recursos, en favor de la conservación de la historia de los pueblos y en definitiva a favor de un desarrollo sensato y sustentable vía reutilización.

El éxito de esta actuación supuso el desencadenante para toda una serie de programas de recuperación patrimonial de diversas instalaciones industriales en Alemania, tales como centrales térmicas o gasómetros, reconvertidos en salas de exposiciones o escuelas de buceo.

La singularidad de los espacios creados supone, una vez más, la clave del éxito de estas intervenciones. Las experiencias de patinar junto a las baterías de coque de una antigua siderurgia, de pasear junto a un horno alto inactivo, de visitar o bucear en el interior de un gasómetro o de celebrar una boda en la sala de turbinas de una antigua central de generación eléctrica, constituyen en sí mismas activos de gran interés para la población que, valora el atractivo turístico que estas innovadoras actuaciones ofrecen.

"Impulso" y la reutilización de edificios

[Estado actual del Muelle de Carbones, en construcción]

En España el equipo de patrimonio de Impulso, en el que desarrollo mi actividad como Director de Ingeniería y Arquitectura, ha tenido la oportunidad de poner en práctica estos principios en dos proyectos de gran interés desde el punto de vista de las posibilidades reales que ofrece la reutilización de edificios. Los dos proyectos se encuentran situados en el margen derecho del Río Sil, a su paso por Ponferrada y justo después de la conocida Presa del Azufre.

El primer proyecto ha consistido en la transformación del antiguo Edificio de Mandos de la Central Térmica de Compostilla I, como sede de la Fundación Ciudad de la Energía, un organismo gubernamental dedicado a la investigación de soluciones a los problemas energéticos y ambientales actuales.

La reutilización de este edificio, actualmente en fase de servicio, que ya de por sí introdujo una reducción importante del consumo de recursos asociado a los procesos constructivos, focalizó los esfuerzos de nuestro equipo hacia la obtención de un edificio CO₂ neutral. Un edificio con capacidad para producir la práctica totalidad de la energía que consume sin causar emisiones. Para ello el principal consumo del edificio, fruto de las necesidades de refrigeración, se solucionó con una combinación de almacenamiento nocturno de frío en tanques de criogel, calderas de biomasa y un campo de colectores solares que alimentaban a una máquina de absorción para producir frío a partir de calor. Además se prestó especial atención al uso de materiales de construcción ecológicos como aislantes térmicos a base de reciclados de papel o tableros de revestimiento contruidos a partir de cáscara de almendras, entre otros.

El segundo proyecto desarrollado fue el de la reutilización de la antigua central térmica de la MSP, primera de España en entrar en servicio hacia 1.919, como parte de lo que será el futuro Museo Nacional de la Energía. El proyecto resuelve un programa museístico de manera muy sencilla, asociando el movimiento de los futuros visitantes al realizado en el pasado por el carbón, combustible de la instalación, en un itinerario didáctico que posibilita una comprensión rápida de los procesos de generación de energía en una central térmica. Desde el carbón a las cenizas, pasando por las calderas, la sala de generación con sus turbinas y la evacuación de energía, el visitante recorre la instalación en el sentido de la producción de energía eléctrica.



Especial atención ha sido prestada nuevamente a los sistemas de climatización, para los que se ha empleado una bomba de calor geotérmica en este caso, a los sistemas de iluminación y a la de elección materiales.

La construcción se encuentra en la actualidad prácticamente concluida y la inauguración es inmediata.

Se han presentado cinco ejemplos de reutilización, algunos de los cuáles han dado lugar a importantes procesos de creación de valor añadido, en el marco de una reducción, en mayor o menor medida según el caso, tanto de la actividad constructiva como del consumo de recursos asociado a la explotación de los inmuebles.

La reutilización futura de edificios y otras instalaciones es una potente herramienta de creación de valor pues, amén de su capacidad para la creación de singularidades atractivas y el mantenimiento de la conciencia histórica de los lugares, no exige, en muchos casos, una movilización de recursos importante. Si, además de contribuir a la creación de riqueza, se consumen pocos recursos materiales, energéticos e incluso económicos, cabe preguntarse la causa por la que este tipo de actuaciones aún se encuentra en pañales.

Los arquitectos debemos ser conscientes de esta necesidad de futuro, una más de las muchas que le son exigibles a la arquitectura a secas, a la auténtica. Los edificios que proyectemos deben tener la flexibilidad suficiente como para ser capaces de albergar usos distintos de los que originalmente fueron pensados, con la dificultada que ello conlleva.

Por su parte, la Administración, debe introducir también una buena dosis de flexibilidad en la regulación existente que, por no permitir, ni siquiera permite que una nave industrial sea reconvertida a vivienda, en la inmensa mayoría de los casos. Algo un tanto difícil de comprender si se tiene en cuenta el éxito de los lofts de hace 60 años y la fiebre existente en la actualidad con esta modalidad de vivienda.

No quisiera terminar esta reflexión reclamando una arquitectura flexible pues, como ya he indicado, no creo que los adjetivos sean adecuados para describir de forma completa a la arquitectura, pero la flexibilidad espacial y la legal son cualidades que deben ser incorporadas a nuestra sociedad de cara a mejorar la calidad de su desarrollo, un desarrollo que no debe valorarse exclusivamente a partir de la evolución del PIB. Necesariamente deben introducirse parámetros adicionales de control si queremos llegar a tener un desarrollo sostenible para nuestra sociedad. Una sociedad cambiante que demanda sistemas versátiles y edificios camaleón.

Otros artículos relacionados con: [arquitectura](#), [desarrollo sostenible](#), [energía](#)



© 2009

Como consecuencia directa de esta estructura, nuestro sistema energético genera altas emisiones de gases de efecto invernadero. Hasta 2007 la tendencia de las emisiones de gases de efecto invernadero ha sido al alza con un crecimiento muy por encima del objetivo comprometido dentro del Protocolo de Kyoto, sobrepasando en un 51% los niveles del año base. Esto hacía difícil, si no imposible, cumplir con el compromiso. No obstante, a partir de 2008, las emisiones han ido disminuyendo hasta situarse en 2010 en 247 MtCO₂ según datos provisionales de la Secretaría de Estado de la Energía (Secretaría de Estado de la Energía, 2011). Para no sobrepasar el 15% de las emisiones del año base en el periodo 2008-2012, nuestro objetivo en el Protocolo de Kyoto, en los dos próximos años no se debería superar los 325 MtCO₂.

Nuestro país tiene, sin embargo un buen potencial de energías renovables, en especial de eólica y solar. En los últimos 5 años éstas tecnologías han experimentado un enorme crecimiento tanto en capacidad instalada como en generación. En 2009, según datos del barómetro europeo de las energías renovables (EurObserv'ER, 2011), nuestro país ocupó el primer lugar en producción de electricidad con energía eólica y el segundo en capacidad acumulada por detrás de Alemania. En cuanto a energía solar, se situó en segundo lugar en capacidad acumulada en solar fotovoltaica y en primer lugar en solar termoeléctrica, puesto que mantiene con un parque en continuo crecimiento. Este posicionamiento además ha favorecido el desarrollo y crecimiento de un sector industrial con gran potencial de exportación a países dentro y fuera de la UE (San Miguel G. et al., 2010).

Es también de destacar la gran penetración en el sistema de las centrales de ciclo combinado de gas natural que en 2009 supusieron el 92% de la capacidad instalada de plantas de gas. Esta tendencia se ha visto reducida en los últimos años debido al descenso en el consumo eléctrico (Secretaría de Estado de la Energía, 2010).

Finalmente, cabe señalar la incertidumbre en el futuro de las políticas nucleares. Aunque no existe una moratoria nuclear no hay planes a medio plazo para sustituir el parque nuclear. Esto nos llevaría a un abandono de la energía nuclear de fisión en 2028 con el cierre de la última central y sin tener en cuenta un posible alargamiento de la vida de las centrales o la instalación de nuevas plantas de generación avanzada. El trágico accidente de la central de Fukushima en marzo de este año ha contribuido además a que la sociedad se cuestione de nuevo este tipo de energía.

Tras esta breve exposición, queda patente la insostenibilidad de nuestro sistema y la necesidad de dar un giro hacia un sistema energético sostenible a través de cambios tanto en la demanda como en la oferta.

Desde el punto de vista de la demanda, es necesario introducir medidas de eficiencia y ahorro energético en todos los sectores de consumo (residencial, servicios, transporte, industria, etc). En cuanto a la oferta, hay que promover el uso de fuentes de energía renovables y de tecnologías más eficientes que disminuyan la necesidad de las importaciones de combustibles fósiles y contribuyan al alcance de los objetivos de reducción de emisiones de CO₂.

Estos cambios requieren de inversiones importantes por lo que se hace imprescindible que existan estudios de prospectiva que exploren los caminos posibles para llegar al objetivo marcado. Estos estudios han de tener en cuenta la evolución de factores determinantes en la demanda futura como es el crecimiento de la población y el crecimiento de la economía representado por el PIB. También han de considerar el sistema energético actual y su capacidad para crecer con todas las alternativas tecnológicas posibles, presentes y futuras, de manera coste eficiente, así como las obligaciones en materia medioambiental.

Los modelos energéticos de optimización son herramientas que permiten combinar todos estos parámetros en un ejercicio de modelización y que dan como solución un sistema energético óptimo a medio y largo plazo en el que se satisface la demanda energética bajo determinadas restricciones medioambientales, políticas, tecnológicas y/o económicas.

En este artículo se ha usado un modelo de estas características para mostrar un posible camino para alcanzar un modelo energético más sostenible en el año 2030.

Modelo del sistema energético español, Times-Spain

Un modelo energético es una representación matemática de un sistema energético. Hay muchos tipos de modelos energéticos pero en este artículo nos ocuparemos de los modelos energéticos de optimización que sirven para la representación, optimización y análisis de sistemas energéticos. Entendemos por optimización la maximización del beneficio total (consumidor y productor) dadas las características del sistema energético (tecnologías, recursos) y satisfaciendo las demandas de servicios energéticos finales y cualquier otra restricción medioambiental (emisiones de CO₂), económica o política (Directiva 2009/28/CE).

Se ha optado para este ejercicio por el modelo TIMES-Spain desarrollado en CIEMAT (www.ciemat.es) con el generador de modelos TIMES del programa ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme) de la Agencia Internacional de la Energía Loulou R. et al., 2005).

TIMES-Spain es un modelo tecno-económico del sistema energético español fruto de la participación de la Unidad de Análisis de Sistemas Energéticos de CIEMAT en dos proyectos europeos, NEEDS(1) y RES2020(2), y forma parte del modelo Pan Europeo Times (PET) del sistema energético de la UE27 más Noruega, Islandia y Suiza, resultado de ambos proyectos.

Las principales características de este modelo son:

- Consiste en una extensa base de datos económicos, técnicos y medioambientales de cientos de tecnologías energéticas actuales y futuras del sistema energético español.
- Se trata de un modelo *bottom-up* que analiza toda esta información en detalle para llegar a una solución única.
- Su horizonte temporal llega hasta 2050 aunque los mejores resultados son los producidos hasta 2020 o 2030 ya que las incertidumbres son menores.
- Es un modelo dinámico en cuanto que genera resultados para distintos periodos de tiempo a la vez.
- Es un modelo de equilibrio parcial. De equilibrio, porque los suministradores proporcionan exactamente la cantidad de entradas en los procesos que necesitan los consumidores, y parcial porque sólo se modeliza una parte de la economía, en este caso el sector energético.
- Considera un mercado competitivo con visión perfecta donde ningún participante puede ejercer individualmente ningún poder sobre éste y todos los participantes tiene acceso a la información, todos conocen cuál va a ser la demanda en un tiempo futuro y cómo van a ser las tecnologías y combustibles que cubran esa demanda.

- En el modelo la demanda es elástica, depende de la variación de los precios.
- Contempla 5 sectores de demanda: agricultura, residencial, comercial, industria y transporte.
- El sector suministro comprende las actividades de obtención del combustible, la producción de energía primaria, la transformación en energía final, la importación y la exportación.
- El sector de generación eléctrica incluye a los auto-productores y a la cogeneración además de las grandes instalaciones fósiles, nucleares y renovables.
- El modelo incluye información detallada sobre los potenciales de los recursos renovables y contempla distintos factores de disponibilidad para las energías renovables en función de la estación del año.
- Incluye las emisiones de gases de efecto invernadero de todos los procesos que se dan en el sistema energético.

Entre las posibles aplicaciones del modelo están la evaluación del potencial de nuevas tecnologías para sustituir a otras en los mercados energéticos, el análisis de las consecuencias del agotamiento de los combustibles convencionales, el estudio de alternativas para mejorar la seguridad energética o para alcanzar los objetivos medioambientales, la valoración del impacto del comercio entre regiones o de efectos que tienen los instrumentos económicos como las tasas a las emisiones o las primas y subvenciones a determinadas tecnologías y el análisis retrospectivo (backcasting en inglés) para llegar a alcanzar el escenario de interés.

Escenarios energéticos sostenibles

Teniendo en cuenta la dependencia del exterior en energía primaria, la escasez de los recursos fósiles, las incertidumbres sobre el futuro nuclear, el potencial de energías renovables y la madurez de alguna de estas tecnologías en nuestro país, se ha planteado un escenario sostenible en 2020 y 2030 como transición a un sistema energético en 2050 en el que las emisiones de CO₂ se reduzcan un 80% sobre los valores de 1990. Este escenario de reducción ha sido ya analizado por distintas organizaciones a nivel global (WWF/Ecofys/OMA, 2011), europeo (European Climate Foundation, 2010; Greenpeace/EREC, 2010) y nacional (Fundación Ideas, 2009; Fundación CONAMA/ CCEIM, 2011) y supondría una reducción de la concentración de CO₂ hasta los 450 ppm con la consiguiente limitación del incremento de la temperatura global a 2°C.

En este artículo se mostrarán los resultados de un análisis retrospectivo donde partiendo de una situación futura a la que se quiere llegar retrocedemos para identificar las medidas y soluciones intermedias necesarias para alcanzarla. Para comparar los resultados, además de plantear el escenario sostenible se plantea un escenario base que incorpora todas las políticas energéticas y medioambientales en vigor.

Para construir ambos escenarios, es fundamental conocer la evolución de la demanda en los distintos sectores a lo largo de todo el periodo de estudio para establecer el sistema energético que la satisfaga. Para ello se calcula la proyección de la demanda atendiendo a la evolución de dos parámetros socioeconómicos fundamentales: el producto interior bruto (PIB) y la población. La evolución del PIB es el resultado de la ejecución de un modelo macroeconómico, el GEM-E3(3), realizada en el marco del proyecto RES2020. Esta evolución no ha podido ser ajustada al escenario de recesión económica que vivimos actualmente, por lo que el ritmo de la demanda de energía en valores absolutos estará sobreestimada, lo cual ha de ser tenido en cuenta a la hora de interpretar los resultados. En cuanto a la evolución de la población, se ha considerado la previsión del Instituto Nacional de Estadística(4) (INE).

Las hipótesis consideradas en cada escenario en particular se definen a continuación:

- **Escenario base:** como se ha dicho este escenario contempla las políticas existentes como los objetivos de penetración de energías renovables marcados por la Directiva 2009/28/EC, donde un 20% del consumo energético final y un 10% del consumo final de energía en el transporte en 2020 han de ser con fuentes renovables y las emisiones de CO₂ en 2020 serán un 20% inferiores a las emisiones de 1990. Para ello se ha tenido en cuenta, por un parte, la existencia del mercado de emisiones de CO₂ para los sectores que participan en el mismo mediante la aplicación de una tasa de 20 Euros2005/tCO₂ para 2020 y de 24 Euros2005/tCO₂, a partir de 2030 y hasta 2050. Y para los sectores que no entran en este mercado se han limitado las emisiones de acuerdo a las indicaciones de la Directiva sobre el reparto del esfuerzo de reducción, en nuestro caso un 10% sobre las emisiones de 2005 en el año 2020. Además se ha limitado el CO₂ total en 2020 procedente de todos los sectores al 80% de las emisiones de 1990. Estos mismos límites se han mantenido en todo el horizonte de modelización hasta 2050.

En cuanto a las mejoras en la eficiencia energética, se ha considerado que mejorará en un 22% en el sector residencial y de servicios respecto del año 2000 en base a mejoras de la envolvente térmica y optimización del diseño de los edificios para reducir al máximo las demandas energéticas. En cuanto al sector transporte se ha supuesto una mejora del 10% respecto de la existente en 2000, mediante diferentes medidas tendentes a mejorar los patrones de conducción y a reducir los transportes innecesarios.

También, de acuerdo a los planes en preparación del Gobierno para la introducción del coche eléctrico, se ha supuesto que en 2020 el parque de automóviles contará con un millón de estos vehículos.

Por último, en lo que a energía nuclear se refiere, se ha considerado que no se instalarán nuevas plantas y las plantas actuales se cerrarán al final de su vida útil. Todas estas hipótesis se mantienen constantes hasta el final del periodo de modelización, 2050.

- **Escenario sostenible:** este escenario parte de las hipótesis del escenario base y va más allá en cuanto a medidas que actúan sobre los sectores de demanda y oferta. Entre las primeras contempla que dentro del sector de la edificación, cada año hasta 2050 se rehabilitarán 500.000 viviendas con el fin de conseguir un ahorro energético del 50% y que todas las nuevas viviendas tienen una demanda energética un 80% inferior a la actual. Esto supone un ahorro del 46% en 2050. En el transporte se ha considerado un aumento de la eficiencia en 2020 de un 22% respecto de la existente en el año 2000 y un parque de vehículos eléctricos de pasajeros de 2,5 millones en 2020, 5 millones en 2030 y 15 millones en 2050. Se ha considerado asimismo que el transporte de mercancías experimenta un cambio modal radical hacia el transporte ferroviario. De esta forma, en 2020, un 10% de la demanda de transporte total de mercancías por carretera pasa a transporte en tren, en 2030 un 30% y en 2050 un 70%.

En cuanto a las medidas de oferta, se considera una penetración elevada de tecnologías renovables, basada en el elevado potencial disponible y la previsible reducción de costes de las mismas en contraposición a la subida previsible del coste de los combustibles fósiles. Los potenciales han sido tomados de la literatura (Greenpeace/EREC, 2007; Toom, 2007; Resch et al, 2006; Fischer, G., Hertz, E., Prieler, S., van Velthuisen, H., 2007. EUROELECTRIC, 2006.

En ambos escenarios se ha incluido el sistema de primas a las tecnologías eléctricas del Régimen Especial, actualizadas al año 2009, y las distintas ayudas a la inversión disponibles para otras tecnologías renovables. En cuanto a los precios de los combustibles fósiles, el precio del barril de petróleo considerado ha sido el estimado por el WEO 2008 (OECD/ IEA, 2008) en alrededor de 100 dolares por barril en 2010.

Resultados

En este apartado se muestran los resultados obtenidos para los escenarios sostenibles en 2020 y 2030 con el modelo energético TIMES-Spain.

Consumo de energía primaria

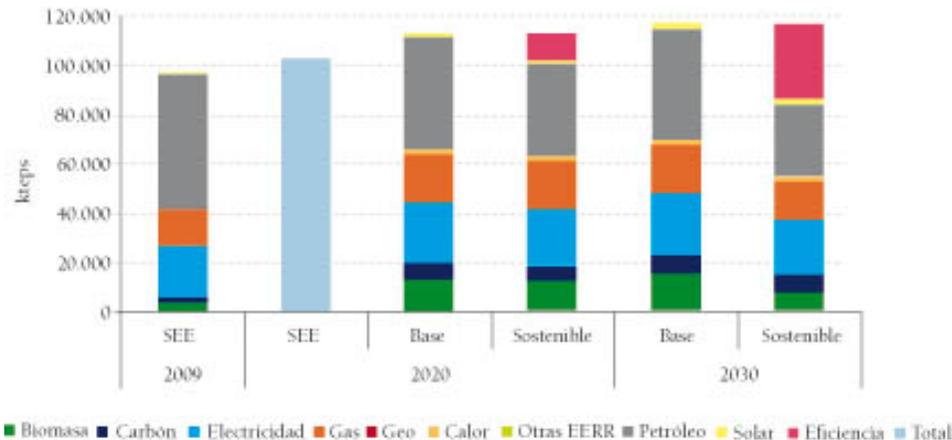
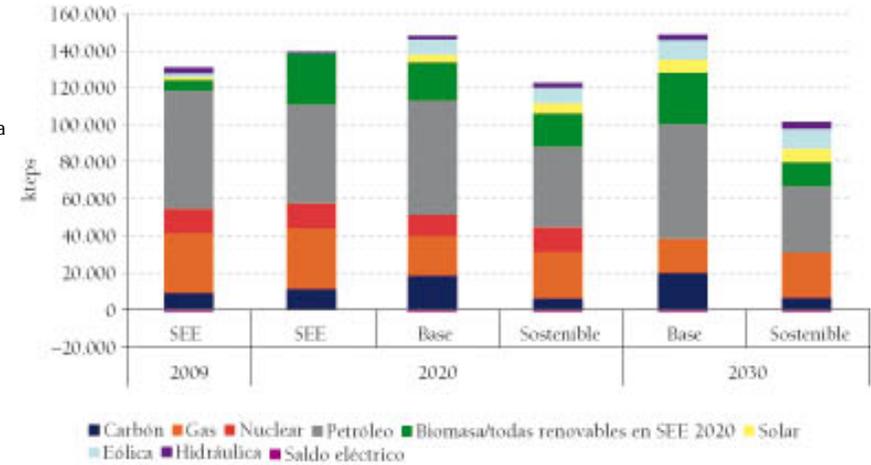
La evolución del escenario base muestra una tendencia creciente de consumo de energía primaria que en 2030 es un 15% superior al consumo del año 2009. En 2020 la estructura de consumo de energía primaria es similar a la existente en el año 2009 con una mayor contribución del carbón y de las energías renovables. En 2030, la energía nuclear desaparece y aumenta el consumo de carbón, petróleo y también de energías renovables.

En el escenario sostenible, llama la atención el hecho de que el consumo de energía primaria en el año 2030 se ve reducido en un 25% respecto al año 2009, debido sobre todo a las reducciones en los sectores residencial, servicios y transporte.

La contribución de las energías renovables alcanza el 35%, mientras que la energía nuclear desaparece del escenario energético en 2030.

El consumo de energía primaria fósil también disminuye sensiblemente entre 2009 y el escenario sostenible en 2030, más en el caso del carbón y el petróleo que en el gas. Su consumo se mantiene sobre todo en el sector industria.

[Figura 2. Consumo de energía primaria en los escenarios base y sostenible]



Consumo de energía final

En cuanto a la evolución del consumo energía final, el escenario base muestra una tendencia creciente alcanzando en 2030 un consumo de energía final un 19% superior al correspondiente consumo en el año 2009. La estructura de este consumo es similar a la actual con mayor contribución de las energías renovables y menor participación del petróleo.

En el escenario sostenible, el consumo de energía final en el año 2030 se reduce en un 12% con respecto a 2009. Las medidas de eficiencia adoptadas en los distintos sectores y el uso de tecnologías más eficientes permiten ahorrar un 26% del consumo energético final total en 2030 respecto al escenario base ese mismo año. En cuanto a la electricidad, su participación en el consumo de energía final aumenta desde el 21% en 2009 hasta un 27% en el escenario sostenible 2030. La diferencia en la evolución del consumo de la energía primaria y final se debe a una mayor eficiencia del sistema energético en el escenario sostenible.

La biomasa en 2030 aumenta su participación en la energía final tanto en el escenario base como en el sostenible. El carbón mantiene una cuota de participación en el consumo de energía final debido a su uso en el sector industrial así como el gas que incrementa ligeramente su tasa de penetración. El consumo de petróleo

[Figura 3. Consumo de energía final por combustible en los escenarios base y sostenible]

se reduce desde un 57% del total en 2009 hasta un 34% en 2030 en el escenario sostenible y mucho más en términos absolutos.

Por sectores, el transporte pasa de contribuir en un 39% al consumo final de energía en 2009 a un 18% en el escenario sostenible 2030. Los sectores residencial, servicios y agrícola reducen su contribución al consumo final pasando del 28% en 2009 al 24%. El único sector que aumenta su participación en el consumo final de energía entre 2009 y el escenario sostenible 2030 es la industria que pasa de un 33% a un 58%. Comparando los dos escenarios de 2030 se observa que en el base la participación del sector industria es todavía mayor siendo la diferencia de 10.500 kteps lo que supone un ahorro del 18% en el consumo de este sector entre el escenario base y el sostenible.

En cuanto al consumo final de combustibles por sector, ambos escenarios muestran un incremento del consumo de energía final en el sector industrial aunque bastante mayor en el caso del escenario base. En el escenario sostenible 2030, el 58% del consumo en la industria es de combustibles fósiles mientras que la electricidad supone el 27% y la biomasa el 11%. El carbón se consume fundamentalmente en la siderurgia e industria del cemento ya con tecnologías más eficientes y provistas de sistemas de captura de CO₂.

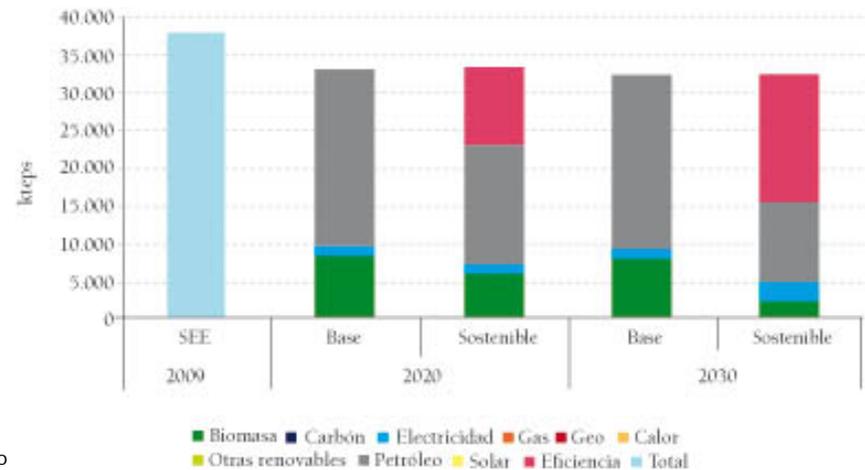
Sector transporte

En el transporte, en ambos escenarios se observa una reducción de consumo final en 2030 que, en el caso del escenario sostenible es muy importante suponiendo un 59% menos que en 2009. La razón de esta reducción está en la introducción de vehículos eléctricos y más eficientes además de un cambio en el patrón de uso y conducción y un cambio modal en el transporte de mercancías. El uso de los vehículos eléctricos y el aumento del uso de los trenes también eléctricos hacen que se incremente el consumo de electricidad y su participación en el consumo total. A su vez el consumo de petróleo se reduce a la mitad con respecto al año base.

En 2030 en el escenario sostenible, el consumo de energías renovables en el transporte alcanza el 26%, de los cuales el 15% se debe al consumo de biocombustibles.

Por último, en los sectores residencial, de servicios y agrícola, igual que en el transporte, también se reduce el consumo de energía final en el año 2030 respecto del año 2009 en ambos escenarios, especialmente en el caso del escenario sostenible. Esta reducción se debe a la introducción de tecnologías más eficientes junto con la mejora de la envolvente térmica de los edificios existentes y la optimización del diseño de las nuevas construcciones, todo ello para disminuir la demanda energética. Tanto el gas como el petróleo juegan todavía un papel importante en 2030 en estos sectores suponiendo cerca del 32% del consumo final en el escenario sostenible. Esta elevada participación se debe a la gran disminución del consumo total. El consumo de energías renovables, incluyendo la electricidad que en 2030 es 100% renovable, supone el 45% del total.

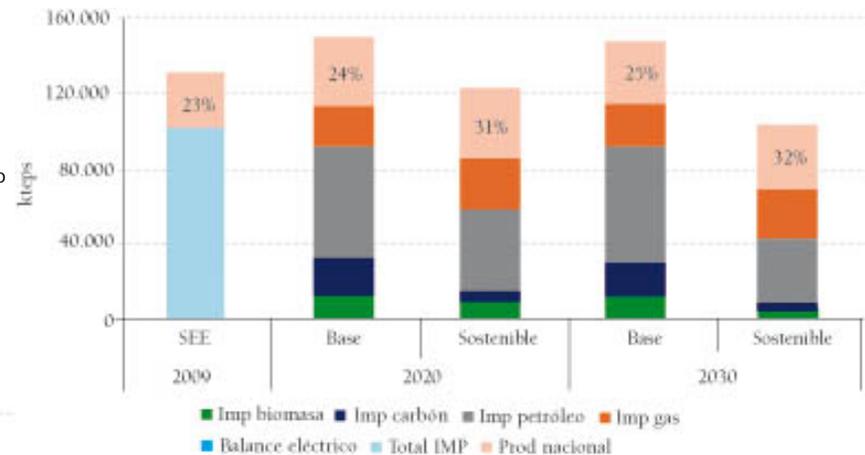
[Figura 6. Consumo de energía final en el sector transporte en los escenarios base y sostenible]

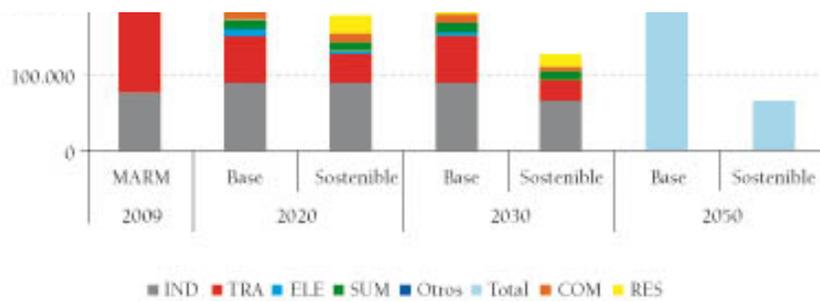


Dependencia energética

Como consecuencia inmediata de la reducción de la demanda gracias a las medidas de ahorro y del aumento de la participación de las energías renovables en el sistema, la dependencia energética va a disminuir en el medio y largo plazo. Todos los escenarios futuros muestran un mayor grado de autoabastecimiento, especialmente en el caso del escenario sostenible. El nivel de autoabastecimiento pasa de un 22% en 2009 (era del 17% en 2008) a un 32% en el escenario sostenible de 2030. Como además se ha visto anteriormente, el consumo de energía primaria también se reduce en un 22%, contribuyendo también a que la importación de ésta energía descienda de un modo considerable suponiendo en el escenario sostenible de 2030 un 32% inferior a 2009 y evitándose importaciones de 32.572 ktep. En comparación con el escenario base, se reducen fundamentalmente las importaciones de petróleo y carbón, pero también de biomasa.

[Figura 8. Importación de energía y grado de autoabastecimiento en los escenarios base y sostenible]





[Figura 9. Emisiones de CO₂ en los escenarios base y sostenible]

Emisiones de CO₂

El objetivo de este estudio era plantear un escenario ambicioso de reducción del 80% de las emisiones de CO₂ en 2050 con unos objetivos intermedios en los años de transición 2020 y 2030 en los que las reducciones serán del 30% y 50% respectivamente. Igual que en el caso de la dependencia energética, las reducciones son consecuencia de la reducción en la demanda y de la incorporación masiva de tecnologías bajas en emisión, de ahí la diferencia entre las emisiones en el escenario base y el escenario sostenible, mucho mayor en 2030 y 2050.

En la Figura 9 se representan las emisiones de CO₂ por sector. Las mayores reducciones corresponden al sector de generación de electricidad que en los escenarios sostenibles 2020 y 2030 supone un 2% y 0% respectivamente ya que en este año la generación de electricidad es 100% renovable. En el escenario sostenible de 2030, la mayor contribución a las emisiones totales de CO₂ corresponde al sector industrial debido a un mayor uso de combustibles fósiles. En este sector se hace necesaria la incorporación de técnicas de captura y secuestro de CO₂ en las actividades industriales para reducir aún más las emisiones.

Sector eléctrico

Las restricciones a las emisiones de CO₂

en 2020 y 2030 hacen que aumente considerablemente la participación de las energías renovables en el sistema alcanzando en 2020 un 70% de la electricidad generada y en 2030 el 100%.

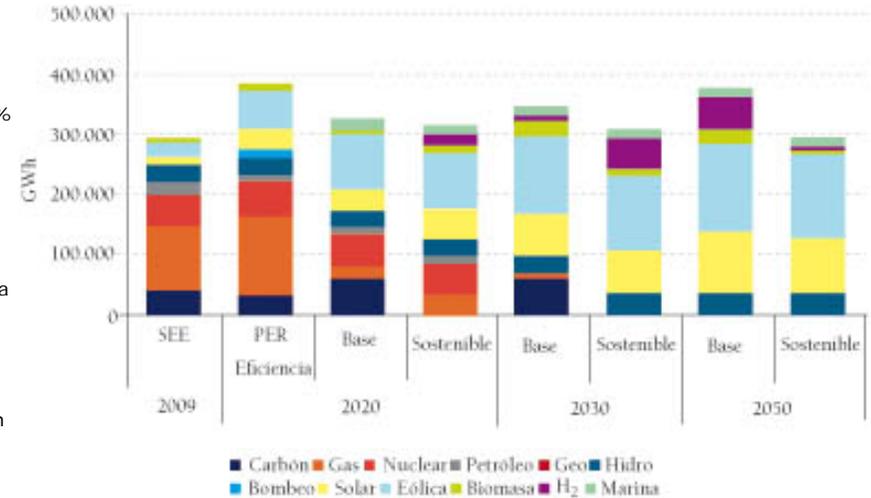
En la Figura 11 se pueden comparar los resultados del modelo para 2020 con la proyección del Plan de Energías Renovables de España (PER) 2011- 2020(5). En el escenario sostenible 2020, la penetración de las renovables es un 30% mayor que la prevista por el nuevo PER.

La introducción masiva de las renovables desplaza el uso de los combustibles fósiles desapareciendo el carbón en los escenarios sostenibles 2020 y 2030 y el gas en el escenario sostenible 2030. También en el escenario sostenible en 2030 desaparece la energía nuclear como consecuencia de la finalización de la vida útil de las plantas actuales, pasando entonces este escenario a ser 100% renovable.

Entre las renovables, la tecnología con mayor participación en todos los escenarios es la eólica, que supone un 30% en 2020 y un 41% en 2030 en el escenario sostenible de 2030, seguida de la solar con un 16% en 2020 y un 22% en 2030 en el mismo escenario. La bioelectricidad alcanza una penetración del 4% en 2020 y 2030 y aparecen las tecnologías marinas (de marea y de olas) también con un 4% en 2020 y 2030.

En 2020 en el escenario sostenible y en 2030 en todos los escenarios, se incorpora al sistema la tecnología de pilas de combustible estacionarias que en el escenario sostenible de 2030 supone un 17% de la producción eléctrica total. Este hidrógeno es de origen renovable ya que procede de la gasificación de biomasa.

[Figura 10. Producción de electricidad en los escenarios base y sostenible]



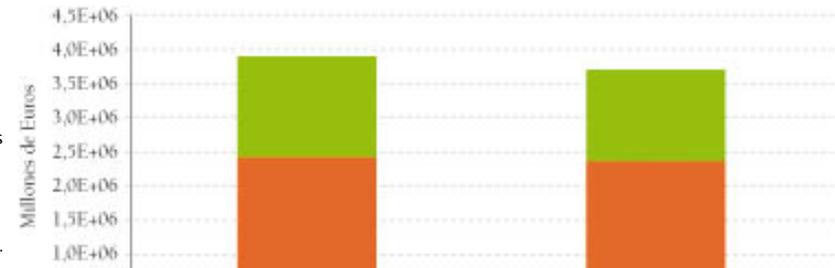
Costes del sistema

Hasta ahora se ha visto cómo es posible alcanzar escenarios energéticos futuros con menos emisiones de CO₂ y menos

dependencia energética del exterior. Se ha visto qué tecnologías entrarían a formar parte de estos sistemas y con qué participación. La siguiente cuestión que se plantea es el coste que esto supone y si es viable.

Partiendo de unos costes de tecnologías y acciones conservadores y de fuentes objetivas como la Agencia Internacional de la Energía, los resultados obtenidos muestran que los costes totales del escenario sostenible se reducen con respecto al escenario base debido sobre todo al ahorro en el consumo energético.

[Figura 11. Costes del sistema energético hasta 2030 en los escenarios base y sostenible]



(Figura 11).

Un factor importante en la reducción del coste total es el descenso de los costes de operación variables, 11% más bajos en el escenario sostenible debido a la reducción del consumo de combustibles fósiles. Otros costes como los de inversión y de operación fijos también se ven reducidos, ambos en un 6%, respecto del escenario base.

Los costes de inversión de las nuevas tecnologías se van reduciendo según se van incorporando en el sistema y haciendo maduras y van mejorando las economías de escala.

Se ha visto como la reducción de la demanda es determinante en la reducción de costes, pero estas medidas de reducción también tienen a su vez un coste que hay que tener en cuenta. Algunas medidas tienen asociados costes de adaptación, transición o pérdida de bienestar (Linares, P. y X. Labandeira, 2010.). Estos costes son los que se muestran en la figura como costes de la elasticidad de la demanda. Las medidas que se han considerado en este trabajo (véase definición del escenario sostenible y para más información el Informe Cambio Global España 2020/50. Energía, economía y sociedad de la Fundación CONAMA y el CCEIM) tienen un coste social reducido al combinar el coste tecnológico con el cambio de hábitos a través de información a la población, concienciación y mejora de la planificación.

Es necesario tener en cuenta que los costes de implantación de algunas de las distintas medidas de eficiencia planteadas en los sectores de demanda (mejora de la envuelta térmica de los edificios, coste de las infraestructuras necesarias para el cambio modal en el sector de transporte hacia el transporte por tren) no se han contabilizado.

Con respecto al sector eléctrico, el aumento en el uso de la electricidad en el sistema energético y la mayor participación de las energías renovables hacen que los costes de generación eléctrica suban tanto en el escenario base como en el sostenible hasta el año 2020. Después esta tendencia se invierte en el escenario sostenible. Es interesante destacar la diferencia entre los costes del sistema eléctrico sin la adopción de medidas de eficiencia ni de reducción de emisiones y los costes del sistema sostenible pues ya en 2030 estos últimos son inferiores.

Si atendemos sólo al aumento de los costes de la producción de electricidad desde el año de referencia hasta 2030, éstos son el doble debido al gran aumento de la demanda total de electricidad (lo que implica que el coste por MWh no es tan alto) y debido también a los costes de electricidad en nuestro país que son artificialmente bajos e inferiores, en general, a los del resto de Europa, por lo que existe todavía un importante recorrido para la equiparación de estos costes con los países de nuestro entorno.

Conviene recordar que mientras los costes de inversión de las tecnologías renovables se van abaratando con su incorporación al mercado y el recurso es libre e inagotable, los costes de los combustibles fósiles van en aumento y hacia su agotamiento.



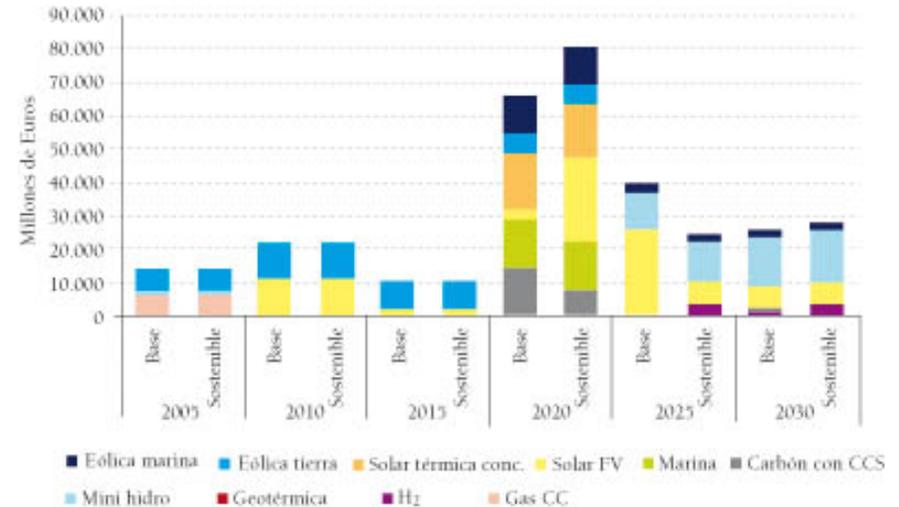
Costes de inversión del sector eléctrico

[Figura 13. Coste de las nuevas inversiones en el sector eléctrico en los escenarios base y sostenible]

Respecto a los costes de inversión de las nuevas tecnologías del sector eléctrico, la Figura 13 muestra la inversión total necesaria en nuevas capacidades. Durante los primeros periodos, en ambos escenarios es necesario realizar inversiones en energía eólica y solar fotovoltaica.

Las mayores inversiones se producen alrededor del año 2020 en los dos escenarios, momento en el que muchas de las plantas actuales agotan su vida útil. En este momento, ambos muestran la necesidad de invertir en nuevas tecnologías renovables y fósiles con captura de CO₂. Así, se producen importantes inversiones en solar fotovoltaica y térmica, eólica terrestre y también marina, así como tecnologías marinas y centrales de carbón con captura de CO₂.

En los periodos siguientes se sigue invirtiendo en solar fotovoltaica y eólica terrestre. A partir de 2025 en el escenario sostenible y de 2030 en el escenario base, es necesario empezar a invertir en tecnologías de pilas de combustible de hidrógeno.



Conclusiones

A lo largo de este artículo hemos tratado de mostrar cómo puede evolucionar el sistema energético español con las políticas y medidas actuales en lo que hemos llamado escenario base, así como un camino posible para alcanzar un sistema energético más sostenible en el futuro.

Hemos visto cómo las medidas planteadas logran promover la incorporación de energías renovables al sistema y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aunque no logran reducir los consumos energéticos ni reducir sensiblemente la dependencia energética.

El escenario sostenible planteado, siendo mucho más exigente en cuanto a reducción de emisiones y de medidas de eficiencia energética, nos muestra cómo es posible alcanzar escenarios energéticos futuros con muchas menos emisiones de CO₂ y menos dependencia energética del exterior con un coste total menor que el del escenario base.

Alcanzar un modelo energético más sostenible es posible y viable.

Referencias

- EurObserv'ER, 2011. 10th report on "The State of Renewable Energies in Europe".
- EURELECTRIC, 2006. Statistics and Prospects for the European Electricity Sector. (EURPROG 2006). 34th edition. Union of the Electricity Industry, 283p.
- European Climate Foundation, 2010. Roadmap 2050. A Practical Guide to a prosperous, Low-Carbon Europe. Technical Analysis.
- Fischer, G., Hiznyik, E., Prieler, S., van Velthuisen, H., 2007. Assessment of biomass potentials for biofuel feedstock production in Europe: methodology and results. WorkPackage2—Biomass Potentials for Bio-fuels: Sources, Magnitudes, Land Use Impacts. REFUEL Project. International Institute for Applied Systems Analysis, 81p.
- Fundación CONAMA/CCEIM, 2011. Cambio Global España 2020/50. Energía, economía y sociedad.
- Fundación Ideas, 2009. Un nuevo modelo energético para España. Recomendaciones para un futuro sostenible.
- Greenpeace International and EREC, 2007. Energy[r]evolution, a Sustainable World Energy Outlook. Greenpeace International, European Renewable Energy Council, 212p.
- Greenpeace/EREC, 2010. Energy [r]evolution. Towards a fully Renewable Energy Supply in the EU 27.
- IDAE, 2011. Plan de Acción Nacional de las Energías Renovables 2011-2020.
- Linares, P. y X. Labandeira, 2010. "Energy efficiency: Economics and policy", Journal of Economic Surveys. vol. 24, no. 3, pp. 573-592, julio 2010.
- Loulou R. et al., 2005. Documentation for the TIMES Model. Part I. ETSAP.
- Mendiluce, M., 2010. Análisis de la evolución de la intensidad energética en España. Economics for Energy ed.
- OECD/IEA, 2008. World Energy Outlook 2008.
- RES2020 Monitoring and Evaluation of the RES directives implementation in EU27 and policy recommendations for 2020. Reference Document on Renewable Energy Sources Policy and Potential Deliverables D.2.2 and D.2.3. Project no: EIE/06/170/SI2.442662 Disponible en http://www.res2020.eu/files/fs_inferior01_h_files/pdf/deliver/RES2020-D22-D23_Reference_Document_on_Renewable_Energy_Sources_Policy_and_Potential.pdf
- Resch, G., Faber, T., Haas, R., Ragwitz, M., Held, A., Konstantinaviciute, I., 2006. Potential and cost for renewable electricity in Europe. Report (D4) of the IEE Project OPTRES: Assessment and Optimisation of Renewable Support Schemes in the European Electricity Market. Vienna University of Technology, Institute of Power Systems and Energy Economics, Energy Economics Group, 75p.
- San Miguel G. et al., 2010. An update of Spanish renewable energy policy and achievements in a low carbon context. Journal of Renewable and Sustainable Energy 2, 031007.
- Secretaría de Estado de la Energía, 2010. La energía en España 2009.
- Secretaría de Estado de la Energía, 2011. Balance energético 2010. Presentación de F. Maciá. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 28 de marzo de 2011.
- Toorn, G., 2007. EUTradewind, WP2-Wind Power Capacity Data collection. Garrad Hassan and Partners Ltd., EIE/06/022/SI2.442659,38.
- WWF/Ecofys/OMA, 2011. The Energy Report. 100% renewable energy by 2050.

Notas

(1) New Energy Externalities Development for Sustainability, <http://www.needs-project.org/>

(2) Monitoring and Evaluation of the RES directives implementation in the EU27 and policy recommendations for 2020, <http://www.res2020.eu/>

(3) <http://www.gem-e3.net>

(4) <http://www.ine.es>

(5) IDAE, 2011.

Otros artículos relacionados con: [energía](#), [economía](#), [desarrollo sostenible](#)



Como se mencionaba en la introducción, el cambio de paradigma energético es una necesidad no sólo por factores medioambientales, sino que existen otros elementos que también hacen necesaria esta transición. Debemos considerar, por ejemplo, la seguridad en el suministro energético. Actualmente, y debido a un modelo energético esencialmente fósil, dependemos en gran medida de la producción de petróleo y gas. El hecho de que las principales reservas se localicen en regiones conflictivas desde un punto de vista geopolítico, complica sustancialmente la seguridad energética. Y además no conviene olvidar que las reservas fósiles son limitadas, y por tanto es preciso buscar alternativas. Como consecuencia, un escenario en el que se pudiese garantizar el suministro de energía con independencia de este tipo de recursos es altamente deseable. Y es por ello que muchos gobiernos están impulsando determinadas fuentes de energía alternativas, entre las que se incluyen las renovables, los hidratos de metano o el gas de esquisto. También es preciso tomar en consideración el coste de producción de la energía, y no sólo considerando el coste directo, sino también el coste de las potenciales externalidades negativas derivadas de su utilización.

González.]

De este modo, y aunque existen más variables a tener en consideración a la hora de definir el modelo energético, es el trinomio medio ambiente – seguridad en el suministro e independencia energética - coste, el que un mayor impacto tiene. Y aquí entramos en un interesante debate sobre cuál de estos factores ha de tener un mayor peso.

Acabamos de mencionar como fuentes alternativas de energía el gas de esquisto y los hidratos de metano, por poner dos ejemplos concretos. El primero de estos recursos, también conocido como gas pizarra o *shale gas*, es gas natural que en lugar de encontrarse almacenado en bolsas, como el gas convencional, aparece enquistado dentro de bloques de rocas sedimentarias formadas a partir de materiales orgánicos. Pese a cierta incertidumbre sobre el volumen total de reservas recuperables, existe consenso en que el potencial de este tipo de gas es superior al del gas natural convencional, en tanto que se estima que sus reservas son varias veces mayores. En lo que se refiere a los hidratos de metano, no son sino depósitos de gas metano congelado en el fondo marino. Nuevamente nos encontramos con un recurso extremadamente abundante, cuyas reservas podrían ser muy superiores a las del resto de recursos fósiles. Dado que existen reservas de ambos recursos en diferentes regiones del planeta, no es de extrañar que aquellos países que disponen de ellas encuentren muy atractivo tratar de desarrollarlas. El gas de esquisto por ejemplo está siendo muy impulsado en Estados Unidos, mientras que Japón lleva años trabajando en la extracción de hidratos de metano. También podríamos hablar de la energía nuclear de fisión, que pese a la reciente catástrofe de Fukushima, sigue siendo apoyada por determinados países.



Estas y otras fuentes de energía comparten un denominador común; si bien podrían contribuir a una mayor seguridad en el suministro y a incrementar la independencia energética(1) a un coste razonable, presentan importantes problemas medioambientales. En el caso del gas de esquisto, su obtención se basa en la fractura de la roca rica en gas para su posterior extracción. Pero en cada fractura hidráulica se requieren varios millones de litros de agua. Y lo que resulta más importante para sus críticos; ciertos desechos líquidos contienen los aditivos utilizados en la operación, con el consiguiente riesgo de contaminación de terrenos y acuíferos próximos. Los hidratos de metano presentan también su problemática medioambiental; la combustión del metano libera CO₂, y además el metano es en sí mismo un potente gas de efecto invernadero, por no hablar del riesgo de desestabilizar el lecho marino durante el proceso de extracción, provocando ya sea una fuga masiva de metano o deslizamientos de tierra en los litorales. En el caso de la fisión nuclear, la catástrofe de Fukushima ha puesto de nuevo encima de la mesa las consecuencias de un accidente, pero incluso al margen de ello, la gestión de los residuos nucleares producidos en las centrales es un problema difícil de gestionar.

También hemos mencionado las energías renovables, como fuentes alternativas a los combustibles fósiles usados en la actualidad. En el ámbito de la energía para el transporte, los biocombustibles ya son una realidad, y la segunda generación de bioetanol, que utiliza como materia prima cultivos energéticos no aptos para el consumo humano, será viable comercialmente en muy corto plazo. A nivel de generación eléctrica, la energía eólica y la solar, tanto fotovoltaica como termoeléctrica, ya han alcanzado un grado de madurez suficiente como para considerarse una alternativa real, pese a que su coste es en general superior al de otras fuentes(2). Aun así su principal problema es la gestionabilidad; su producción es discontinua y depende en gran medida del momento en que sopla el viento o brilla el sol(3), que no tiene por qué coincidir con los momentos en los que se demanda la energía. Por tanto, si bien las renovables contribuyen positivamente a la seguridad en el suministro al tiempo que minimizan el impacto medioambiental, tampoco están exentas de desafíos que deben solucionarse. En este sentido, más adelante analizaremos como las tecnologías del hidrógeno y las redes inteligentes pueden contribuir de forma significativa a integrar las energías renovables en el sistema eléctrico de un modo eficiente, permitiendo así un peso cada vez mayor en el mix eléctrico.

De este modo nos encontramos con que existen diversas alternativas, pero algunas de ellas como el gas de esquisto, los hidratos de metano o la fisión nuclear, si bien contribuyen o podrían contribuir a la seguridad en el suministro a un coste razonable, presentan un impacto negativo en la dimensión medioambiental. Otras, como las energías renovables, presentan un buen equilibrio en las tres dimensiones del trinomio, pero nos obligan a afrontar nuevos desafíos como su gestionabilidad. Y encontramos también soluciones como la fusión nuclear, cuyo principal problema es su horizonte de viabilidad, que a día de hoy sigue siendo bastante lejano. La conclusión es clara: no existen soluciones milagrosas que solventen de un plumazo los problemas energéticos que debemos afrontar. Pero sí que existen alternativas mejores que otras, y es por ellas por las que debemos apostar.

Hacia un mix energético equilibrado

[Planta de bioetanol]



En todo caso, es difícilmente cuestionable que el actual modelo energético es, a todas luces, insostenible, tanto desde la óptica medioambiental como desde la óptica de seguridad en el suministro e independencia energética, ya que a corto plazo nos topamos con la inestabilidad geopolítica de algunos de los principales países productores, y a largo plazo con el agotamiento de los recursos fósiles. Y he aquí el verdadero debate: al definir nuestro futuro modelo energético ¿debemos tener en consideración únicamente algunos de los factores o es necesario considerarlos todos de forma simultánea?

La respuesta es, desde nuestro punto de vista, muy clara: debemos considerar los tres elementos: medio ambiente, seguridad en el suministro y coste. Dicho esto, los problemas medioambientales derivados del uso de combustibles fósiles parecen, a día de hoy, difícilmente solucionables. Por el contrario, las dificultades que deben afrontar las energías renovables sí podrían llegar a solventarse en el corto y medio plazo. Por una parte los costes de generación renovable están disminuyendo muy rápidamente, y por otra, ya se están desarrollando alternativas para mejorar su gestionabilidad. Y eso nos lleva necesariamente a pensar en un futuro mix energético más racional, con un creciente peso de energías limpias, pero en el que la transición se lleve a cabo de un modo ordenado.

En el mundo de las energías renovables, y si excluimos la energía hidroeléctrica (4), hemos vivido hasta el momento dos olas diferentes. La energía eólica fue la primera de ellas, y la segunda la solar. Actualmente está despegando una tercera, la energía de mares y océanos, aunque probablemente tardará aún algunos años en llegar a ser comercialmente viable. La energía eólica presenta ya unos costes muy razonables bajo determinadas circunstancias, aunque su gestionabilidad sigue siendo el principal problema. Este tipo de generación depende del momento en que sople viento, que no tiene por qué coincidir con los momentos de mayor demanda. Dado que la electricidad es difícilmente almacenable, aparecen dificultades en la gestión de este tipo de energía, a las que hay que añadir ciertos problemas técnicos adicionales derivados de su integración en la red eléctrica. Y algo similar ocurre con la energía solar fotovoltaica. En el caso de la solar termoeléctrica, el almacenamiento de calor en sales fundidas es una alternativa viable para permitir que este tipo de centrales sean capaces de generar incluso en ausencia de radiación solar, aunque es cierto que no se alcanza el nivel de gestionabilidad de, por ejemplo, una central de carbón.

No obstante, ya se están desarrollando soluciones para facilitar la integración de renovables en la red. Por una parte encontramos las llamadas redes inteligentes o *smartgrid*, que buscan optimizar la producción y la distribución de electricidad con el fin de equilibrar mejor oferta y demanda. Por otra, las tecnologías del hidrógeno, que integradas en sistemas de generación renovable, pueden solucionar en gran medida sus problemas de gestionabilidad, almacenando energía en forma de hidrógeno en momentos de baja demanda, y liberándola después a la red cuando sea necesaria.

En este sentido, una combinación de las redes inteligentes con las tecnologías del hidrógeno permitirá una transición suave hacia un modelo energético más sostenible. Sin embargo, ambas tecnologías necesitan aun algunos años para llegar a desarrollar todo su potencial. Entre tanto, son los mercados de carbono el mecanismo que está tratando de favorecer el cambio hacia una economía verde.

Mercados de carbono: una parte esencial en la transición a un mix energético equilibrado

[Plantas solares con tecnología de torre]

En el ya mencionado trinomio medio ambiente – seguridad en el suministro e independencia energética – coste, los mercados de carbono permiten incorporar en el coste de producción de las energías convencionales su impacto medioambiental. Dar un valor a las emisiones de gases de efecto invernadero, favorece a las tecnologías limpias al hacerlas más competitivas, potenciando así su incorporación al mix energético. Adicionalmente, la incertidumbre regulatoria asociada a una hipotética escasez de créditos de carbono en los mercados, hace menos atractiva la inversión en producción de energía a partir de combustibles fósiles.

Sin embargo, el actual precio de mercado del carbono no permite el cambio tecnológico; para lograr viabilizar tecnologías como la eólica o la solar son necesarios incentivos adicionales o precios comparativos de energías fósiles mayores. No obstante, y aun siendo un incentivo insuficiente hoy por hoy, la presencia de los mercados de carbono sí ayuda a marcar tendencias. Es esperanzador saber que China, el mayor mercado para producción de créditos de carbono, ha conseguido en 2010 ser también el mayor promotor de energía eólica del mundo, constituyendo un mercado para esta tecnología renovables tres veces superior al norteamericano.

Situación actual de los mercados de carbono

Hoy por hoy hablar de mercados de carbono es hablar de Europa. El informe "State and Trends of the Carbon Markets 2010", del Banco Mundial, nos muestra que el 97% de las operaciones sobre derechos de emisión de CO₂ tienen su origen en nuestro continente. La situación es por tanto fácil de

resumir, y es que por los motivos que comentaremos más adelante, el resto de las naciones firmantes del Protocolo de Kyoto no han desarrollado hasta la fecha



su propio mercado de carbono, o si lo han hecho su volumen ha sido infimo frente a los 118.474 MUSD que el ETS (con E de Europa) movió en 2009. El bloque de los 27 países que constituyen la Unión Europea, mantiene la posición más coherente entre los países desarrollados en relación con los objetivos comunes derivados de las COP de Copenhague y Cancún de limitar el incremento de temperatura en el planeta a 2°C a finales del presente siglo. La Unión mantiene su senda de cumplimiento para el período 2008-12 en línea con los objetivos de reducción del 8% y ha aprobado objetivos de reducción del 20% para el año 2020, ampliables al 30% caso se consiga un acuerdo internacional. El ETS encara su tercer período (2012-2020) habiendo pasado ya las primeras enfermedades infantiles (fraude carrusel del IVA, sobreasignación en el periodo experimental, robo de emisiones, etc.) con el propósito de unificar todos los registros nacionales en un único registro europeo, las reglas de asignación, el sistema de subasta etc., reformas necesarias para dotar de mayor rigor y control al sistema.

En el caso de Estados Unidos, la primera economía del mundo continúa dilatando la toma de un compromiso de reducción de emisiones, a pesar de los intentos de aprobar una norma que afronte el problema del cambio climático. No obstante, sí ha habido varios intentos de hacerlo; el último, la "American PowerAct" (conocida popularmente como la "Kerry Lieberman Bill", "APA"), debería haber sido votada en verano de 2010. Sin embargo fue retirada y no fue sometida a votación al no contar con el número de votos necesarios para que la ley fuese aprobada. La APA preveía unos objetivos ambiciosos: (i) reducir en 2020 un 17% las emisiones tomando como referencia los niveles de 2005, aumentando el objetivo de reducción a un 80% en 2050; y (ii) establecer un sistema federal de "cap&trade" en 2013. No obstante lo anterior y si bien en la actualidad no se puede hablar de un mercado de carbono a nivel nacional, determinados estados norteamericanos sí han creado diversos programas estatales y regionales que están en funcionamiento o en desarrollo:

(i) *Regional Greenhouse Gas Initiative*(RGGI): este programa incluye a estados de la costa este de EE.UU. y comenzó en 2009 siendo el primer mercado regional de carácter obligatorio.

(ii) *The Western Climate Initiative*(WCI): esta iniciativa incluye a diversos estados de EE.UU. y Canadá, incluyendo un sistema de "cap&trade" que comenzará en 2012 y estará, previsiblemente, totalmente instaurado en 2015.

(iii) *Midwestern Greenhouse Gas Reduction Accord*(MAG): al igual que la anterior esta iniciativa incluye diversos estados de los EE.UU. y una provincia canadiense. No obstante el sistema prevé su entrada en vigor en 2012, todo apunta a que se retrasará.

(iv) Sistema cap&trade de California: previsto por la *Global Warming Solutions Act* (AB 32) debe estar definido en 2011 con la intención de que dé comienzo en 2012.

Siguiendo con el repaso de las principales economías del mundo, China tiene el dudoso honor de ser el mayor emisor de gases de efecto invernadero en términos anuales del planeta, habiendo desbancado a EEUU en el año 2008. No obstante en términos absolutos (toneladas de CO₂ emitidas desde 1850 hasta 2007, según datos del *World Resources Institute*) se mantiene en el tercer lugar, por detrás de Estados Unidos y la UE. Esto, unido a sus bajas emisiones per-cápita, son los motivos que aducen para no haber manifestado todavía metas absolutas de reducción, sino únicamente en base a reducciones de intensidad energética. Aun así, el gigante asiático es el principal vendedor de CER (*Certified Emission Reductions*) del mundo. A nivel voluntario y a través de colaboraciones entre los gobiernos municipales, se han establecido tres bolsas de intercambio de emisiones, en Beijing (CBEEEX, China Beijing Environmental Exchange), Tianjing (TEX, Tianjing Climate Exchange) y Shanghai (SEEE, Shanghai Environmental Energy Exchange). Se trata de pilotos para probar el uso de comercio de emisiones para apoyar la estrategia de mitigación del país, pero no involucran al gobierno central.

En otros países la situación de los mercados de carbono presenta sus propias peculiaridades. Japón se encuentra en el buen camino para obtener el objetivo de reducción asumido a nivel internacional. La tendencia del gobierno japonés es clara, en el sentido de seguir invirtiendo en la lucha contra el cambio climático, ya sea desarrollando sistemas de reducción y compensación voluntaria de emisiones, sistemas obligatorios de "cap&trade" o incluso aprobando normas que spongan incentivos a las empresas que preserven el medio ambiente o que las penalicen mediante la creación de los denominados "tributos verdes". Australia es uno de los países más comprometidos en la lucha contra el cambio climático, no sólo por iniciativas en el marco del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, sino también por distintas iniciativas favorables a potenciar, entre otras, las energías renovables, la concienciación de la población en la lucha contra el cambio climático, y la participación en actividades regionales, bilaterales y multilaterales cuyo objeto es la conclusión de un acuerdo internacional sustitutivo del Protocolo de Kioto. No obstante lo anterior, el retraso en el CPRS (*Carbon Pollution Reduction Scheme*) ha supuesto un retraso en los objetivos de colaboración en la lucha contra el cambio climático propuestos por el gobierno australiano. Los obstáculos políticos que el sistema australiano se ha encontrado en el camino de su aprobación van a suponer probablemente que el sistema deba modificarse y deba sustituir los actuales objetivos por otros menos ambiciosos. Y en Nueva Zelanda, se ha establecido un verdadero sistema de "cap&trade", en el que las empresas incluidas en el ámbito de aplicación del sistema están obligadas a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. No obstante, el sistema, de nuevo por razones políticas, ha sufrido un retraso de dos años respecto de lo que estaba previsto.

Perspectivas futuras de los mercados de carbono

Parece claro que cualquier solución vía mercados de carbono requiere la "deseuropeización" de los mismos, ampliándolos a las mayores economías del mundo: Estados Unidos, Rusia, China, India, Brasil, Japón, etc. La responsabilidad diferenciada de las economías emergentes, con emisiones históricas y per-cápita muy inferiores a las de UE y Estados Unidos fue recogida en el Protocolo de Kyoto. Este enfoque está impidiendo en la práctica que Estados Unidos consiga el consenso interno para promover una acción decidida, dado que los detractores de las medidas anti-emisiones toman fuerza apalancados en la dificultad de compatibilizar estas medidas con la salida de la crisis económica de 2008 y la falta de compromisos de los países emergentes. China y el resto de economías se escudan en la postura norteamericana para evitar compromisos adicionales. Véase el ejemplo de Canadá que a pesar de ratificar el protocolo de Kyoto abandonó su senda de cumplimiento dado el alto coste que les suponía y el mal ejemplo de su vecino del sur.

La coyuntura es, por tanto, propicia para que no haya ningún avance significativo en términos de tamaño absoluto del mercado de carbono hasta que el escenario político norteamericano pueda tomar un cambio de signo, con la posible excepción de iniciativas regionales como la de California, aún en fase de desarrollo. El nuevo Informe de situación (AR5) del IPCC con fecha de publicación 2013/2014 puede dar paso a una revisión en 2015 de los compromisos de reducción dentro de la convención marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático y propiciar de esta forma el nacimiento de nuevos mercados.

El futuro mix energético habrá de combinar de un modo equilibrado el respeto al medio ambiente, la seguridad en el suministro, y el coste. Una consecuencia de ello es la tendencia a un mix en el que las energías limpias tengan un peso cada vez mayor, aunque esta transición se producirá de un modo progresivo. No se trata únicamente de minimizar el impacto medioambiental, que es sin duda un tema crítico, sino también de asegurar el suministro y lograr una mayor independencia energética. La enorme dependencia de los combustibles fósiles que muestra nuestro sistema económico es insostenible, y hemos de buscar alternativas.

A día de hoy los mercados de carbono son una herramienta para incentivar un mix energético más verde por la vía de incorporar a los combustibles fósiles parte del coste de sus externalidades negativas. Sin embargo lo cierto es que en la actualidad estos mercados se enfrentan a diversos problemas que no les han permitido alcanzar todo su potencial, y en los próximos años viviremos apenas una tímida expansión de los mismos bajo la influencia europea: la actual postura de la Comisión Europea es limitar la entrada de créditos de carbono procedentes de nuevos proyectos de mecanismos de desarrollo limpio a aquellos países que hayan firmado acuerdos bilaterales con la Unión, con la excepción de las economías más desfavorecidas. Estos acuerdos bilaterales deberían propiciar la creación de mercados de carbono locales, probablemente con un enfoque sectorial. Otros mercados de carbono como el japonés o el canadiense caminan hacia una fragmentación fuera del esquema Kyoto.

A medio y largo plazo, las tecnologías del hidrógeno y las redes inteligentes, una vez alcancen su madurez, contribuirán al mismo objetivo, aunque en este caso por la vía de mejorar la gestionabilidad de las energías renovables.

En todo caso es inevitable que más pronto que tarde, no encontremos que tanto en la energía para el transporte como en la generación eléctrica, las energías renovables adquieran una relevancia cada vez mayor. Como hemos dicho no se trata únicamente de medio ambiente. Se trata de sostenibilidad en su sentido más amplio, y que por tanto, debe considerar también las dimensiones social y económica.

Notas

- (1) En el caso de la energía nuclear existe un considerable debate a este respecto, debido a que las reservas de material fisible no son ni tan abundantes ni tan distribuidas como en el caso del gas de esquisto o los hidratos de metano.
- (2) Esta afirmación es muy cuestionable, en tanto que si se tomasen en consideración los costes indirectos derivados de las externalidades negativas generadas por los combustibles fósiles, probablemente deberíamos afirmar lo contrario. Aun así no es el objeto de este artículo entrar en este debate, por lo que nos ceñiremos al coste de producción sin considerar los efectos de dichas externalidades, que serán contempladas al evaluar la dimensión medioambiental del trinomio.
- (3) En el caso concreto de la energía solar termoeléctrica, sí que existen soluciones como el almacenamiento en sales, para mejorar su gestionabilidad.
- (4) La energía hidroeléctrica es renovable en tanto que se basa en un recurso inagotable. Si bien existe un intenso debate sobre si se trata de una energía verde: el impacto medioambiental de este tipo de centrales es, en ocasiones, elevado.

Otros artículos relacionados con: [energía](#), [renovables](#), [desarrollo sostenible](#)



©2009

El crecimiento tiene que ser verde

Tradicionalmente se ha vinculado el crecimiento económico al aumento del consumo energético y de las emisiones de gases de efecto invernadero. El ejemplo danés de los últimos 30 años nos enseña, sin embargo, que no necesariamente tiene por qué ser así. Desde 1980 Dinamarca ha experimentado un crecimiento económico del 80 por ciento y, al mismo tiempo, ha logrado mantener un consumo energético estable y reducir las emisiones de CO₂.

Ahora Copenhague quiere llegar aún más lejos. Siguiendo con la mencionada expansión de la ciudad, el objetivo para 2015 es rebajar la frontera de las 4 toneladas de emisiones de CO₂ por habitante, y eliminarlas por completo en 2025. El objetivo es que Copenhague sea la primera capital del mundo en conseguirlo y para ello ha centrado sus esfuerzos en reestructurar el suministro de energía, agilizar el transporte verde y asegurar que los edificios, tanto públicos como privados, sean energéticamente eficientes.

En este sentido uno de los proyectos estrella de Copenhague es un ambicioso plan para modernizar el suministro energético mediante la instalación de nuevos aerogeneradores que supondrán hasta un 75 por ciento de las reducciones previstas. Por el momento, se han asignado cuatro zonas dentro del territorio municipal para la instalación de 14 grandes aerogeneradores, y los primeros se instalarán en 2013. Su financiación consistirá en aportaciones de los ciudadanos y préstamos blandos, lo que favorecerá la participación y compromiso de la ciudadanía en el proyecto.

Los aerogeneradores proyectados reducirán las emisiones en aproximadamente 50 000 toneladas de CO₂ al año. Además, el Ayuntamiento se ha propuesto instalar, a medio y largo plazo, 100 aerogeneradores más, tanto en tierra como en el mar. En total, se calcula que esta fuerte apuesta por la energía eólica puede aportar reducciones de 262 000 toneladas de CO₂ en 2015 y 650 000 toneladas en 2025.

El cambio en la ciudad va a ser tan significativo, que los aerogeneradores pueden convertirse en el nuevo emblema de la ciudad a costa de la famosa Sirenita, como comenta – medio en broma, medio en serio – la jefa de la sección de aerogeneradores en el Ayuntamiento de Copenhague, Inge Nilsson.

[Uno de los proyectos estrella de Copenhague es un ambicioso plan para modernizar el suministro energético mediante la instalación de nuevos aerogeneradores. Foto: Harden.]



Calefacción para todos

Es importante subrayar que la ciudad no solamente debe ser sostenible en términos de lucha contra el cambio climático, sino también hacerlo de una forma viable económicamente. La extensa red de calefacción de distrito es otro buen ejemplo:

“Las autoridades públicas ofrecen una infraestructura de calefacción de distrito económicamente atractiva y respetuosa con el medio ambiente, por lo que el 98 por ciento de los habitantes de Copenhague han elegido este tipo de calefacción. La calefacción de distrito es una de las razones más importantes para que en los últimos diez años hayamos podido reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20 por ciento. Y ahora estamos en pleno proceso de incorporar la refrigeración de distrito, un proceso que ya está atrayendo interés a nivel internacional y que contribuirá a reducir aún más las emisiones de CO₂,” cuenta Ayfer Baykal , Concejala de Medio Ambiente del Ayuntamiento de Copenhague.

El sistema de calefacción de distrito de la capital danesa fue puesto en marcha a mediados de los 1920, y hoy en día la red de tuberías aisladas proporciona calefacción a más de 30.000 clientes y aproximadamente 500 000 habitantes. El Plan de Energía Térmica de Copenhague fue aprobado en 1984 e inmediatamente después se decidió la obligatoriedad de conectarse a la red para nuevas construcciones. Aunque aproximadamente una tercera parte de la calefacción de distrito en Copenhague se genera con fuentes renovables: biomasa, residuos y solar térmica, quedan aún dos terceras partes que todavía se generan mediante combustibles fósiles. Aun así se estima que la calefacción de distrito “fósil” supone entre un 40% y 50% menos de emisiones de CO₂ que las calderas individuales, ya sean de gas o gasoil.

Se prevé que esta diferencia en la eficiencia medioambiental entre calefacción de distrito y calderas individuales va a seguir creciendo en los años venideros. Según la nueva estrategia energética que el Gobierno danés presentó en febrero de este año, Dinamarca será plenamente independiente de los combustibles fósiles en 2050, por lo que se necesita fomentar todavía más la eficiencia energética y el uso de energías renovables. Dentro de esta estrategia se va a estimular fuertemente el uso de biomasa en la calefacción de distrito, en detrimento de la instalación de calderas individuales de gasoil, que se va a descartar a partir de 2017, y de gas natural.

La nueva planta de refrigeración de distrito en el centro de la ciudad utiliza agua de mar y el calor excedente de las plantas térmicas para producir aire frío para un creciente número de grandes consumidores en la ciudad. La producción centralizada de refrigeración aportará beneficios operacionales, medioambientales y económicos en comparación con la electricidad.

[Ayfer Baykal , Concejala de Medio Ambiente del Ayuntamiento de Copenhague. Foto: Ayuntamiento de Copenhague]



Inversiones verdes en una ciudad inteligente

[El alcalde de Copenhague, Frank Jensen.]

La prioridad de la lucha contra el cambio climático tiene también otros beneficios: los proyectos estimulan la economía, la innovación y la creación de empleo, y los copenhaguenses no albergan dudas de que las inversiones en medio ambiente y sostenibilidad se encuentran entre las iniciativas más importantes para asegurar el crecimiento futuro de la ciudad.

Una vez desarrolladas y probadas en la capital danesa, se hará un esfuerzo para exportar aquellas soluciones exitosas a otras ciudades. En este empeño las autoridades municipales colaboran con ciudades, institutos de investigación y empresas en todo el mundo.

“No solamente estamos trabajando para crear una ciudad “carbono neutral”, sino que también ofrecemos la ciudad como lugar idóneo para ensayar las soluciones verdes del mañana. Queremos posicionar Copenhague como uno de los “laboratorios verdes” de referencia a nivel mundial, y por ello, desde el gobierno municipal apoyamos y estimulamos el crecimiento de las empresas danesas así como las inversiones empresariales y la presencia de centros de investigación en la ciudad” dice el alcalde Frank Jensen.

“Nuestra meta es crear una ciudad inteligente donde podamos almacenar la energía sobrante producida por las turbinas eólicas y consumirla cuando no sopla el viento. Este es un paso fundamental para llegar a ser “carbono neutral” y buena prueba de ello es el proyecto de suministro energético en el nuevo barrio de Nordhavn, el área de desarrollo urbanístico más grande del norte de Europa” comenta la concejala Ayfer Baykal.

Con casi 4 millones de metros cuadrados Nordhavn alojará, una vez terminada, a 40.000 habitantes y un número similar de puestos de trabajo. El suministro energético 100% renovable, edificios ecoeficientes, un transporte público eficaz y las mejores condiciones para el transporte en bicicleta, harán de Nordhavn el nuevo emblema sostenible de la ciudad. La visión es que por lo menos un tercio del tráfico se haga en bicicleta, otro tercio en transporte público y un máximo de un tercio en coche.

Otros proyectos concretos, y con un horizonte más cercano, son el desarrollo de un nuevo sistema de alumbrado público ecoeficiente y seguro, y la rehabilitación y modernización de inmuebles, tarea en la que el Ayuntamiento colabora con diferentes socios para hacer que la rehabilitación de edificios sea también atractiva para los propietarios de las viviendas.



Redes internacionales

La condición de Copenhague como uno de los centros mundiales de la sostenibilidad urbana se acentuó a raíz de la Conferencia del Cambio Climático de las Naciones Unidas (COP 15), celebrada en la ciudad en 2009, y donde los jefes de estado de todo el mundo se reunieron para buscar un acuerdo vinculante para luchar contra el calentamiento global. Desgraciadamente, como es bien sabido, no se logró alcanzar un acuerdo, aunque se consiguió redactar un compromiso, que ratificado un año después en Cancún, sigue marcando la hoja de ruta en la lucha de la humanidad contra el cambio climático.

En diciembre de 2009, en plena Conferencia, los alcaldes de las metrópolis del mundo realizaron un llamamiento desde el Ayuntamiento de Copenhague para expresar su determinación y compromiso en la lucha contra el cambio climático, y reclamar el papel protagonista de las ciudades. Este llamamiento no se ha silenciado, y Copenhague participa activamente en la red de ciudades C40, liderada por el alcalde de Nueva York, Michael Bloomberg, y que representa al 21 por ciento del PIB mundial.

Al mismo tiempo, el alcalde de Copenhague, Frank Jensen, representa a 120 millones de europeos como presidente de Eurocities, la asociación de grandes ciudades en Europa, que agrupa a más de 140 ciudades en 30 países.

“Más de un 70 por ciento de las emisiones de CO₂ en el mundo se originan en ciudades y es fundamental para el cambio climático que intentemos reducirlas – aún sin disponer del respaldo de un acuerdo internacional vinculante. El ejemplo de Copenhague demuestra que es posible hacerlo, siempre que los sectores público y privado cooperen” asegura el alcalde Frank Jensen.

Para fomentar aún más esta colaboración público-privada y el papel de las ciudades en el crecimiento sostenible, se celebrarán a mediados de octubre de este año dos eventos internacionales en la capital danesa.

Los días 12 y 13 de octubre se celebrará el foro Green Growth Leaders en el que los promotores, entre los que se encuentra el Ayuntamiento de Copenhague, proponen tomar la iniciativa y crear una alianza global de ciudades, regiones, países y empresas, que compartan la visión de construir un futuro mejor basado en una economía sostenible.

En los días anteriores a este foro se celebrará, también en Copenhague, el Global Green Growth Forum, una iniciativa conjunta de los Gobiernos de Corea del Sur y Dinamarca, que reunirá a más de doscientos de los más importantes líderes de opinión y de empresas del mundo, para deliberar sobre cómo aprovechar las oportunidades que brinda el crecimiento sostenible en sectores como el transporte y la creación de energía. La idea es tan sencilla como prometedora: reunir a todas las partes involucradas con el fin de acelerar el paso hacia la economía sostenible.

“carbono neutral”

El Plan de Sostenibilidad del Ayuntamiento de Copenhague fue aprobado en 2009 y su objetivo es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20 por ciento antes de 2015, es decir una reducción de 500 000 toneladas de CO₂. El Plan es, asimismo, el primer paso para hacer realidad la visión de Copenhague de alcanzar la neutralidad de carbono en 2025. El plan contiene 50 iniciativas específicas en seis áreas temáticas, de las cuales 44 ya han sido puestas en marcha.

Sostenibilidad en el suministro de energía

Reducción de 375.000 toneladas de CO₂ al año en 2015, lo que significa un 75 por ciento del total. Siete iniciativas concretas, centradas en el aumento del uso de la biomasa y otras fuentes sostenibles de energía, así como programas para incrementar la eficiencia energética.

Transporte verde

Reducción de 50.000 toneladas de CO₂ al año en 2015, lo que significa un 10 por ciento del total. 15 iniciativas centradas en desarrollar alternativas al uso del coche, reducir el tráfico, fomentar un uso más eficiente del coche y reducir el consumo eléctrico del alumbrado público.

Edificios sostenibles

Reducción de 50.000 toneladas de CO₂ al año en 2015, lo que significa un 10 por ciento del total. Diez iniciativas centradas en los edificios públicos, viviendas, edificios comerciales y producción distribuida de energía.

Los ciudadanos y la sostenibilidad

Reducción de 20.000 toneladas de CO₂ al año en 2015, lo que significa un 4 por ciento del total. Nueve iniciativas centradas en incentivar el esfuerzo ciudadano, la educación de las futuras generaciones, creación de compañías sostenibles y promover la ciudad de Copenhague como lugar de trabajo sostenible.

El clima en el desarrollo urbanístico

Reducción de 5.000 toneladas de CO₂ al año en 2015, lo que significa un 1 por ciento del total. Cuatro iniciativas en planificación urbanística sostenible y reducción del consumo de energía en el desarrollo urbanístico.

Adaptación al clima cambiante del futuro

Cinco iniciativas para resolver los problemas derivados del cambio climático: aumento de la pluviometría y de las temperaturas, aumento de los niveles del mar y de las aguas subterráneas, así como gestionar la estrategia de adaptación climatológica. El plan se revisará en 2012 con la intención de lanzar un plan de acción concreto para conseguir la plena neutralidad de carbono en 2025.

Copenhague es el primer paso hacia la neutralidad de carbono en 2025. Foto: Kontraframe.]



Copenhague se beneficia de sus ciclistas

Por Eva Tolstrup Ziegler, Directora de Comunicación. Concejalía de Medio Ambiente del Ayuntamiento de Copenhague.

Según la revista Monocle, Copenhague es la mejor ciudad del mundo para vivir, para Siemens se trata de la ciudad más limpia de Europa y, según Der Spiegel, los copenhaguenses son los ciudadanos más felices del mundo. Y la mayor revista online del mundo, Tree Hugger, ha nombrado a Copenhague, no sólo una vez sino dos veces seguidas, la mejor ciudad ciclista del mundo.

En la ciudad de Copenhague, Andreas RÅhl es el responsable de la Secretaría para el Uso de la Bicicleta del Ayuntamiento de Copenhague, lo que ya da muestra de la importancia que tienen los usuarios de la bicicleta y sus infraestructuras para el gobierno municipal.

La Secretaría tiene su sede en el céntrico barrio de Islands Brygge y su principal tarea es asegurar las mejores condiciones para los ciclistas de la ciudad. La mayor prioridad es crear vías seguras para ir y volver de los colegios, y crear conexiones en todo el área metropolitana para fomentar que los habitantes de los barrios periféricos dejen el coche para ir diariamente en bici a su lugar de trabajo en el centro. El Ayuntamiento de Copenhague también ofrece cursos de ciclismo para la población inmigrante y realiza

[Todos los días, los habitantes de Copenhague recorren 1,2 millones de kilómetros en bicicleta. Esto equivale a dar 30 vueltas alrededor de la tierra cada día. Foto: Heien.]



trabajos continuos de mejora de los carriles bici.

Hay muchas buenas razones para dar la máxima prioridad a la bicicleta frente a otras formas de transporte en Copenhague, explica Andreas R hl:

“La bicicleta es un medio de transporte flexible y rápido para el ciudadano. Las buenas condiciones para los ciclistas sencillamente hacen más fácil llegar desde un punto de la ciudad a otro. Al mismo tiempo, los muchos ciclistas contribuyen a la mejora de la calidad de vida. Lo que quiero decir es que la alternativa a la bicicleta suele ser el coche, que ocupa mucho más espacio tanto cuando circula como cuando está aparcado. Además el coche es ruidoso y contaminante. La bicicleta es una parte vital en la sostenibilidad de cualquier ciudad porque es saludable tanto para el usuario como para todos los que vivimos en la ciudad.”

“Cuando circulas en bicicleta también formas parte de la ciudad de otra manera que cuando vas en coche. Tienes más libertad y la ciudad está a tu disposición de una manera más directa. Los ciclistas, además, dan vida a las calles por la noche. Puedes ver gente en bici las 24 horas del día, lo que ayuda a crear una sensación de ciudad segura. La seguridad es la base de una ciudad atractiva, donde la gente quiera vivir,” dice Andreas R hl.

Favorecer las bicis es rentable

Las continuas inversiones en mejorar las condiciones del tráfico en bicicleta son también saludables para la economía.

“En realidad, las bicicletas aportan mucho dinero a las autoridades locales y centrales – un hecho muchas veces ignorado. En una ciudad como Copenhague las bicicletas son el medio de transporte más eficiente económicamente, ya que la ciudad ahorra mucho dinero debido a que tanta gente utiliza la bici en vez del coche o el transporte público. Es mucho más barato invertir en mejores condiciones para los ciclistas que invertir en transporte público o en el transporte con coche particular. Esta es la razón por la que Copenhague, a través de la mejora continua de sus infraestructuras ciclistas, intenta devolver una parte de los ahorros al usuario, creando un circulo virtuoso,” explica Andreas R hl.

Copenhague ciclista

Todos los días, los habitantes de Copenhague recorren 1,2 millones de kilómetros en bicicleta. Esto equivale a dar 30 vueltas alrededor de la tierra cada día.

Ciudadanos ciclistas:

- El 37 por ciento de la gente que viaja todos los días al lugar de trabajo o centro de estudios en la ciudad lo hacen en bici (para la gente que vive y trabaja en la ciudad es el 55 por ciento).
- El 25 por ciento de todas las familias con dos hijos tienen una bicicleta para transportar mercancías.
- 35.000 ciclistas pasan diariamente por las calles con mayor tráfico ciclista.
- El 80 por ciento de los habitantes que van en bici en verano también lo hacen en invierno.
- La mayoría de los usuarios en Copenhague dicen que utilizan la bicicleta porque es fácil y rápido.

La ciudad de los ciclistas:

- Montar en bici en Copenhague es seguro. Las infraestructuras est n diseñadas para dar cabida a los ciclistas, y los demás usuarios de las carreteras est n más que acostumbrados a los ciclistas.
- Copenhague tiene 350 kilómetros de carriles bici, situados a diferente nivel que la acera y la calle y más de 40 kilómetros de rutas ciclistas verdes que atraviesan la ciudad.
- En las carreteras principales, los semáforos est n sincronizados para dar preferencia a los ciclistas durante las horas punta (“Ola verde” ciclista).
- Todos los taxis de Copenhague disponen de una baca para llevar dos bicis.

Otros artículos relacionados con: [energía](#), [cambio climático](#), [carbono](#)





©2009

Revista Ambianta <<Accesibilidad>>

de cambio tecnológico. Incluye, igualmente, la posibilidad de que los niveles retributivos se puedan modificar en cualquier momento por el regulador y se pasa de esta manera a un régimen de permanente incertidumbre, ya que con este criterio la discrecionalidad del regulador es lo que determinará en cada momento el marco económico y administrativo para los nuevos proyectos renovables. No parece que sea el escenario idóneo para animar la inversión privada de 62.000 M? en que se basa el plan.

En realidad, sigue al pie de la letra el guión del mix energético aprobado en diciembre de 2010 por la Subcomisión de Industria del Congreso de los Diputados, donde el Ministerio de Industria impuso su criterio de rebajar el objetivo para 2020 de consumo final de renovables del 22,7%, que el propio Gobierno ya había presentado en el Plan de Acción Nacional de Renovables (PANER) enviado a la Comisión Europea en julio de 2010, al 20,8%. Son 10.000 MW menos de nueva potencia instalada que reducen el crecimiento de las renovables a una senda tendencial. Es decir, se trata de reducir el mercado de las fuentes renovables todo lo que se pueda.

Todo esto contradice los principios de la Directiva 2009/28/CE de renovables cuya transposición al ordenamiento jurídico nacional se debería haber hecho antes de diciembre de 2010, pero no solo se ha incumplido dicho plazo sino también la finalidad última de la Directiva de eliminar todas las barreras que impiden el mayor crecimiento de las energías renovables, principalmente la inestabilidad regulatoria, la compleja tramitación administrativa y las dificultades de conexión a red.

El escenario en que se basa el nuevo PER cuenta con el efecto de medidas de eficiencia energética adicional que se desconocen, ya que las implementadas hasta ahora han fracasado rotundamente. En 2010, con un crecimiento nulo del PIB, la intensidad energética final ha crecido un 2,3%. Es decir, sin crecimiento de la economía consumimos más energía y sin un marco de ahorro y eficiencia energética creíble, el escenario del PER no es realista. Posteriormente, en julio de 2011, se ha colgado de la página web del IDAE el borrador del nuevo Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia energética 2011-2020 (PAEE) que se solapa con otros todavía vigentes, como el 2008-2012 o el de 20 medidas de 2011. Su punto de partida no es nada ambicioso y, por el contrario, rebosa de autocomplacencia cuando declara que España ya ha conseguido en 2010 el objetivo de ahorro que la UE había establecido para 2016.

Las medidas de ahorro y eficiencia energética se vuelven a repetir las mismas en todos los planes y todas son de carácter indicativo y sin ninguna señal de precios que incentiven el ahorro y la mejora de la intensidad energética de nuestra economía. En este caso se habla de una inversión privada de más de 45.000 M? con 5.000 millones de apoyos públicos que en su mayor parte, según el borrador, tendrán que aportar las empresas eléctricas y de hidrocarburos, que hasta ahora no han destacado precisamente por dar recursos al ahorro sino todo lo contrario. Han sido las eléctricas las que recurrieron ante los tribunales la financiación del ahorro a través de la tarifa eléctrica, como establecían los planes de ahorro anteriores. Y ganaron.

A pesar de la poca credibilidad del escenario de eficiencia energética, el balance económico que se hace de las renovables en el nuevo PER es muy positivo, ya que supone que el coste de las energías renovables en 2020 será prácticamente el mismo de 2010, en torno a los 5.000 M? al año, pero habiendo duplicado su potencia y su producción. Lo que este dato significa es que el peso de las renovables en los costes del sistema va a descender del 21% actual al 10% en 2020. Por el contrario, los objetivos por tecnologías se reducen significativamente. Así, mientras se considera un potencial de 3.000 MW para geotermia de alta y 50.000 MWt de geotermia para usos térmicos, el objetivo que se asigna a la geotermia es de 50 MW. Se estima que la solar fotovoltaica reducirá sus costes un 100% pero se le asigna un objetivo de menos de 350 MW cada año y ni siquiera se considera la generación distribuida como un escenario en el que el desarrollo fotovoltaico está siendo espectacular en todo el mundo. La eólica marina se reduce a 750 MW para 2020 cuando en el PANER se pusieron 3.000 MW. Si pensamos que el objetivo de Europa es tener 40.000 MW de eólica marina instalados en 2020, se puede afirmar que España ha renunciado a estar presente en el desarrollo de la eólica marina. Para la biomasa se establece un objetivo para 2020 que es menor que el que se aprobó en el anterior PER 2005-2010, lo que refleja el fracaso del plan anterior y la nula ambición para la biomasa en los próximos diez años.

Este recorte al potencial de nuestras tecnologías renovables contrasta con la mejor valoración que se hace de sus externalidades. En un primer avance del análisis para 2020, el resultado no deja dudas: las renovables son un gran beneficio para la economía española. Su coste es inferior a los costes de las importaciones energéticas y de las emisiones que evitan. Se prevé que se duplique su peso en el PIB hasta los 18.000 M?, que el empleo crezca un 82% hasta los 200.000 empleos y que su balance exportador neto se acerque cada año a los 2.000 M?. El ahorro de emisiones alcanzará los 167 Mtn. de CO₂ que es un 130% más que en el plan anterior. Coincide este balance con el que se hace en el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia, en el que se prevé para el sector de los servicios energéticos 400.000 nuevos empleos para 2020, una aportación al PIB de 76.000 M? y un ahorro de 253 Mtn. de CO₂, teniendo en cuenta que también se cumplan los objetivos del PER. Si sumamos los impactos económicos, sociales y ambientales del PER y del PAEE, sin duda nos encontramos ante la mayor oportunidad de recuperación económica a través del cambio de modelo energético basado en el ahorro de energía y las fuentes renovables.

Objetivos muy por debajo del potencial de la industria española

[Foto: Vicente González]

La pregunta que cabe hacerse es la siguiente: ¿si los beneficios de las renovables son tan evidentes y claros, por qué se recortan sus objetivos y su regulación se deja a la discrecionalidad administrativa? Esta pregunta se hace más acuciante si se observa cómo en el borrador del PER se tienen en cuenta los mecanismos de cooperación con estados miembros de la UE y terceros países para que las empresas españolas hagan renovables en el exterior computando para el objetivo nacional. Los mecanismos flexibles de la directiva europea, que no se tuvieron en cuenta en el PANER, ahora se tienen en cuenta pero no se les asigna ningún objetivo. ¿Por qué siguen sin establecerse objetivos



para la aplicación de estos mecanismos de cooperación internacional y por qué no se incrementa el objetivo de consumo final de renovables en 2020 teniendo en cuenta el gran potencial de inversión exterior de nuestras empresas? La potencialidad del sector de las energías renovables ha hecho que se caracterice por su elevado nivel de internacionalización. Sólo la industria eólica española ha instalado más de 9.000 MW en el exterior. Este hecho hace posible que España pueda alcanzar un objetivo de renovables muy superior al 20,8% aprobado por el Gobierno y el Congreso de los Diputados.

Aspectos fundamentales para abrir la puerta al desarrollo de la generación distribuida, como el autoconsumo y el incentivo al calor renovable, quedan en poco por las barreras administrativas con las que se enuncian. El autoconsumo queda a expensas de una futura regulación y la retribución al calor renovable queda sujeto a un régimen de cupos. La generación distribuida es uno de los objetivos principales de las directivas europeas de renovables y de eficiencia energética de edificios. La integración de las renovables en la edificación y el transporte, en la dirección de convertir cada centro de consumo en un centro de generación, hace también posible elevar nuestros objetivos de renovables por la alta ineficiencia energética de la totalidad de nuestro parque de más de 24 millones de edificios y nuestro sistema de transporte, el más contaminante y derrochador de energía.

Pero si hay un dato que confirma las intenciones del borrador del PER es la fecha en la que se espera alcanzar la competitividad de cada tecnología. Si la eólica en tierra lo hará en 2014, la eólica marina lo hará en 2022, la fotovoltaica y termosolar esperarán a 2023 y 2024 y la biomasa entre 2017 y 2030. En contra de todos los informes que prevén la competitividad de las renovables en la actual década, triunfan, pues, las tesis de quienes quieren retrasar el desarrollo de las renovables en España durante los próximos diez años.

El PER nace doblemente desfasado por su retraso fuera de plazo y porque sus objetivos están muy por debajo del potencial de la industria renovable nacional y del recurso renovable que España no está aprovechando.

Propuestas de la Fundación Renovables

[Foto: Vicente González]

- 1-Es necesario reconocer que las fuentes renovables son, a la vez, una necesidad y una oportunidad estratégica para cambiar el modelo económico y el modelo energético de España.
 - 2-Es necesario abrir a una mayor participación la elaboración de una nueva política energética para definir el modelo energético que a medio y largo plazo afronte los retos energéticos que van a determinar nuestro crecimiento económico, como son la factura de la dependencia de los combustibles fósiles, la elevada intensidad energética y las emisiones de CO₂.
 - 3-Es decisivo vincular el desarrollo de las renovables a una política industrial y tecnológica que haga del mayor consumo de energía limpia una nueva especialización productiva en la senda de la recuperación económica.
 - 4-Se necesitan objetivos vinculantes de ahorro de energía en todos los sectores de actividad y en todas las administraciones públicas.
 - 5-Es posible y urgente incrementar los objetivos de política energética para 2020 al 30% de consumo final de renovables, 30% de ahorro de energía y 30% de reducción de emisiones.
 - 6-La prevista Ley de Eficiencia Energética y de Energías Renovables sólo tiene sentido si es una fiel y completa transposición al ordenamiento jurídico nacional de las Directivas 2009/28/CE de renovables y 2010/31/UE de eficiencia energética de edificios.
 - 7-Es necesaria una Planificación energética que incluya, la gestión de la demanda, las renovables, el ahorro y la eficiencia, el CO₂ y el conjunto de los planes de infraestructuras energéticas de manera integral y coherente, integrando los principios de internalización de costes de todas las fuentes de energía.
 - 8-Es imprescindible introducir criterios de corresponsabilidad de manera que los costes de las políticas para avanzar hacia un modelo energético bajo en carbono los soporten de manera equilibrada y equitativa todos los consumidores de energía. Esta medida ha de tener como objetivo prioritario cambiar la cultura energética a través de señales de precio a los mercados que reflejen el balance positivo de las externalidades de las renovables aplicadas a todos los consumos energéticos y el balance del ahorro de energía para la economía del país.
- Frenar las renovables ahora es ir a contracorriente en un mundo que ha decidido avanzar más rápidamente hacia una energía más limpia, abundante y segura. Las economías más importantes ya compiten por las renovables y España, que estaba en primera línea avanza hacia los puestos de cola. El futuro es de la generación distribuida y de la energía descentralizada y esa es la apuesta energética del futuro que merece la voluntad política que se le niega. Una decidida apuesta por la generación distribuida es la propuesta energética más importante para una estrategia energética sostenible.



Otros artículos relacionados con: [energía](#), [renovables](#), [economía](#)



© 2009

Revista Ambienta <<Accesibilidad>>

la base de unas políticas de mercado que informan toda la política energética europea de las últimas décadas. Y, sin embargo, es seguro que si de verdad queremos hacer frente al cambio climático, tendremos que repensar profundamente este edificio, modificando de forma sustancial la forma en que decidimos y cómo ponemos en práctica nuestra política energética.

OBJETIVOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA

[Cualquier política energética moderna debe tener entre sus objetivos básicos: la reducción de las emisiones de CO₂. Foto: Roberto Anguita.]

Cualquier política energética moderna tiene cuatro objetivos básicos: la reducción de las emisiones de CO₂, la mejora de la independencia y la seguridad energética, entendidas como garantía de suministro, la promoción de la competencia en los mercados energéticos y de la competitividad internacional de las empresas nacionales; y la accesibilidad de los precios energéticos para el público y para la economía en general. Las diferencias de opinión suelen estar en la prioridad que se otorga a cada uno de estos objetivos y en la valoración que se hace de la contribución de cada fuente energética a su consecución.

Según los defensores de un retorno a la energía nuclear, por ejemplo:

- El cambio climático es un asunto tan importante que se deben utilizar todas las opciones energéticas que reduzcan emisiones, sin exclusiones de ningún tipo.
- Las energías renovables y las políticas de reducción de demanda no serán suficientes para garantizar la satisfacción de las necesidades energéticas futuras.
- No podemos seguir aumentando nuestra dependencia energética sobre la base de satisfacer estas necesidades con gas natural proveniente de Rusia o los países árabes.
- Apostar por un futuro de renovables aumentaría los costes energéticos y empeoraría nuestra competitividad internacional.
- La energía nuclear no tiene estos problemas y complementa otras formas de generación eléctrica limpia, compensando, por ejemplo, su intermitencia.



Además, insinúan que desde el punto de vista del gobierno de turno, anunciar un retorno de las construcciones nucleares aportaría beneficios de imagen que en determinadas coyunturas pueden ser muy tentadores. En primer lugar, ya desde el momento de un hipotético anuncio hasta que fuera realidad la operación de nuevas centrales transcurrirían no menos de 10 años, se podría retrasar la reducción de emisiones sin que se pudiera acusar al gobierno de inactividad. En segundo lugar, un aumento importante de la capacidad de generación, como el que podrían ofrecer las nuevas centrales de tercera generación, podría parecer que da respuesta a la necesidad de electrificar el transporte y de reducir las emisiones, sin necesidad de poner en práctica políticas de reducción de la demanda que pueden ser políticamente impopulares. Y finalmente, el gobierno podría decir que ha iniciado una política que asegura el suministro energético futuro, que aleja uno de los peores interrogantes sobre la economía y la competitividad y que lo hace para ganar tiempo hasta que se desarrollen mejor otras alternativas, como las renovables y las medidas de reducción de demanda, que serían la solución óptima, a la espera de la fusión nuclear.

Sin embargo, si se hace un análisis técnico y económico, se ve que las nuevas construcciones nucleares no contribuirían a reducir las emisiones, especialmente en las próximas décadas que es cuando más necesaria es esta reducción, que tampoco reducirían la dependencia a corto/medio plazo del gas natural que al parecer es una de las principales preocupaciones públicas de los gobiernos, y que la escala y la profundidad de los cambios institucionales y financieros que un programa de nuevas construcciones requiere dificultaría la implementación de otras tecnologías energéticas limpias y de medidas de gestión de la demanda. Por lo tanto, un programa de construcciones nucleares sería, en última instancia, contraproducente para la necesaria transición hacia un sistema energético de bajas emisiones.

Evidentemente, el futuro es, por definición, incierto y por tanto se puede argumentar en un sentido u otro, siempre que se haga con transparencia y con datos y hechos contrastables, pero es precisamente esta incertidumbre futura la que permite a los gobiernos elegir la opción que crean más coherente con su visión política y económica. Este es pues un debate sobre política pública, un debate de economía política, en el que debe jugar un papel fundamental el análisis de los impactos potenciales de cada opción y en el que deben participar todos los actores y todas las sensibilidades.

LOS PRERREQUISITOS DE LA OPCIÓN NUCLEAR

[Existe el debate en muchos países entre la potenciación de las renovables y la reanudación nuclear, ambas fuentes energéticas bajas en emisiones. Trillo. Foto Vicente González.]

En España, la energía



nuclear cubre aproximadamente un 20% del consumo eléctrico o, lo que es lo mismo, alrededor del 4% del consumo total de energía final. Un programa nuclear que se limitara a sustituir los reactores actuales al final de su vida útil no contribuiría a la reducción de emisiones en los próximos 50 años y, por lo tanto, en caso de que se plantee seriamente esta opción como estrategia de reducción de emisiones, la energía nuclear debería jugar un papel mucho más importante que el que tiene actualmente: aparte de sustituir las centrales actuales se deberían construir nuevas centrales en número significativo.

Vistos los compromisos financieros e institucionales que supondría un nuevo programa nuclear, resulta imprescindible pues, valorar el impacto que tendría un proyecto así en el resto del mercado liberalizado que hoy satisface el 80% del consumo eléctrico, en el 96% del mercado energético global cubierto por tecnologías no nucleares y en la consecución a largo plazo de un sistema energético más descentralizado, robusto y sostenible.

Ninguna central nuclear en el mundo se ha construido para servir un mercado eléctrico liberalizado y si se quiere que las nuevas centrales se financien privadamente, los riesgos específicos que conlleva la energía nuclear para los inversores deberían reducirse suficientemente. La reducción del riesgo debería cubrir toda la vida de la central, desde el momento de inicio de la construcción hasta su desguace, incluidos los 60 años de vida útil que dicen que tendrán los nuevos reactores, y debería cubrir también los costes de gestión de los residuos radiactivos durante miles de años. Los costes potenciales y reales de reducir estos riesgos los deberían asumir, en última instancia, los consumidores y los contribuyentes.



Los inversores, además, deberían tener razonablemente asegurados los precios de la electricidad a largo plazo, para que estas inversiones obtuvieran una tasa de retorno adecuada y deberían tener asegurado que las nuevas centrales podrían operar de forma continuada en generación de base siempre que estuvieran disponibles. Es decir, se les debería asegurar prioridad en el despacho, fueran cuales fueran sus costes. Además, y dado que los costes de inversión en nuevas centrales, así como los de operación y combustible, son inciertos para los reactores de nuevos diseños, estas garantías se deberían dar antes de conocer el riesgo real que suponen.

La construcción de nuevas centrales nucleares supondría comprometer el futuro del sistema eléctrico en un modelo centralizado, al menos para los 60 años de vida de estas centrales, lo que dificultaría la obtención de los beneficios que suponen los sistemas de generación descentralizada. La cuantía, la inflexibilidad y la inercia de las grandes inversiones que supondría un programa de construcciones nucleares harían que el proyecto fuera muy difícil de parar, incluso si el crecimiento de la demanda o las razones que parecían justificarlo acaban por desvanecerse.

Las centrales nucleares son generadores inflexibles, incapaces de seguir la curva de demanda, y necesitan operar a un nivel de producción casi constante. Garantizar a los generadores nucleares una parte importante de la generación de base, para asegurar la rentabilidad de las inversiones nucleares, significaría no sólo que se reduciría sustancialmente la porción de mercado eléctrico competitivo, sino que las otras tecnologías dejarían de ser atractivas para los inversores al ver reducida su cuota de mercado.

Además, el coste de retrasar las reducciones de emisiones hasta disponer de las nuevas nucleares sería muy superior al de una estrategia de reducción lineal en el tiempo, a base de incrementos continuados de generación renovable.

Por estas razones, si un gobierno quiere que se construyan nuevas centrales nucleares deberá institucionalizar una serie de mecanismos que reduzcan los riesgos económicos hasta atraer suficiente inversión privada. Sin embargo, lo más probable es que consiga poner en marcha unas primeras construcciones subvencionadas pero no necesariamente el éxito de un programa completo(1).

LA ENERGÍA NUCLEAR NO ES COMPLEMENTARIA DE LAS RENOVABLES

[Hay que potenciar seriamente las diferentes energías renovables. Foto: Vicente González]

Quienes defienden la opción nuclear dan por buena la premisa implícita de que todas las tecnologías de bajas emisiones son complementarias y que es posible reconstruir un importante sector nuclear — integrado en un sistema de generación centralizada—, funcionando en armonía con un incremento notable de las energías renovables y otras tecnologías bajas en emisiones. Esta premisa, nunca argumentada, es incorrecta.

Como hemos dicho, si se quiere que haya algún tipo de "renacimiento" nuclear, máxime después de que Fukushima haya puesto de manifiesto las tremendas consecuencias económicas que para la empresa propietaria de una central puede tener un accidente grave, el Estado deberá poner en marcha determinados mecanismos de apoyo a estas inversiones que tendrán un efecto negativo para otras tecnologías no emisoras: la otra cara de las inversiones nucleares es el socavamiento de las inversiones alternativas, por diversas razones.

En primer lugar, porque habría que hacer un gran esfuerzo político para tomar una decisión así y



para asegurar que sigue adelante, a pesar de la previsible oposición, polarizando el debate energético en torno a la nuclear. En segundo lugar, porque los recursos, ya sean públicos o privados, son limitados y los que se dediquen a las inversiones nucleares no estarán disponibles para otros usos. Lo peor, sin embargo, no es esto sino el pacto de Fausto que se trasladaría al público: no hay que hacerse responsable de las decisiones energéticas de cada uno, no hay que pensar en ahorrar, no es necesario sustituir el transporte privado por el público, no es necesario reciclar. Basta con aceptar más nucleares y las consecuencias que ello conlleva para la seguridad de las personas y los territorios, los residuos y la proliferación militar.



Dado que todavía nadie se atreve a plantear aquí la reanudación de las construcciones nucleares, es imposible valorar los efectos que los factores mencionados tendrían, pero estos efectos son tan serios que deben ser explícitamente considerados por los responsables de diseñar nuestra política energética. Y se han de analizar desde tres puntos de vista: el tecnológico/económico, el de configuración del sistema energético y el del desarrollo sostenible:

- Desde el punto de vista técnico y económico, no todas las opciones son iguales y hay que valorarlas según la relación coste/beneficio de las inversiones correspondientes. Cada opción tiene sus costes financieros, institucionales, políticos y de infraestructuras, y en un mundo de recursos limitados la escala del compromiso económico irreversible que supone la opción nuclear afectaría negativamente el desarrollo de las otras opciones de reducción de emisiones.
- A nivel de configuración del sistema eléctrico, la opción nuclear significa una apuesta por la continuidad y por el refuerzo de un sistema de generación muy centralizada que dificulta el nacimiento y desarrollo de sistemas energéticos renovables y distribuidos.
- Y finalmente, desde el ámbito de la sostenibilidad y el cambio cultural, la opción nuclear va en dirección contraria a la necesaria sensibilización social en torno a la problemática energética, a la necesidad de acostumbrarnos a comportamientos que favorezcan el ahorro y la eficiencia.

Todas estas cuestiones se pueden ilustrar con lo que ha pasado en Finlandia, donde en 2002 el gobierno aprobó la construcción de un reactor nuclear de nueva generación para compensar el aumento de emisiones de CO₂ y cumplir de esta forma con los compromisos de Kyoto. La construcción se inició en el año 2005 y la central de Olkiluoto 3 debía entrar en producción el año 2009. Hoy lleva ya tres años de retraso y un sobrecoste de casi el 100%, y está por ver cómo acabará el proyecto ya que la empresa responsable ha llevado a los tribunales a la constructora Areva y ha pedido indemnizaciones multimillonarias.

Los planes para cumplir Kyoto se basaban en sustituir centrales de carbón por electricidad nuclear y la decisión del gobierno supuso dejar de lado el desarrollo de más capacidad renovable y de medidas de ahorro y eficiencia, poniendo en manos de la opción nuclear. Tal como reconoce Oras Tynkynnen, asesor del gobierno finlandés, "nos concentramos tanto en la nuclear que perdimos de vista todas las otras opciones... y la nuclear nos ha fallado. Ha resultado ser una apuesta que nos ha costado muy cara, tanto para Finlandia como para el planeta".

RECOMENDACIONES PARA UNA POLÍTICA ENERGÉTICA

En primer lugar, no hay que tomar decisiones precipitadas sobre la opción nuclear, al menos hasta no haber desarrollado seriamente otras tecnologías energéticas de bajas emisiones, porque si éstas tienen éxito tendremos resuelto el problema sin las contrapartidas negativas de la nuclear, y si no lo conseguimos al cien por cien, seguro que sacaremos beneficios e innovaciones que nos ayudarán a construir un sistema energético más sostenible.

Hay que potenciar seriamente las diferentes energías renovables sin hacer caso de quienes dicen que el sistema actual no las puede absorber porque está concebido para un modelo de generación centralizada. Es el sistema de distribución el que debe adaptarse a las nuevas formas de generación, no al contrario. Sólo la práctica nos dirá hasta dónde podemos llegar. Los proyectos de renovables y de reducción de la demanda suelen ser a pequeña y mediana escala y se pueden construir y evaluar rápidamente, lo que facilita el aprendizaje. Aunque algunas inversiones pueden no dar el resultado esperado, son fácilmente reversibles y los costes son muy inferiores a los de una central nuclear con problemas.

Cualquier intento serio de desarrollar un sistema energético de bajas emisiones debe incluir una parte de reducción de la demanda y de mejora de las eficiencias en el consumo, para reducir la complejidad del problema. Será imprescindible promover cambios de hábitos, sobre todo en el transporte, que tendrán efectos positivos, tanto desde el punto de vista energético como desde una perspectiva más global.

Los gobiernos deben entender que la transición hacia un sistema energético sostenible es un proyecto largo y complejo, que necesita políticas predecibles y persistentes, que las instituciones políticas y regulatorias deben trabajar conjuntamente y que tienen que hacer un esfuerzo real para eliminar barreras, muchas veces erigidas por empresas que tienen intereses en el sistema actual. Deben reconocer también que deben elegir entre un sistema centralizado y uno descentralizado. No se puede tener todo. Sería mejor no tener que elegir, pero los gobiernos deberán posicionarse, sobre todo por la naturaleza excluyente y no complementaria de la energía nuclear.

Por encima de todo esto, lo que hace falta es un cambio en el paradigma político economicista de las últimas décadas hacia un nuevo paradigma en el que se diluya la dominancia económica para que las cuestiones medioambientales, al menos en relación al cambio climático, tengan prioridad. Los paradigmas, sin embargo, no cambian por sí mismos, sólo lo hacen en respuesta a presiones. Y la presión que debemos ejercer es la de exigir que a la hora de tomar decisiones se incorporen en todos los debates consideraciones de sostenibilidad. Tenemos que conseguir entrelazar cuestiones de innovación, de regulación y planificación económica, de consumo y de tecnología, de hábitos y cultura, que resulten en decisiones políticas que se pongan en práctica con actuaciones legislativas claras y transparentes. Porque, al fin y al cabo, la cuestión energética es ante todo una cuestión de

[La reducción del riesgo debería cubrir toda la vida de la central. Foto: Roberto Anguita]



economía política.

Si ya antes de Fukushima existían serias dudas acerca del papel que podría jugar la energía nuclear frente a la creciente demanda energética mundial y la necesaria mitigación del cambio climático, en las circunstancias actuales resulta inexcusable plantearse si es razonable suponer que la energía nuclear podrá seguir siendo una componente importante de nuestro mix energético futuro, o si, por el contrario, no deberíamos considerar esta presunción como imprudente, o incluso temeraria, y prepararnos, en cambio, para un eventual declive de la opción nuclear en las próximas décadas. Se trata de una opción estratégica de largo recorrido que corresponde hacer a cada país, a ser posible después de un debate social real, alejado de los apriorismos ideológicos, y quizás con una consulta final a los ciudadanos que son en última instancia a quienes corresponde decidir.

Notas

(1) Esto se verá, por ejemplo, en el Reino Unido, donde el gobierno laborista ha hecho una fuerte apuesta por poner en marcha un programa nuclear para construir 10 o 12 nuevas centrales nucleares de la mano de EDF y de otras grandes empresas eléctricas europeas que ahora están exigiendo todo tipo de garantías para invertir. De hecho, en los años 1980, el gobierno conservador de Margareth Thatcher ya hizo un intento similar de construir 10 reactores, de los cuales sólo se construyó uno.

Otros artículos relacionados con: [energía](#), [nuclear](#), [economía](#)



© 2009

Revista Ambienta <<Accesibilidad>>

2007, la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo y la Sociedad de Ingenieros para la Evaluación del Petróleo, publicaron conjuntamente una serie de directrices sobre la definición y clasificación de recursos, denominado Sistema de Gestión de Recursos Petroleros, que es compatible con la Normativa de Clasificación para la Energía Fósil y Recursos Minerales de Naciones Unidas, desarrollado en 2004 por la Comisión Económica de Naciones Unidas para Europa.



El citado Sistema utiliza el término reservas para referirse a acumulaciones de hidrocarburos cuya existencia en el subsuelo ha sido verificada tras una campaña prospectiva culminada con la perforación de sondeos.

Las reservas probadas (o reservas 1P) son aquellas sobre las que existe una "certeza razonable", o una probabilidad mínima del 90% (P90), de que podrán ser extraídas de forma rentable, utilizando la tecnología disponible en el momento y sopesando un conjunto de datos actualizados sobre la geología, costes de extracción, precios de venta, grado de comerciabilidad y coyuntura política. Las reservas probadas pueden subdividirse a su vez en desarrolladas ("proven developed" o PD) y por desarrollar ("proved undeveloped" o PUD), dependiendo de que su explotación requiera, o no, inversiones adicionales a las ya efectuadas (como, por ejemplo, la realización de estudios adicionales del subsuelo, la perforación de más pozos o la instalación de nuevas infraestructuras).

Las reservas probables se definen igual que las anteriores, con la salvedad de que la probabilidad exigida para que su extracción resulte rentable es como mínimo del 50%. Este tipo de reservas también son conocidas como reservas P50 o 2P (probadas + probables).

Las reservas posibles se diferencian de las otras dos porque la probabilidad exigida para que su extracción resulte provechosa es como mínimo del 10%. Estas reservas también se conocen con el nombre de P10 o 3P (probadas + probables + posibles).

Aquellos volúmenes de hidrocarburos descubiertos mediante estudios y perforación del subsuelo, pero cuya producción no es viable comercialmente, son conocidos bajo el nombre de recursos contingentes.

Asimismo, los volúmenes de hidrocarburos cuya existencia en una determinada región resulta factible en base a criterios científicos, pero cuya existencia cierta todavía no ha sido verificada mediante la perforación, reciben el nombre de recursos prospectivos.

Conviene, por tanto, separar claramente los términos reservas y recursos, y cuando se habla de las primeras, aclarar si se trata de probadas, probables, o posibles. Algo que queda muy lejos de las prácticas habituales de muchas petroleras estatales. Asimismo, es importante subrayar que las estimaciones de reservas para cada una de las categorías cambian con el tiempo y que un tipo de reservas puede convertirse en otro a medida que evolucionan la tecnología disponible, el conocimiento geológico, la situación política, así como los costes de extracción, precios de venta y comerciabilidad del petróleo.

Reservas técnicas y reservas políticas

Si bien se ha avanzado en el establecimiento de un sistema armonizado para la definición y clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos, en la práctica, la manera en que estos se miden todavía difiere ampliamente según el país y el marco jurídico. No hay un nivel de referencia o normativa legal acordados internacionalmente sobre que pruebas se necesitan para certificar un descubrimiento, ni sobre los parámetros que deben utilizarse para determinar si el petróleo o el gas hallado puede ser extraído de forma rentable con una u otra probabilidad.

También existen diferentes pautas y modelos para la elaboración de informes según el propósito de estos. Las normas seguidas para la elaboración de informes financieros, como las exigidas por la Comisión de Bolsa y Valores de los EE.UU. (SEC), suelen ser las más estrictas y en consecuencia las estimaciones de reservas resultantes suelen ser las más bajas.

Por otro lado, el grado de exigencia existente sobre las empresas para que estas divulguen la información sobre sus recursos y reservas es muy variable. Las auditorías sobre reservas y la publicación de los resultados no constituyen una práctica universal. Muchas compañías petroleras, particularmente las petroleras privadas internacionales, utilizan auditores externos y publican los resultados, pero la mayoría de las petroleras estatales no lo hacen. Y este último hecho resulta especialmente grave, porque en 2007 el 72% de las reservas probadas de petróleo y gas del mundo eran propiedad de compañías controladas por los gobiernos, con cerca de tres cuartas partes de dichas reservas pertenecientes a países integrados en la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP).

En el caso del petróleo, un ejemplo que ilustra perfectamente las incertidumbres creada por esta situación es la del brusco incremento de las reservas anunciado hace unas décadas, sin que mediaran nuevos descubrimientos, por los principales países productores de Oriente Medio y Venezuela, todos ellos miembros de la OPEP. La fiabilidad de esta revisión ha sido puesta en entredicho por algunos expertos que creen que dicha corrección al alza refleja estrategias gubernamentales para conseguir mayores cuotas de extracción en el seno de la OPEP; una hipótesis conocida como "guerra de las cuotas". Esta posibilidad ha llevado a algunos analistas a advertir sobre la necesidad de diferenciar entre "reservas técnicas" y "reservas políticas". El caso comentado ha acrecentado la discusión sobre cuánto petróleo podrá ser realmente puesto en producción a medio y a largo plazo.

Diversos organismos están trabajando juntos para tratar de armonizar la forma en la que los diferentes tipos de reservas son medidas en la práctica, con el objetivo de lograr una mayor transparencia en su contabilidad. Sin embargo, su labor se ve obstaculizada por la renuencia de los países y las industrias, que han desarrollado sus propios sistemas de contabilidad, a aceptar nuevas normas, así como por las dificultades inherentes a la adaptación de los sistemas nacionales a un sistema universal.

Reservas probadas de petróleo convencional

Diversos organismos compilan y publican anualmente datos sobre reservas probadas de petróleo, utilizando datos provenientes de fuentes gubernamentales (y por lo tanto sujetos a las incertidumbres comentadas con anterioridad en cuanto a su fiabilidad) y de empresas petroleras. Las fuentes de acceso público y gratuito más conocidas internacionalmente son: "BP Statistical Review of World Energy" (BP), "Oil and Gas Journal" y "World Oil". La OPEP compila los datos de sus países miembros y publica estos junto a los datos de otros países, extrayendo estos últimos de BP. La Energy Information Administration del Departamento de Energía de los EE.UU. hace público resúmenes actualizados con las últimas cifras suministradas por las fuentes citadas. La consultora privada IHS también dispone de una reputada base de datos, pero su consulta no es gratuita y solo resulta asequible, por su precio, a las grandes empresas.

Las reservas probadas de petróleo convencional en todo el mundo se aproximan a los 1,2 billones de barriles, aunque no debe olvidarse que esta cantidad da por buenas las cifras suministradas por los principales productores de la OPEP, que algunos autores creen exageradas en al menos 300.000 millones de barriles. Sobre la base de los niveles actuales de producción, la petrolera BP estima que la relación a nivel mundial entre reservas probadas y producción (R/P), se sitúa en torno a los 40 años y que esta relación ha cambiado poco en los últimos años.

Recursos finalmente recuperables de petróleo convencional

Las estimaciones de reservas probadas dan una idea de cuánto petróleo podría extraerse a corto y medio plazo. El volumen total que a más largo plazo y en última instancia podrá ser extraído, de manera comercialmente rentable, del subsuelo del planeta se conoce con el nombre de recursos finalmente recuperables. Esta categoría incluye: 1) Las reservas probadas y probables (2P) inicialmente existentes en campos que se encuentran en fase de producción (en cuyo caso hay que contabilizar el hidrocarburo ya extraído) o a la espera de su desarrollo; 2) el volumen correspondiente al crecimiento de las reservas, y 3) los volúmenes que todavía quedan por descubrir.

Sobre una base de datos de 1995, el Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS), llevó a cabo una primera evaluación de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional del mundo, que fue publicada en el año 2000. La Agencia Internacional de la Energía también ha publicado en 2008 su propia estimación. Esta tiene en cuenta diversas actualizaciones del USGS, las nuevas estimaciones de reservas probadas y probables de IHS y las cifras de producción acumulada hasta finales de 2007. Sin embargo, no incluye los posibles recursos del Ártico, ni los de aguas profundas y ultra-profundas, ni los derivados de la aplicación de nuevos avances tecnológicos.

La Agencia Internacional de la Energía calcula que los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional y líquidos del gas natural ascienden a algo menos de 3,6 billones de barriles, desglosados de la siguiente forma: 2,4 billones en forma de reservas probadas y probables iniciales, 0,4 billones como crecimiento de reservas y 0,8 billones por descubrir. La producción acumulada hasta finales de 2007 era de 1,1 billones de barriles, de modo que los recursos convencionales recuperables susceptibles de explotación en el futuro ascienden a más de 2,4 billones de barriles.

Recursos de petróleo convencional y no convencional

Una gran parte de los recursos de petróleo que el mundo podrá utilizar en el futuro se clasifican como no convencionales. Estos incluyen las arenas petrolíferas o arenas asfálticas ("oil sands" o "tar sands"), los petróleos extra-pesados, los esquistos bituminosos ("oil shales"), y los combustibles sintéticos derivados de la conversión gas a líquidos ("gas-to-liquids" o GTL) y de carbón a líquidos ("coal-to-liquids" o CTL). Aunque se han experimentado considerables progresos en la superación de desafíos técnicos que hasta hace poco parecían insalvables y se ha avanzado en la reducción de costes, estos recursos son generalmente más costosos de producir que los convencionales, presentan un mayor impacto medioambiental desde el punto de vista de las emisiones de gases de efecto invernadero y, además, su explotación implica un balance energético o EROEI (relación entre la energía obtenida y la utilizada en el proceso de producción,) que puede llegar a ser diez veces menor que el de los petróleos convencionales.

La Agencia Internacional de la Energía ha analizado las contribuciones potenciales de los recursos convencionales y no convencionales de petróleo con el rango de sus costes de producción (que no incluyen los asociados a las emisiones de CO₂). Según dicho organismo, a largo plazo, la base potencial de recursos totales de petróleo se aproxima a los 6,5 billones de barriles y si a esta cifra se le añade el posible potencial de producción de líquidos a partir de las tecnologías GTL y CTL la cifra final se acerca a los 9 billones de barriles. De ese total, casi 1,1 billones ya han sido extraídos, a un coste máximo por barril de 30 dólares (del año 2008). Los recursos potenciales económicamente recuperables que restan se desglosan del siguiente modo:

- 1) Recursos convencionales: ascienden a alrededor de 2,1 billones de barriles, más de la mitad de los cuales se localizan en Oriente Medio y el Norte de África. Se espera que en promedio el coste de explotación de estos recursos sea mucho menor que el de todas las otras fuentes de suministro. El coste de explotación de estos recursos convencionales (excluyendo impuestos y regalías) normalmente oscila entre menos de 10 a 40 dólares por barril, con algunas excepciones.
- 2) Recursos convencionales adicionales mediante técnicas de mejora de la recuperación (EOR): estos han sido subdivididos según se utilicen técnicas EOR por inyección de CO₂ u otras tecnologías. El coste del EOR oscila entre algo más de 30 a unos 80 dólares por barril. El potencial global de las técnicas de recuperación asistida del petróleo se estima entre 400.000 y 500.000 millones de barriles, en el supuesto de que la introducción acelerada de nuevas tecnologías provoque una reducción de los costes unitarios.
- 3) Recursos convencionales de aguas profundas y ultra profundas: puede suministrar más de 160.000 millones de barriles a un coste de entre algo más de 35 hasta 65 dólares por barril.
- 4) Recursos convencionales del Ártico: podrían ascender a 90.000 millones de barriles a un coste de entre cerca de 40 a 100 dólares por barril.
- 5) Recursos no convencionales de petróleo extra-pesado y arenas bituminosas: ascienden a más de 1 billón de barriles y podrían extraerse a un coste que va desde cerca de 40 a aproximadamente 70 dólares por barril.
- 6) Recursos no convencionales de esquistos bituminosos: sus costes de producción se estiman entre 50 a más de 100 dólares por barril. Debido a la falta de grandes proyectos comerciales, las perspectivas de mejora de la tecnología de producción son muy inciertas. En consecuencia, no se espera que este tipo de recursos contribuyan de forma significativa al abastecimiento mundial de petróleo antes de 2030.
- 7) Recursos de GTL y CTL: tienen un gran potencial pero su desarrollo se verá frenado por el uso de las materias primas necesarias (gas natural y carbón) para otras aplicaciones potenciales, sobre todo para la generación de electricidad y usos finales. A los precios actuales del gas natural y del carbón, los costes oscilan entre 40 a cerca de 120 dólares por barril de líquido producido.

En el futuro, el mayor o menor grado de explotación de todos estos recursos potenciales, así como los costes a los que las compañías petroleras podrán suministrar sus productos a los mercados, dependerá de factores políticos, ambientales, normativos y fiscales. Como se ha comentado con anterioridad, la explotación de los recursos no convencionales supone un importante impacto ambiental y la emisión de mayores cantidades de gases de efecto invernadero durante el proceso extractivo que las originadas durante el mismo proceso por los combustibles convencionales. La introducción generalizada de incentivos para la reducción de las emisiones de CO₂ tendría un gran impacto sobre los costes, de manera que, por ejemplo, los recursos no convencionales serían relativamente más caros, mientras que la producción de petróleo convencional mediante tecnologías de recuperación asistida por inyección de CO₂ se abarataría. Asimismo, en el futuro, como ya ha sucedido en el pasado, es posible que los avances tecnológicos varíen notablemente las previsiones aquí expuestas.

ALGUNOS DATOS Y TENDENCIAS PREOCUPANTES

[Refinería de petróleo. Foto: Vicente González]

Los datos hasta aquí expuestos pueden llevar a la conclusión, errónea, de que aunque posiblemente el petróleo será más caro en el futuro, los recursos y reservas existentes constituyen una garantía para la seguridad del suministro. Sin embargo, ello no es así. Además de conocer con mayor o menor precisión la disponibilidad de reservas y recursos, conviene analizar la situación y perspectivas existentes en torno a la producción para saber si la transformación de dichos recursos y reservas en flujos productivos se realizará a la velocidad necesaria para cubrir la demanda proyectada. O como alguien ha dicho: no solo debemos conocer cuanto petróleo contiene la barrica, también es necesario conocer las características y el estado del grifo.

En relación a esta cuestión, el "National Petroleum Council" nos avisa de una realidad preocupante: "el mundo no se está quedando sin recursos fósiles, pero el aumento continuado de la extracción de petróleo a partir de fuentes convencionales presenta cada vez más riesgos y estos constituyen un serio obstáculo para asegurar la demanda a medio plazo". Asimismo, la Agencia Internacional de la Energía también nos advierte de serias incertidumbres y riesgos en el sector de la producción de petróleo para satisfacer la demanda mundial a medio y a largo plazo. Este apartado tiene como objetivo identificar y analizar con cierto detalle tales riesgos e incertidumbres. Estos se localizan en diversos segmentos de la cadena del negocio del petróleo, desde el denominado "upstream" (exploración y producción) al "downstream" (sector de refino) pasando por el "midstream" (transporte). En las páginas que siguen nos ocuparemos básicamente del primer segmento.

Los nuevos descubrimientos no reponen el petróleo extraído

Pese al espectacular desarrollo tecnológico experimentado por la industria del petróleo y el acceso a nuevas áreas previamente inexploradas, desde mediados de la década de los sesenta, el volumen de petróleo aportado por los nuevos descubrimientos (reservas probadas y probables) ha venido declinando, de forma que desde mediados de la década de los ochenta ya no compensan el volumen extraído. En concreto, la Agencia Internacional de la Energía revela que el volumen procedente de nuevos hallazgos disminuyó de un promedio de 56.000 millones de barriles anuales en la década de los sesenta, a 13.000 millones de barriles por año en la década de los noventa. Esta tendencia a la baja se habría moderado ligeramente la última década, como respuesta a una mayor actividad de exploración impulsada por unos precios del crudo relativamente altos. Sin embargo, pese a ello, desde el año 2000 al 2006, los nuevos descubrimientos promediaron 16.400 millones de barriles por año, muy lejos de los alcanzados en la década de los sesenta, mientras que la producción acumulada durante el mismo periodo excedió en 400.000 millones de barriles el volumen acumulado procedente de nuevos descubrimientos⁽¹⁾.

La caída en el número de nuevos descubrimientos y en el volumen de petróleo aportado por estos ha sido más aguda en Oriente Medio y la antigua Unión Soviética. Por el contrario los descubrimientos habrían aumentado en África, América Latina y Asia.

En gran medida, el descenso del número de descubrimientos en todo el mundo reflejaría una disminución de la actividad exploratoria en las regiones con mayores reservas, a las que las empresas internacionales tienen un acceso muy limitado, así como el menor tamaño medio de los campos hallados. Los efectos negativos de los dos factores comentados habrían superado el efecto positivo derivado de una mejora en el porcentaje de éxito de las perforaciones. Este se han multiplicado por un factor de dos en los últimos cincuenta años, pasando de un éxito por cada seis pozos de exploración perforados, a uno de cada tres.

Otro factor que podría explicar, al menos en la última década, la caída de los descubrimientos es una insuficiente inversión en exploración. El gasto por este concepto se ha incrementado considerablemente desde 2004, pero su cuota sobre el gasto total en exploración y producción apenas se ha incrementado desde dicha fecha, manteniéndose en torno al 16%, lejos del nivel cercano al 20% alcanzado a principio de la última década. Esta situación ha tenido lugar a pesar de la caída de la tasa de reemplazo de reservas y el importante aumento del valor de las mismas, reflejando la combinación de varios factores: 1) la prioridad dada al desarrollo de reservas probadas para aprovechar la coyuntura de altos precios, 2) las limitaciones sufridas por las grandes compañías internacionales para explorar en regiones altamente prospectivas, y 3) la carestía de equipos de perforación y de personal.

La exploración y producción es cada vez más cara

Los costes de las actividades de exploración, del desarrollo de nuevos campos y del aumento de la producción en los ya existentes, han aumentado considerablemente en la última década. Ello se debe principalmente al incremento experimentado por los costes unitarios de los servicios de perforación y mantenimiento, del personal cualificado, de los materiales y de la energía. Otro factores que también han contribuido a este aumento son el desplazamiento del gasto hacia proyectos cada vez más complejos y ubicados en lugares carentes de infraestructuras (como es el caso de muchos proyectos en aguas profundas), así como hacia la exploración y el desarrollo de campos cada vez más pequeños, cuyos costes unitarios tienden a ser más altos. Todos estos factores negativos han superado el impacto causado por el uso de nuevas tecnologías que en la década de los noventa ayudaron a rebajar sensiblemente los costes.

La producción mundial de petróleo convencional está en declive

Una de las conclusiones más relevantes del "World Energy Outlook 2008", publicado por la Agencia Internacional de la Energía, es que la seguridad del suministro global de petróleo depende más de la tasa de declive de la producción que de la tasa de crecimiento de la demanda. Según la citada Agencia, la mayor parte de las inversiones futuras deberán destinarse a compensar la pérdida de la capacidad productiva de los campos actualmente en explotación. Esta pérdida o declive productivo tiene lugar cuando el yacimiento alcanza su madurez, sobrepasando un punto a partir del cual ni el despliegue tecnológico ni el esfuerzo inversor pueden detener una disminución de la presión que se traduce en un descenso del caudal obtenido a boca de pozo.



En su informe, la Agencia Internacional de la Energía calcula que, como consecuencia del citado declive, la producción global de crudo convencional procedente de los yacimientos actualmente en producción descenderá de 70 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007, a 51 Mbd en 2015, y a 27 Mbd en 2030. Es decir, una caída de 43 Mbd (excluyendo los aumentos de producción obtenidos a partir de la aplicación de técnicas de mejora de la recuperación del petróleo). Eso significa que entre 2007 y 2030, para mantener la capacidad de producción a los niveles de 2007 y cubrir las necesidades surgidas del incremento de la demanda prevista, cifradas en torno a los 21 Mbd, la industria petrolera tendrá que desarrollar una nueva capacidad productiva cercana a los 64 Mbd, volumen que equivale a más de seis veces la existente hoy en día en Arabia Saudita. Y el tiempo apremia, ya que, de aquí a seis años, en 2015, la nueva capacidad requerida será de 30 Mbd.

La Agencia Internacional de la Energía ha llegado a estas conclusiones tras estudiar la historia de la producción y otros datos técnicos de aproximadamente 800 de los mayores yacimientos petrolíferos del mundo. La base de datos analizada incluye todos los campos súper-gigantes (54 en total) y gran parte de los campos gigantes (263 sobre un total de 320) que actualmente se encuentran en producción. Asimismo, también se han estudiado la mitad (285) de los campos catalogados como grandes y alrededor de 200 campos asimilables a la categoría de pequeños(2). Aunque hoy en día existen cerca de 70.000 campos en producción en todo el mundo, los yacimientos analizados aportaron en 2007 más de dos tercios del petróleo crudo producido en el mundo.

La historia de la producción de un campo de petróleo se ajusta a un perfil único, de acuerdo con las características geológicas de las rocas almacén, las técnicas empleadas en el proceso de extracción y el tipo de gestión de la producción puesta en práctica. Normalmente, la producción de un yacimiento pasa por tres etapas: 1) una inicial de crecimiento, que coincide con la perforación y puesta en producción de nuevos pozos; 2) un período de estancamiento de la producción en la que ésta adopta por lo general un perfil plano (o de meseta) resultado del balance que se establece entre la entrada en funcionamiento de nuevos pozos y el declive extractivo experimentado por los antiguos; y 3) una fase final de declive, durante la cual la producción cae poco a poco como resultado del decrecimiento de la presión en la roca almacén. En teoría, estas tres etapas dibujan una curva en forma de campana, más o menos simétrica y aplanada en su parte superior.

La tasa a la que disminuye la producción una vez que se ha superado la producción máxima (o cenit de la producción) constituye un factor crítico para determinar la necesidad de disponer de una capacidad productiva adicional, ya sea mediante la puesta en producción de nuevos campos o el desarrollo más intensivo de los existentes. Sobre la base de un análisis exhaustivo de los datos de producción de 580 de los campos más grandes del mundo que ya han pasado su cenit de producción, la Agencia Internacional de la Energía concluye que la tasa anual promedio de declive natural post-cenit para todo el mundo se sitúa en torno al 9%.

Muchos países han sobrepasado el cenit de la producción

Utilizando datos de la petrolera BP referentes a la producción de crudos convencionales, condensados y líquidos del gas natural, podemos elaborar una lista de todos los países productores de petróleo del mundo y de la situación de la producción en cada uno de ellos, ordenándolos según el año en el que alcanzaron su producción máxima (cenit de la producción o "peak oil"). Esta lista muestra que 30 de los 54 estados productores de petróleo en el mundo han pasado ya su cenit, mientras que tan sólo 14 siguen aumentando su producción y los 10 restantes muestran una tendencia al estancamiento o han entrado en un suave declive. El cenit de la producción de petróleo convencional es un hecho consumado para un conjunto de países que en 2008 totalizaron el 61% de la producción mundial, lo que implica que en el futuro el suministro de petróleo dependerá de un reducido grupo de países productores. Entre estos últimos destacan: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Azerbaiyán, Brasil, Canadá (con sus recursos no convencionales), China, Guinea Ecuatorial, Kazajstán, Qatar, Sudán, Tailandia y Turkmenistán y la Unión de Emiratos Árabes. Dentro del grupo de países cuya producción se encuentra estancada destacan, entre otros, Ecuador, Chad, India, Nigeria Republica del Congo (Brazzaville) y Rusia.

La petrolera Total también ha creado una lista de los productores de petróleo que han pasado el cenit y Wikipedia también ha elaborado una lista similar. En todas estas listas se observa como la producción ha alcanzado ya el cenit ("peak") en muchos de los países que no pertenecen a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

La producción convencional ajena a la OPEP ha superado el cenit

La Agencia Internacional de la Energía estima que la extracción de crudo convencional (crudos y líquidos del gas natural) en el conjunto de países que no son miembros de la OPEP habrá sobrepasado su cenit a partir de 2010, de modo que a partir de ese momento, aunque el déficit se compense por un aumento de la producción de petróleos no convencionales, el aumento del consumo deberá ser garantizado por un pequeño número de países. En particular, los miembros de la OPEP deberán aumentar su cuota de participación en la producción mundial, de un 44% en 2007, a un 52% en 2030. Estas previsiones implican un gran esfuerzo inversor que, como se comenta mas adelante, no debe sufrir retrasos.

Cada vez más dependientes de las exportaciones de Oriente Medio

Según la Agencia Internacional de la Energía, durante el periodo 2007-2030, la ampliación de la brecha entre producción indígena y consumo acarreará un considerable aumento del comercio internacional de petróleo (crudo, líquidos del gas natural y productos refinados). El comercio neto interregional evolucionará al alza, de 40,7 millones de barriles por día (Mbd) en 2007, a 55 Mbd en 2030. Un volumen, este último, que supera en un 35% al del comercio actual y que representa más de la mitad de la producción esperada para el 2030.

Durante el periodo 1981-2007, en relación a la capacidad exportadora de crudo, condensados y líquidos del gas natural pueden identificarse tres grandes grupos de países. El primero estaría integrado por cuatro países que han dejado de ser exportadores: Egipto, China, Indonesia y Reino Unido. El segundo, por diecisiete países que han alcanzado su cenit exportador: Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Gabón, Guinea Ecuatorial, Irak, Irán, Malasia, México, Nigeria, Noruega, Omán, Siria, Venezuela, Vietnam, Rusia y otros países de la antigua Unión Soviética. Y el tercero por nueve países que todavía mantienen sus exportaciones constantes o en crecimiento: Angola, Azerbaiyán, Canadá, Kazajstán, Kuwait, Libia, Qatar, Sudan y Unión de Emiratos Árabes.

De cara al futuro, la Agencia Internacional de la Energía prevé que Oriente Medio será la región que experimentará un mayor auge en el volumen de las exportaciones, pasando de 19,9 millones de barriles diarios (Mbd) en 2007, a 28,5 Mbd en el 2030. Este último volumen representará el 52% del comercio global, frente al 49% actual.

Las inversiones necesarias podrían no concretarse a tiempo

La Agencia Internacional de la Energía calcula que cubrir la demanda mundial de petróleo prevista entre 2007 y 2030 requiere una inversión acumulada cercana a los 5,9 billones de dólares (de 2008). De esta cantidad, aproximadamente el 80% correspondería a actividades de exploración y producción, el 16% al sector del refinado y el 4% al del transporte. Estas inversiones deben destinarse tanto a expandir la capacidad de suministro para adecuarla a la creciente demanda, como

a reemplazar las instalaciones existentes y futuras cuya vida útil caduque entre 2007 y 2030.

El 75% de la inversión acumulada en exploración y producción de petróleo prevista para el período 2007-2030 correspondería a países que no pertenecen a la OCDE. Este hecho refleja la creciente dependencia del mercado global de los suministros provenientes de Oriente Medio, África y otros países no integrados en la OCDE. En la mayoría de estos países, la movilización de las inversiones requerirá superar no pocas barreras legislativas, normativas y comerciales. La mayoría de tales riesgos, han sido calificados como riesgos geopolíticos. Entre estos, cabe diferenciar en primer lugar aquellos relacionados con factores que pueden limitar o retrasar las inversiones necesarias en los países productores. Esta categoría, comprende a su vez tres subtipos: 1) los asociados a las políticas de control del ritmo de extracción de recursos ejercidas por los gobiernos, 2) los derivados del "petronacionalismo" que impide o limita el acceso de las compañías internacionales a la explotación de los recursos, y 3) los ligados a la inestabilidad política, amenazas terroristas o conflictos militares. Otro tipo de riesgo geopolítico sería el asociado a las posibles interrupciones del suministro originadas por disputas entre países productores y de tránsito, así como por ataques terroristas que dañen las infraestructuras de transporte o por conflictos que bloqueen temporalmente las rutas comerciales a los mercados. Por último, cabe considerar el riesgo aparejado a la consolidación futura de mercados monopolistas, no competitivos, resultado de un fortalecimiento de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y sus compañías estatales.

Políticas de control del ritmo de extracción y agotamiento de recursos en los países productores

La política sobre la producción que puedan seguir el pequeño número de países que albergan en su subsuelo la mayor parte de las reservas de petróleo que quedan por explotar en el mundo, resultará fundamental para el futuro de la inversión y el aumento de la capacidad productiva.

Paradójicamente, la escalada de los precios del petróleo en los últimos cinco años y la perspectiva de que estos puedan permanecer en niveles históricamente elevados, podría conducir a que algunos de estos países decidan explotar sus recursos más despacio, simplemente porque tengan una menor necesidad de ingresos adicionales a corto plazo y prefieran mantener sus recursos en el subsuelo para así beneficiar a las generaciones futuras. Decisiones de este tipo podría crear un círculo vicioso: la disminución de la inversión llevaría a un suministro ajustado, que a su vez provocaría una subida de los precios y los beneficios, reduciendo aún más los incentivos para invertir, lo que finalmente podría obligar al mundo a cambiar su patrón de consumo, alejándose del petróleo.

El aumento de los precios comentado ha aumentado el bienestar económico de aquellos estados productores de hidrocarburos para los que los ingresos procedentes de su exportación representan un porcentaje importante de la renta nacional. La mayoría de estos estados son miembros de la OPEP y los beneficios anuales provenientes de las exportaciones de petróleo y gas de dicha organización se han multiplicado por más de dos, en términos reales, entre 2000 y 2007, alcanzando una cifra de 732.000 millones de dólares. La Agencia Internacional de la Energía, prevé que los beneficios de la OPEP sigan creciendo, alcanzando un total de poco más de 2 billones de dólares en 2030, de modo que el porcentaje del PIB mundial correspondiente al total de dichos beneficios se elevará del 1,3% en 2007, a alrededor del 2% en 2030.

Seis países de Oriente Medio -Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, Qatar y los Emiratos Árabes Unidos- contabilizaron en 2007 más del 70% de tales beneficios; una participación que se prevé se mantendrá prácticamente constante hasta 2030. En estos países, gran parte del aumento de los ingresos se ha utilizado para pagar la deuda externa y adquirir activos en el exterior, principalmente financieros. Los beneficios provenientes de las exportaciones de petróleo y gas también crecerán en Rusia, de unos 229.000 millones de dólares en 2007, a poco más de 400.000 millones en 2030.

Es probable que la preocupación de que un exceso de inversión pueda conducir a precios más bajos contribuya a moderar el gasto de capital en el sector de exploración y producción del petróleo y gas. El precio del barril de petróleo requerido por los países de la OPEP para equilibrar su cuenta exterior ha aumentado en los últimos años, lo que refleja un aumento interno del gasto (público y privado) y un aumento de los costes de importación. Según un informe reciente, el precio por barril de petróleo que los países productores necesitan para equilibrar su balanza de pagos oscila entre 4 dólares en Qatar a 94 dólares en Venezuela. Las previsiones son que si no se producen cambios en la política interna este precio aumente.

Existen indicios de que en algunos países el aumento de los precios y los beneficios han frenado, en lugar de impulsar, los incentivos para invertir en exploración y producción, incluso en aquellos casos en que el aumento de los beneficios resulta más que suficiente para cubrir el capital requerido para nuevos proyectos. El Rey Abdullah de Arabia Saudita anunció en abril de 2008 que quiere que los nuevos descubrimientos de petróleo no entren en producción para preservar parte de la riqueza petrolera del Reino para las generaciones futuras. Otros países del Golfo Árabe, como Qatar, han detenido sus planes para incrementar su capacidad de producción de petróleo y gas, citando la necesidad de preservar los recursos a largo plazo. La incertidumbre causada por los altos precios sobre la demanda futura de petróleo de la OPEP, así como el riesgo de invertir en una capacidad de producción que puede no ser necesaria (sobre todo si los países consumidores toman medidas contundentes para frenar el crecimiento de la demanda) también contribuyen a alentar entre los productores la adopción de una política de "esperar a ver que pasa" ("wait and see") antes de emprender nuevas inversiones importantes. Sin duda, existe un riesgo real y creciente de que la inversión en exploración y producción de hidrocarburos en los países ricos en recursos decaiga una vez que la actual oleada de proyectos en curso haya finalizado.

Menos oportunidades de inversión para las compañías internacionales

En la actualidad, la mayor parte de la inversión en exploración y producción corresponde a empresas internacionales de petróleo y gas de propiedad privada⁽³⁾. Sin embargo, las oportunidades de inversión para estas compañías han disminuido en los últimos años, en la medida que un número creciente de los países ricos en recursos impiden en la práctica o imponen restricciones a la participación extranjera, favoreciendo a las empresas nacionales.

Entre los países que impiden el acceso directo de las compañías internacionales a la exploración y producción de sus recursos se encuentran Arabia Saudita, Kuwait, Irán y México. Todos ellos importantes productores y exportadores. Pero incluso en aquellos lugares en los que, en principio, las empresas internacionales pueden invertir, las condiciones para la concesión de licencias, los términos fiscales, o el clima general de negocios, pueden constituir elementos de disuasión. En teoría, el objetivo de todos los gobiernos anfitriones es encontrar un equilibrio justo entre la maximización de su participación en los beneficios obtenidos -la diferencia entre el coste de la producción y el precio de venta del petróleo producido- y mantener la inversión en un determinado nivel estratégico. Pero, en la práctica, la necesidad de beneficios a corto plazo puede acabar imponiéndose a las consideraciones a largo plazo, de manera que, aprovechándose de la inversión ya realizada, el gobierno puede aumentar los impuestos y regalías para aumentar los ingresos rápidamente, aún a costa de comprometer la llegada de nuevas inversiones.

En los últimos años, los impuestos han aumentado considerablemente en la mayoría de los países productores y, en algunos casos, el gobierno los ha elevado de tal forma que ha provocado un retraimiento de las inversiones. Por ejemplo, en Venezuela, un fuerte aumento en las tasas de regalías en 2007, junto a los planes

de introducir en 2008 un impuesto sobre las exportaciones realizadas por los operadores privados, parece haber enfriado el interés por invertir en nuevos proyectos. Asimismo, en Rusia, la caída en la actividad de perforación, así como el descenso de la producción de petróleo observada desde finales de 2007, obedecen en gran medida a cambios en el régimen fiscal que permiten al gobierno quedarse con la mayor parte de la renta adicional acumulada tras el aumento de precios.

La estabilidad del régimen de inversión en exploración y producción es un factor crítico para las empresas petroleras a la hora de evaluar cualquier nueva oportunidad de inversión. Asimismo, los cambios en las normativas ambientales también pueden impedir o disuadir la inversión. En este sentido, la introducción de impuestos o penalizaciones sobre las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la producción de petróleo y gas, o de la quema de gas ("gas flaring"), también afectan negativamente a la captación de nuevas inversiones. Noruega ya ha puesto en marcha un impuesto sobre las emisiones de carbono, mientras que Nigeria ha impuesto sanciones a la quema de gas.

Limitaciones políticas, conflictos bélicos y terrorismo

Pese a la existencia de políticas oficiales favorables y de potentes incentivos económicos, diversos factores geopolíticos y de política interior pueden frenar en muchos países la inversión en exploración y producción de petróleo y gas. Varios países de la OPEP, en particular, Kuwait e Irán, han logrado acuerdos internos para atraer la inversión necesaria para cumplir con sus objetivos oficiales en materia de capacidad de producción, pero sin embargo, los proyectos de expansión han sido retrasados o cancelados. La inversión en Irán se ha visto obstaculizada por las sanciones impuestas por los EE.UU. y Europa, así como por la presión política ejercida por otros países en relación con el programa de actividades nucleares. En Méjico, la resistencia política hasta fechas recientes para introducir cambios en la legislación sobre las actividades de exploración y producción de petróleo –con el fin de otorgar un mayor protagonismo a las empresas privadas– han obstaculizado los esfuerzos para incrementar la inversión necesaria para compensar el acusado declive productivo de los campos en explotación.

Por otra parte, los conflictos y el terrorismo constituyen un poderoso elemento de disuasión para la inversión. Por ejemplo, muchas petroleras tienen todavía reparos a la hora de invertir en Irak, aunque el nuevo gobierno ya ha negociado contratos de exploración y desarrollo con varias compañías internacionales. Esta claro que la mayor o menor rapidez a la que podría concretarse la inversión a gran escala en Irak dependerá de factores políticos y de la mejora de las condiciones de seguridad en el país, que siguen siendo precarias. Asimismo, la posibilidad de un incremento de las tensiones geopolíticas en Oriente Medio y otras regiones, pueden desalentar o impedir la entrada de inversiones en nuevos proyectos. Por ejemplo, las perspectivas a largo plazo para la inversión en Nigeria son extremadamente inciertas, a la vista del empeoramiento del conflicto en el Delta del Níger, región que contiene la mayor parte de los recursos de petróleo y gas por explotar del país.

Falta de personal cualificado

La escasez de mano de obra cualificada y de equipos de perforación constituyen dos de los factores que han contribuido a la reciente subida de los costes y a los retrasos experimentados por los proyectos de exploración y producción de petróleo y gas. Esta escasez podría continuar existiendo en el futuro, lo que supondría una clara limitación física a la velocidad con la que la industria podrá invertir en el desarrollo de reservas.

La escasez de mano de obra podría representar el principal obstáculo, debido al largo tiempo requerido para reclutar y entrenar adecuadamente al personal(4). La fuerza laboral en el sector de exploración y producción se ha reducido desde la década de los noventa, como resultado de la disminución de la contratación y de los despidos ejecutados en el marco de diversos programas de reducción de costes y, más recientemente, por un aumento de las jubilaciones. En los Estados Unidos, la media de edad del trabajador empleado en una compañía de petróleo se aproxima a los cincuenta años y más de la mitad de todos los empleados se jubilará en el transcurso de esta década. Y esto sucede al mismo tiempo que aumentan las necesidades de personal para nuevos proyectos. Por ejemplo, las 160 plataformas marinas que actualmente se están construyendo necesitarán alrededor de 30.000 trabajadores y solo una parte de ellos provendrá de plataformas que dejarán de ser operativas.

La escasez de mano de obra es particularmente acusada entre los trabajadores especializados, tales como geólogos e ingenieros, que requieren más tiempo de formación. En América del Norte y Europa, en el caso del personal técnico de grado medio, esta situación se traduce en una brecha entre demanda y oferta que en 2012 podría ser superior al 15%. Asimismo, un estudio reciente realizado por "Schlumberger Business Consulting" predice una grave escasez de graduados universitarios en disciplinas relacionadas con el petróleo en América del Norte, Rusia y Oriente Medio, aunque los excedentes existentes en otras regiones –en particular en China e India– podrían, en principio, reducir el déficit, siempre que se superen una serie de barreras lingüísticas, legales y culturales.

No es de extrañar que las compañías petroleras estén respondiendo a estas carencias de mano de obra ofreciendo incentivos para retrasar la jubilación del personal, volviendo a contratar jubilados y reclutando personal extranjero. En la región de las arenas asfálticas de Athabasca, en Canadá, un gran número de ingenieros y trabajadores contratados procede de países tan lejanos como China. Como un incentivo para atraer y retener a trabajadores cualificados, el gobierno canadiense ha llegado a ofrecer la nacionalidad a los extranjeros que trabajen en proyectos de arenas petrolíferas. Asimismo, la compañía estatal de Arabia Saudita, Saudi Aramco, ha puesto en marcha una iniciativa para crear compañías nacionales de ingeniería y construcción capaces de operar conjuntamente con los operadores internacionales. El objetivo perseguido es doble: disponer de capacitación para responder rápidamente a las ofertas de nuevos proyectos por parte de Aramco y estimular el desarrollo económico y el empleo local.

Aunque, sin duda, la demanda de mano de obra aumentará en el futuro, se espera que los altos salarios actuales y las tarifas diarias estimulen un aumento de la capacidad productiva a largo plazo, a medida que más estudiantes opten por cursar disciplinas relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos. En la actualidad, existen indicios de que el número de estudiantes universitarios interesados en disciplinas relacionadas con el mundo del petróleo y el gas, así como el número de trabajadores menos cualificados implicados en programas de capacitación y entrenamiento, están evolucionando al alza, especialmente en China e India. Diversas compañías petroleras han intensificado sus programas de formación y han fortalecido sus vínculos con las universidades, al mismo tiempo que la construcción de nuevas plataformas y equipo de perforación también ha aumentado en los últimos años.

El sector de exploración y producción de la industria petrolera es inherentemente cíclico, de forma que a cada periodo de escasez en la oferta de servicios le sigue otro de exceso. Es probable que en el horizonte de 2030, tal y como sucedió en la década de los ochenta y los noventa, la industria experimente alguna situación de exceso de mano de obra, aunque predecir cuando podría darse dicha situación y por cuanto tiempo se prolongaría resulta imposible. Sin embargo, muchos analistas creen que la escasez de mano de obra persistirá hasta bien entrado el presente decenio.

La amenaza del "petronacionalismo"

El "World Energy Outlook 2008" de la Agencia Internacional de la Energía dedica un interesante capítulo a analizar en profundidad un hecho de gran importancia para el futuro de la producción y el comercio de petróleo, como es el progresivo e inexorable control de la oferta por parte de las compañías estatales de los países productores. Una tendencia que puede poner en entredicho la existencia de un "libre mercado" y a acentuar la futura consolidación futura de cárteles monopolistas, no competitivos.

La última década ha sido testigo de una rápida transformación en la estructura del sector de exploración y producción de la industria del petróleo. Esta transformación es el resultado de una oleada de fusiones y adquisiciones entre empresas internacionales y nacionales de capital privado, así como del reforzamiento del papel de las compañías nacionales de propiedad estatal. Los altos precios del petróleo, así como una mayor eficiencia a lo largo de la cadena de suministro han permitido a las compañías internacionales aumentar sus beneficios y "cash flow". Sin embargo, estas compañías tienen dificultades crecientes para acceder a nuevas oportunidades de inversión rentables y mantener sus niveles de producción.

Por otra parte, las empresas petroleras estatales de los países que atesoran la mayor parte de los recursos se muestran cada vez más decididas a desarrollar ellas mismas los campos de petróleo, contratando, si es necesario, empresas de servicios. Además, en muchos casos, las petroleras estatales están expandiéndose internacionalmente. La mayor ambición de estas empresas estatales refleja la tendencia existente en las economías emergentes hacia un mayor control directo del estado sobre los recursos naturales, un fenómeno conocido bajo el nombre de "nacionalismo de recursos" o "petronacionalismo". Una tendencia que tiene pocos visos de revertirse en el futuro.

La evolución de la estructura de la industria global del petróleo y del gas es un tema importante, porque los objetivos, competencias técnicas, capacidades operativas y recursos financieros de los diferentes actores difieren marcadamente según se trate de compañías internacionales o estatales y ello tiene implicaciones sobre la magnitud y el tipo de las inversiones que se realizarán, así como sobre la manera en que se gestionarán los activos de producción. Preocupa que, en general, las empresas estatales estén menos dispuestas que las internacionales para desarrollar y producir las reservas de petróleo necesarias para satisfacer la demanda mundial. Asimismo, las empresas estatales podrían estar peor situadas desde una perspectiva técnica y financiera para desarrollar las reservas de una manera eficiente. Estas preocupaciones ya han generado tensiones en los mercados internacionales del petróleo y, probablemente, estas se acrecentarán a medida que la exploración y producción de hidrocarburos sea cada vez más cara y técnicamente más compleja. Todo ello, podría incidir sobre la seguridad a largo plazo del suministro mundial de petróleo.

Sin duda, las empresas estatales son cada vez más competentes técnicamente y, con la ayuda de las compañías de servicios, están cada vez mejor preparadas para afrontar desafíos complejos. Asimismo, en el futuro podríamos asistir al nacimiento de nuevas formas de asociación y cooperación entre compañías estatales e internacionales. La evolución futura de la interacción entre las petroleras estatales de los países ricos en recursos, las compañías de servicios y las empresas internacionales, constituye un elemento clave para impulsar y mejorar las perspectivas de inversión y la producción de petróleo.

Las petroleras estatales aportan el 52% de la producción mundial de petróleo y gas, las grandes compañías internacionales o "super-majors" (ExxonMobil, Shell, BP, Total y Chevron) el 12%, y otras empresas internacionales de capital privado, integradas o exclusivamente dedicadas a la exploración y producción, el 36% restante. Por lo que se refiere a las reservas de petróleo y gas, la cuota del total mundial en manos de compañías estatales llega al 72%. Las cinco grandes compañías internacionales tan solo controlan el 3% de las reservas de petróleo y gas del mundo, aunque su producción representa el 12% del suministro mundial. Este desequilibrio sugiere que la participación de las empresas estatales en la producción mundial de petróleo y gas podría aumentar considerablemente a largo plazo, aunque esto dependerá en gran medida de la política de producción que adopten los gobiernos y de los beneficios que estos puedan obtener de la cooperación con las compañías internacionales, a través de asociaciones, acuerdos de reparto de la producción ("production-sharing agreements") u otros tipos de tratos. La cuota de producción de las compañías estatales ha aumentado en los últimos años, en parte debido a la firma de acuerdos de reparto de la producción que prevén una reducción de los volúmenes asignados a los socios extranjeros cuando el precio del petróleo sube.

En la mayoría de los países con grandes reservas de hidrocarburos, las empresas estatales dominan la industria de petróleo y gas, de manera que las petroleras extranjeras o bien no están autorizadas a inventariar y desarrollar las reservas, o bien están sujetos a restricciones en virtud de las leyes y reglamentos vigentes. Estas restricciones obedecen tanto a razones constitucionales como operativas: algunos de los gobiernos anfitriones están obligados por ley y otras exigencias de la política local a mantener un control directo sobre sus recursos naturales, mientras que otros prefieren ejercer un control a corto plazo sobre la gestión de los yacimientos a fin de mantener una cierta flexibilidad en sus políticas de producción.

Entre los veinte primeros países con mayores reservas de petróleo, sólo cuatro -Brasil, Canadá, Noruega y los Estados Unidos- permiten a las empresas extranjeras acceder sin restricciones a sus reservas. En otros cuatro países -Irán, Kuwait, Arabia Saudita y Méjico- ninguna empresa extranjera puede desarrollar actividades exploratorias o de producción de petróleo, si no es en calidad de empresa subcontratada o proveedora de servicios técnicos a la compañías estatales u otras firmas locales(5). Y otros muchos países solo permiten la inversión extranjera previa firma de contratos de producción compartida que aseguran que la empresa estatal mantiene la propiedad y el control de las reservas.

La evolución estructural que la industria del petróleo y el gas experimente en las próximas décadas podría tener serias repercusiones sobre la inversión, la capacidad de producción y los precios. Al respecto, conviene tener muy presente que la cuota de las compañías estatales sobre el porcentaje mundial de la producción de petróleo y gas está llamada a aumentar a medio y largo plazo, como consecuencia de su control sobre las reservas pendientes de explotación. La Agencia Internacional de la Energía prevé que en el caso del petróleo dicha cuota pase de un 57% en 2007, a un 62% en 2030. Estas proyecciones asumen que la inversión en exploración, desarrollo y producción es la adecuada para satisfacer la demanda. Sin embargo esta suposición podría no hacerse realidad si los países ricos en recursos decidieran ralentizar el agotamiento de sus reservas de hidrocarburos. Asimismo, existen dudas sobre la preparación y eficiencia, tanto financiera como técnica, de las compañías estatales para poner a punto la capacidad de producción requerida. Por ejemplo, la política de subsidios en la venta doméstica de productos petrolíferos y de gas natural, característica de las petroleras estatales, podría minar sus ingresos y rentabilidad, limitando de esta manera el presupuesto disponible para gastos de exploración y producción.

Los beneficios generados por empleado constituyen un indicador que informa sobre la eficiencia técnica de las operaciones de una compañía y sobre hasta que punto sus ventas se realizan por debajo del valor del mercado. Igualmente, el volumen de hidrocarburos extraído por empleado es otro indicador que suministra información sobre la eficiencia técnica de una compañía. Por regla general, ambos indicadores son más altos para las "super grandes" que para las compañías estatales. La compañía estatal de Arabia Saudita es la que ostenta la máxima productividad por empleado, reflejando no solo sus buenas prácticas empresariales, sino también la importancia que el sector de la exploración y producción tiene en el conjunto de su negocio, así como el bajo coste que

supone desarrollar sus reservas. En el campo de los beneficios por empleado, el primer lugar está ocupado por ExxonMobil, la compañía internacional de capital privado más rentable en términos absolutos.

Probablemente, a largo término, asegurar el suministro global de hidrocarburos, requerirá de una intensa cooperación entre las petroleras estatales y las de capital privado. Su asociación resultaría mutuamente beneficiosa. Las primeras controlan la mayor parte de las reservas mundiales de hidrocarburos que quedan por extraer, pero en algunos casos carecen de la tecnología, del capital y del personal cualificado necesario para desarrollarlas y gestionarlas de forma eficiente. En general, estas debilidades constituyen los puntos fuertes de las segundas, que en cambio afrontan crecientes limitaciones de acceso a las reservas que constituyen la base de su negocio.

Los gobiernos de los países productores y consumidores tienen un importante papel a jugar para impulsar esta cooperación. Los gobiernos de los productores pueden introducir reformas institucionales, normativas y fiscales encaminadas a atraer la participación extranjera, así como a promover una mayor eficiencia comercial de sus compañías estatales. Por su parte, los gobiernos de los países consumidores deben esforzarse en sentar las bases de un mejor entendimiento con los países productores, propiciando el diálogo al más alto nivel, el comercio multilateral y la creación de oficinas o agencias mixtas.

Riesgos de interrupciones temporales de suministro

Según la Agencia Internacional de la Energía, el aumento del comercio internacional de petróleo consolidará la interdependencia global, al mismo tiempo que los países consumidores serán más vulnerables al riesgo de sufrir interrupciones del suministro de pequeña duración, ya que la diversidad geográfica de los aprovisionamientos disminuirá y se acentuará la dependencia de unas pocas rutas de transporte.

Gran parte de las importaciones provendrán de Oriente Medio -escenario de algunas de las mayores interrupciones de suministro del pasado(6) - y en su camino hacia los mercados de oriente y occidente deberán transitar por algunos pasos o estrechos ("choke points") especialmente vulnerables a acontecimientos de naturaleza diversa (accidentes, piratería, ataques terroristas o conflictos bélicos) que pueden acarrear su cierre o bloqueo temporal.

Los puntos estratégicos de Oriente Medio y Norte de África a través de los cuales circula buena parte de las exportaciones de hidrocarburos son los estrechos de Ormuz y de Bab el-Mandeb, así como el Canal de Suez. En 2006, los dos estrechos canalizaron 17 y 3,8 millones de barriles diarios (Mbd) respectivamente, lo que significó el 20,7% y 4,6% del suministro global de petróleo. Por su parte el Canal de Suez hizo lo propio con 4,2 Mbd que representaron el 5,1% del suministro mundial. Para 2030, las previsiones son que las cifras citadas se incrementen a 23 Mbd en el estrecho de Ormuz, a 4,9 Mbd en Bab el-Mandeb y a 5,3 Mbd en el Canal de Suez. Estos datos nos dan idea de la importancia de estas rutas en el comercio global de crudo.

Otros puntos de importancia estratégica para el comercio internacional de petróleo son los estrechos de Malaca y el Bósforo. En 2006, el primero, un paso clave para el suministro desde Oriente Medio a Asia, canalizó un flujo de 12 Mbd de petróleo, un volumen que representó el 14,3% de la demanda mundial. Sin embargo, se espera que este porcentaje aumente hasta el 16,7% en 2030. Por su parte, El Bósforo constituye la puerta de acceso a una parte importante de los recursos del Mar Caspio.

Para hacer frente a posibles interrupciones temporales del suministro, los países de la OCDE, a través de la Agencia Internacional de la Energía, tienen establecido un sistema de respuesta coordinado que, entre otras medidas, exige a cada uno de sus miembros la obligatoriedad de unas reservas estratégicas que deben alcanzar un volumen mínimo equivalente a 90 días de sus importaciones netas. Este tipo de reservas estratégicas también existen en otros grandes países consumidores ajenos a la OCDE como es el caso, por ejemplo, de China.

Atención al EROEI

El EROEI ("Energy Return on Energy Investment") es la relación entre la energía obtenida mediante un proceso (en este caso, la extracción de petróleo) y la energía consumida por este mismo proceso. En otras palabras, es la proporción de la energía obtenida requerida para ejecutar el proceso de producción. Si el EROEI de un combustible es alto, entonces sólo una pequeña fracción de la energía obtenida es necesaria para mantener la producción. Por otro lado, si el EROEI es muy bajo, la mayor parte de la energía obtenida debe ser utilizada para garantizar la continuidad del proceso de producción y muy poca energía neta resta disponible. Disponer de combustibles de alto EROI resulta esencial para asegurar el crecimiento económico y la productividad de una sociedad. Existe un cierto consenso en que las reservas grandes, baratas y fáciles de explotar, son cada vez más difíciles de encontrar y que la producción de petróleo y gas se está desplazando a áreas más complicadas y remotas. En este sentido, quizás la pregunta que deberíamos formularnos no es tanto la de cuánto petróleo queda en el subsuelo, o ni siquiera la de cuánto petróleo seremos capaz de extraer, sino la de cuánto petróleo puede ser extraído obteniendo un importante superávit de energía. En otras palabras lo que necesitamos saber es la energía neta disponible, no la bruta.

Un estudio muestra que en 1992, el EROEI obtenido para la producción mundial de petróleo y gas -obtenido dividiendo la cantidad de megajulios de petróleo y gas producidos por el equivalente en megajulios de los dólares gastados en exploración, desarrollo y producción- fue aproximadamente de 26:1. Esta relación aumentó a cerca de 35:1 en 1999, y desde entonces ha disminuido de manera constante hasta caer a 18:1 en 2006. Los autores del estudio concluyen que si el EROEI mundial para la extracción de petróleo y gas continúa en el futuro con la tendencia mostrada durante el periodo analizado, dicho EROEI descendería a 1:1 en cerca de tres décadas.

Aunque en este momento el petróleo y el gas siguen presentando un EROEI favorable en comparación con la mayoría de otras fuentes alternativas, excepto el carbón, el hecho de que el EROEI de la extracción global de petróleo y gas se haya reducido casi a la mitad entre 1999 y 2006 debería ser motivo de preocupación. Si la disminución del EROEI continúa, la cantidad de energía disponible para sostener y hacer crecer la economía mundial también menguará. Un trabajo reciente a propósito del EROEI mínimo que la sociedad necesita, indica que ésta no puede mantener su nivel de funcionamiento más básico con un EROEI inferior a 3:1 y que, en realidad, se necesita una relación considerablemente más alta para asegurar el amplio abanico de los productos y servicios (tales como asistencia médica y educación) que esperamos recibir.

El problema fundamental que enfrenta la humanidad no es simplemente el del "peak oil" o ¿cuánto petróleo queda?, cuestión sobre la que, como veremos en el siguiente apartado, existe un considerable debate. Probablemente, las incógnitas más importantes que la economía mundial tiene planteadas son ¿cuánto petróleo extraíble con un rendimiento energético significativo queda? y ¿cuál es el EROEI de los posibles sustitutos? Respecto a esta última pregunta, algunos autores llegan a la conclusión de que si queremos mantener unos objetivos mínimos de crecimiento económico y productividad a largo plazo, debemos desarrollar tecnologías de combustibles alternativos que tengan ratios EROEI comparables al que hoy en día tiene el petróleo. Diversos análisis calculan un

EROEI relativamente bajo para muchas de las alternativas al petróleo, lo que significa que quizás estamos alcanzando los "límites de crecimiento" y que deberíamos ajustar nuestras perspectivas y objetivos económicos en consecuencia.

EL SUMINISTRO GLOBAL DE PETRÓLEO A LARGO PLAZO

En teoría, a corto plazo, el balance entre oferta y demanda puede calcularse, de forma razonablemente fiable, cuantificando el "flujo de producción" resultante de la suma de todos y cada uno de los proyectos cuya fecha de inauguración es conocida, para luego cotejar el resultado obtenido con las proyecciones sobre la demanda. La principal fuente de incertidumbre de esta aproximación es la posible incidencia de ciertos imprevistos como los retrasos en la inauguración de los proyectos o la cancelación o aplazamiento indefinido de algunos de ellos.

La Agencia Internacional de la Energía en su "Medium Term Oil and Gas Report" publica y revisa anualmente este tipo de proyecciones a corto plazo. Igualmente, algunas consultoras como "Peak Oil Consulting" y particulares también trabajan con el mismo objetivo. Todas estas fuentes, detectan la existencia de un riesgo potencial de que la oferta no llegue a satisfacer la demanda de aquí al 2015. En el caso de la Agencia Internacional de la Energía, este riesgo se identifica con un posible déficit inversor. Esta preocupación ha llevado a la Agencia a afirmar que "a medio plazo, como resultado de una inversión insuficiente, existe un riesgo real de colapso en el suministro de petróleo". En la actualidad, como consecuencia de la coyuntura de crisis, dicho riesgo ha sido postergado en el tiempo por la caída de la demanda, aunque el desplome de las inversiones que ha acompañado a dicha caída puede hacer que en los próximos años el riesgo se agrave, especialmente si la salida de la crisis se tradujera en una rápida recuperación de la demanda.

Si las previsiones a corto plazo resultan complicadas, es fácil imaginar lo que sucede con las realizadas a más largo plazo.

Existen numerosas proyecciones sobre el futuro del suministro global de petróleo en el horizonte del 2030. Todas ellas son el resultado de diferentes modelos, basados en aproximaciones metodológicas y datos de partida diversos.

Tales proyecciones muestran una marcada dicotomía. Por un lado tenemos aquellas que podríamos calificar de optimistas, ya que no ven dificultades insuperables en el horizonte del 2030, previendo un futuro sin grandes cambios, del tipo "business as usual" (BAU). Por otro, existen pronósticos más pesimistas que advierten que el mundo está alcanzando ya el cenit de la producción de petróleo convencional ("peak oil"), o lo hará en las próximas dos décadas, por lo que resulta urgente reducir la demanda y propiciar un desarrollo rápido de sustitutos.

Breve perspectiva histórica: "peak oilers vs. BAU's"

Para enmarcar la discusión existente en torno al futuro del suministro global de petróleo, resulta conveniente dotarse de una cierta perspectiva histórica. Frecuentemente se suele afirmar que todas las previsiones pasadas se han demostrado incorrectas. En gran medida, esta opinión es consecuencia de las conclusiones popularizadas por los "peak oilers" en la década de los setenta de que la producción mundial de petróleo empezaría a declinar en los siguientes treinta años, cosa que no sucedió. Sin embargo, este hecho no justifica una descalificación general a cualquier intento de pronosticar el futuro, ya que existe la posibilidad de que los pronósticos citados tan solo se hayan equivocado en unos cuantos años. Además, no hay que perder de vista que las previsiones más pesimistas tienen una mayor probabilidad de ser desmentidas por la historia antes que las más optimistas y que algunas de estas últimas también han resultado equivocadas. En cualquier caso, la falta de acierto demostrada por algunas proyecciones nos recuerda la necesidad de ser muy humildes y precavidos sobre el tema de la modelización a largo plazo del suministro futuro de petróleo.

La visión de los setenta de que la oferta de petróleo alcanzaría su máximo en treinta años para después iniciar un rápido e irreversible declive se basaba, fundamentalmente, en el análisis de la relación entre reservas probadas (1P) y producción. Esta aproximación ignoraba el gran volumen de petróleo ya por entonces descubierto pero clasificado como reservas probables (2P), el petróleo todavía por descubrir y la mejora de las técnicas de recuperación. Asimismo, en los años setenta se consideraba que el mejor método de modelización era el de ajuste mediante una curva simple, o curva de Hubbert, tomando como punto de partida una estimación de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional próxima a los dos billones de barriles. El modelo concluía que la producción podría seguir aumentando durante treinta años hasta alcanzar un máximo en torno al año 2000.

Como es sabido, estas previsiones no se cumplieron, principalmente por la disminución de la demanda y las políticas de sustitución de combustibles acaecidas en muchos países consumidores como respuesta a las subidas de precios causadas por los "shocks" petroleros de 1973 y 1978. Si el modelo hubiera tenido en cuenta estos factores el cenit de la producción global de petróleo se habría pospuesto a 2010.

No es extraño, pues, que los primeros modelos utilizados por los "peak oilers" hayan sido criticados por: 1) su incapacidad para reflejar la respuesta de oferta y demanda a las subidas de precios, 2) una apreciación muy pesimista de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional, y 3) una excesiva confianza en una aproximación metodológica muy mecanicista, como la del ajuste a la curva de Hubbert. En su descargo, puede argumentarse que la mayoría de los autores reconocían en sus trabajos la incertidumbre asociada a sus previsiones.

En contraposición a los modelos comentados, los "BAUs" desarrollaron otros que predecían que la producción de petróleo sería suficiente para cubrir la demanda hasta por lo menos 2030. Las metodologías e hipótesis de partida usadas por este grupo difieren en diversos aspectos de las utilizadas por el grupo anterior, prestando, por lo general, mucha más atención a la modelización de la demanda que a los condicionantes del suministro y a las limitaciones geológicas. Algunos de los modelos de este grupo hacen referencia explícita a los recursos finalmente recuperables, mientras que otros incluso ignoran este parámetro. Estos últimos niegan la necesidad de examinar la base de recursos de petróleo existente, aduciendo que las fuerzas económicas se encargarán de asegurar que la oferta satisfaga la demanda y que lo importante es potenciar una transición relativamente suave a una mayor eficiencia en el uso final del petróleo, así como

[La escasez de mano de obra cualificada y de equipos de perforación constituyen dos de los factores que han contribuido a la reciente subida de los costes. Foto: Roberto Anguita]



una progresiva sustitución de este por otros combustibles. Para este grupo, la oferta siempre será capaz de satisfacer la demanda si el precio es lo suficientemente alto. Sin embargo, la cuestión es saber si este aumento de precios sería lo suficientemente lento y predecible para permitir un ajuste no traumático de las economías o, por el contrario, lo suficientemente rápido e imprevisible como para causar graves perturbaciones y escasez.

La historia reciente de las proyecciones publicadas por la Agencia Internacional de la Energía constituyen un interesante ejemplo de cuan complicado puede resultar la tarea de predecir el futuro del suministro mundial de petróleo. Este organismo reconocía en 1998 la posibilidad de que la producción global de petróleo convencional alcanzara su máximo en 2014. Sin embargo, tan solo dos años después, descartaba la existencia de cualquier problema hasta por lo menos 2030. Un desconcertante cambio de opinión explicable, en gran medida, por la evaluación más optimista de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional presentado el mismo año por el Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS, 2000). Mas recientemente, otro informe de 2008 ha matizado esta visión, en base a un detallado ejercicio de modelización del comportamiento individual de los campos de petróleo actualmente en explotación. Este ejercicio ha conducido a una perspectiva algo más pesimista sobre el suministro futuro, de forma que este se condiciona al de la concreción de una inversión que se describe como "intimidante". La visión de la Agencia Internacional de la Energía en su último informe de 2011 es que el cenit de la producción de petróleo convencional tuvo lugar en 2006 y que de aquí al 2030 la producción mundial de petróleo convencional se estabilizara, dibujando una meseta.

La polémica en nuestros días

El "UK Energy Research Centre" (UKERC) presento en 2009 un interesante análisis comparativo de catorce modelos sobre el suministro global de petróleo, publicados entre 2006 y 2008(7) .

En estos modelos, el pronóstico más alto sobre la producción de todo tipo de combustibles líquidos en el 2030 es dos veces y medio mayor que el de la previsión más baja, mientras que el rango de fechas en la que tendría lugar el cenit de la producción varía desde el pasado inmediato a un futuro indefinido, más allá de 2030. Sin duda, sorprende que estos estudios puedan llegar a conclusiones tan diferentes.

Una de las causas de estas divergencias es que las previsiones contemplan diferentes combustibles líquidos. Todas ellas incluyen petróleo crudo, desde ligeros a pesados, pero no todas contabilizan los crudos extra-pesados y algunas no tienen en cuenta los líquidos de gas natural. Sin embargo, este factor no explica más que una pequeña parte de las diferencias observadas en los pronósticos.

En realidad, tales discrepancias reflejan principalmente la existencia de dos grandes grupos de pronósticos, cada uno de ellos basados en aproximaciones metodológicas muy distintas y que, a grosso modo, pueden relacionarse con la persistencia en nuestras días de las dos grandes corrientes históricas mencionadas con anterioridad ("peakoilers" y "BAUs").

El primer grupo de pronósticos comprende aquellos que apuestan por un crecimiento aproximadamente lineal de la producción de todo tipo de combustibles líquidos hasta 2030, de modo que sus modelos no prevén un cenit en la producción con anterioridad a dicha fecha. Estas previsiones "casi-lineales" corresponden básicamente a organismos oficiales (Agencia Internacional de la Energía y Oficina de Información Energética del Gobierno de los Estados Unidos), la OPEP y algunas petroleras (ExxonMobil, BP y ENI), cuyos pronósticos se basan esencialmente en modelizaciones de la demanda y en la subsiguiente asignación de diversas fuentes de suministro para cubrirla.

El segundo grupo de pronósticos prevé alguna forma de cenit antes de 2030, seguido de un declive más o menos pronunciado. La mayoría de los modelos de este grupo utiliza una metodología que combina una determinada estimación de los recursos finalmente recuperables a escala global y su ajuste a una curva simple. Generalmente, estos modelos obtienen las estimaciones de recursos finalmente recuperables mediante adiciones sucesivas ("bottom-up"), es decir a partir de la suma de pronósticos parciales a nivel de proyectos, campos, países o regiones, lo que hace que tales estimaciones sean un resultado final ("output") más que un dato de entrada ("input"). Asimismo, los modelos asumen hipótesis explícitas sobre las tasas de declive de la producción. Esta aproximación ha sido seguida por organismos oficiales nacionales (BGR o Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales de Alemania), compañías de petróleo (Shell, StatoilHydro y Total), consultoras (Energyfiles, Ludwig Bärnkopf, Ilkow Systemtechnik o LBST, Peak Oil Consulting), grupos de investigación universitarios (Upsala) y diversos estudiosos.

Dentro de este último grupo de pronósticos que señalan un cenit de la producción antes del 2030, UKERC (2009) destaca que el elaborado por Shell es el único que modela de forma explícita la demanda. Sus escenarios resultan singulares en el sentido de que el cenit de la producción de crudos, condensados y líquidos del gas natural, no está impulsado por limitaciones de la oferta, sino por una disminución de la demanda en respuesta a la mejora de la eficiencia y a la sustitución de los combustibles citados. Shell presenta dos escenarios. En uno de ellos, ("Scramble"), la producción de crudos, condensados y líquidos del gas natural disminuye a partir de 2020. En el otro, ("Blueprints"), la producción se mantiene plana a partir de dicha fecha. En todo caso, debe remarcar que si las previsiones se extienden a todo tipo de combustibles líquidos, la petrolera retrasa el cenit más allá del 2050. Tras la actual crisis económica y financiera, parece que este tipo de pronósticos que prevén un cenit de la demanda están ganando más protagonismo.

Conclusiones del análisis comparativo de UKERC

El análisis del "UK Energy Research Centre" (UKERC) de catorce pronósticos contemporáneos elaborados entre 2006 y 2008, al que ya hemos hecho referencia en el apartado anterior, presenta una serie de interesantes conclusiones que a continuación resumimos.

Dicho estudio destaca en primer lugar que la comparación entre los diferentes pronósticos resulta difícil por tres razones: 1) la falta de transparencia de algunos de los modelos, 2) las inconsistencias en la definición y en la cobertura estadística de los diferentes combustibles líquidos, y 3) el amplio abanico de métodos e hipótesis de partida utilizados en los modelos.

Según UKERC, todavía queda un largo camino que recorrer para alcanzar un mayor consenso. Este objetivo se vería facilitado si en cada modelo se explicitaran y compararan las hipótesis clave, se explorara sistemáticamente la mayor o menor sensibilidad de los pronósticos a estas hipótesis y se especificaran las incertidumbres a la hora de presentar los resultados. Asimismo, UKERC detecta la necesidad de una mayor integración entre aquellos pronósticos que esencialmente modelan el suministro y los que prácticamente solo consideran la demanda. También sería muy conveniente que los pronósticos, en vez de ceñirse a la presentación de un resultado único, exploraran un amplio abanico de escenarios socioeconómicos plausibles.

Pese a ello, la buena noticia es que la disparidad en las fechas propuestas para el cenit parece estar básicamente ligada a las diferentes hipótesis asumidas, de forma implícita o explícita, sobre los recursos finalmente recuperables y/o la tasa de declive post-cenit global. Para UKERC, las otras diferencias pueden considerarse secundarias o dependen de los dos parámetros citados, de manera que, probablemente, la mayoría de los modelos obtendrían resultados similares si utilizaran o implicaran valores similares para ambos. Este hecho alimenta la posibilidad de alcanzar un mayor consenso sobre el futuro más plausible del

suministro global de petróleo, en la medida de que se disponga de mayor y mejor información sobre las dos variables citadas. Acotarlas con un mayor grado de precisión resulta, por tanto, una tarea prioritaria.

UKERC considera que pronosticar a corto plazo, por ejemplo en el horizonte del 2015, la evolución de la capacidad de producción de petróleo, resulta una tarea relativamente poco arriesgada porque los proyectos necesarios para aumentar el suministro ya están comprometidos. La recopilación, región a región, de los datos sobre los proyectos en curso, que normalmente son de dominio público, facilita la elaboración de pronósticos a corto plazo muy razonables. La principal conclusión de este tipo de análisis es que la actual recesión económica puede traducirse en la cancelación o retraso de muchos proyectos, lo que implica asumir ciertos riesgos de escasez de suministro para cuando se recupere la demanda.

Por el contrario, UKERC advierte que a medio y largo plazo se multiplica el número y la magnitud de las incertidumbres, lo que hace que los pronósticos sobre la fecha del cenit de la producción sean menos fiables.

En cualquier caso, UKERC constata que los pronósticos a largo plazo que posponen el cenit más allá de 2030 requieren de la combinación de algunos, aunque no todos, de los siguientes factores:

- 1) Una tasa de crecimiento de la demanda, relativamente baja, próxima al 1% anual.
- 2) Unos recursos finalmente recuperables de petróleo convencional que como mínimo deben situarse en torno a los 3 billones de barriles y, probablemente, superar los 3,6 billones estimados en el escenario medio (50% de probabilidades) del USGS (2000).
- 3) Una tasa de declive post cenit relativamente rápida, del orden del 3% anual o mayor.
- 4) Una producción acumulada en el momento del cenit que excede al 50% de los recursos finalmente recuperables. Este porcentaje sobrepasa ampliamente lo observado en la mayoría de las regiones que ya han pasado su cenit.
- 5) Una producción acumulada en la fecha del cenit que supera el 60% de los descubrimientos acumulados de reservas probadas y probables (2P). Este porcentaje también es mucho mayor de lo observado en la mayoría de las regiones que ya han dejado atrás el cenit.
- 6) Una tasa anual de nuevos descubrimientos hasta 2030 que iguala o supera el logrado en la última década. Esto supone revertir la tendencia de los últimos cuarenta años pese a la disminución del tamaño medio de los nuevos hallazgos.
- 7) Una tasa anual de crecimiento de las reservas hasta 2030 que iguala o excede la conseguida en los últimos diez años. Y esto pese al previsible aumento del porcentaje de nuevos hallazgos efectuados bajo aguas marinas, que tienden a ser más pequeños y tienen un menor potencial menor de crecimiento de reservas.
- 8) Una velocidad media de extracción o ritmo de agotamiento de estos recursos (porcentaje de las reservas iniciales probadas y probables extraído por unidad de tiempo) que es mucho más alto que la tasa máxima previamente observada en cualquier región productiva.
- 9) La existencias de condiciones favorables en las principales regiones productoras de petróleo, en temas tales como la existencia de incentivos para la inversión, el acceso adecuado a las áreas prospectivas, la estabilidad política, etc...

Los pronósticos "casi lineales" tendrían que demostrar como pueden cumplirse estas nueve condiciones o bien rebatir la necesidad de hacerlo. A juicio de UKERC, asumir el cumplimiento de algunas de tales condiciones o de una combinación de ellas implica en el mejor de los casos un optimismo poco justificado, mientras que en el peor supone una imposibilidad manifiesta. Por esta razón, el Informe de UKERC concluye que es probable que el cenit de la producción de petróleo tenga lugar antes de 2030.

Sin embargo, precisar una fecha para dicho cenit resulta una tarea muy complicada.

UKERC considera que algunos de los pronósticos de los "peak oilers" parecen excesivamente pesimistas porque muy probablemente subestiman la cantidad global de recursos finalmente recuperables. Sin embargo, la combinación de limitaciones técnicas y geopolíticas, junto a la ausencia de condiciones favorables en algunas regiones productoras importantes (ver punto nº 9 arriba) podría impedir que dichos recursos fueran desarrollados a la velocidad requerida.

Por otra parte, el estudio de UKERC subraya que muchos de los modelos de los "peak oilers" no tienen en cuenta las complejas relaciones existentes entre oferta y demanda, lo que podría transformar un cenit (o pico) más o menos abrupto, en un periodo de estancamiento con altibajos (que dibujaría una especie de meseta ondulada o "bumpy plateau"). La actual fase de recesión económica podría retrasar el momento en el que el agotamiento físico se traduce en dificultades de suministro, pero si la demanda se recuperara relativamente pronto es probable que dicho retraso fuera de tan solo unos pocos años. En este mismo sentido, considerando el crecimiento de la demanda que se anticipa para China, India y otros países industrializados, parece poco probable que las políticas que puedan acordarse en el campo de la lucha contra el cambio climático puedan tener un impacto significativo a medio plazo.

En opinión de UKERC, la capacidad del mercado de activar la alarma ante el cenit de la producción con la suficiente antelación debe tomarse con muchas reservas, dada la dependencia de la producción actual de un pequeño número de grandes campos que podrían entrar pronto en un rápido declive. El caso de los EE.

UU. constituye un interesante precedente. En este país, los costes de extracción permanecieron estables o incluso disminuyeron entre 1936 y 1970, al mismo tiempo que la producción se triplicaba, pero tras alcanzar el cenit en la última fecha citada, los costes se multiplicaron por cuatro en tan solo una década. Si esta misma pauta se repitiera a escala global, muy probablemente encontraría al mundo desprevenido.

A pesar de las incertidumbres expuestas, UKERC concluye que existe un riesgo significativo de que el cenit de la producción global de petróleo convencional tenga lugar antes de 2020.

Y frente a este riesgo, resulta verdaderamente preocupante constatar que la mayoría de países no está considerando seriamente la aplicación de políticas preventivas.

CONCLUSIONES

[Foto: Roberto Anguita]

De todo lo anteriormente expuesto cabe destacar los siguientes puntos:

- 1) Para satisfacer el crecimiento de la demanda y al mismo tiempo compensar el declive de los campos de petróleo en explotación, la industria petrolera deberá desarrollar en los próximos veinte años una nueva capacidad productiva equivalente a más de seis veces la existente hoy en día en Arabia Saudita. Existen dudas fundadas de que este objetivo resulte factible.
- 2) Despejar esta incógnita reviste gran trascendencia dada la estrecha relación existente entre crecimiento económico y aumento



del consumo de petróleo. La existencia de limitaciones en el suministro futuro de este hidrocarburo, supondría, automáticamente, la existencia de límites al crecimiento económico global, lo que cuestiona la vigencia del actual modelo de desarrollo.

3) Cuantificar de manera precisa los recursos y reservas de petróleo convencional y no convencional existentes en el subsuelo resulta una tarea muy ardua. Ello obedece a la opacidad con la que algunos gobiernos tratan el tema de sus recursos y reservas, los criterios dispares existentes a la hora de evaluar y cuantificar estos, así como a las incertidumbres inherentes a cualquier análisis del subsuelo y a las previsiones de futuro en materia de economía, desarrollo tecnológico y políticas gubernamentales. Las petroleras internacionales de capital privado son objeto de auditorías externas públicas, pero la mayoría de las petroleras estatales no están sometidas a ningún tipo de control. Este último hecho resulta especialmente grave, porque la mayoría de las reservas probadas de petróleo del mundo pertenecen a compañías controladas por los gobiernos, con cerca de tres cuartas partes de dichas reservas pertenecientes a países integrados en la OPEP.

4) Conviene diferenciar claramente los términos reservas y recursos, y cuando se habla de las primeras, aclarar si se trata de probadas, probables, o posibles. También es importante subrayar que las estimaciones de reservas para cada una de las categorías cambian con el tiempo y que un tipo de reservas puede convertirse en otro a medida que evolucionan la tecnología disponible, el conocimiento geológico, la situación política, así como los costes de extracción, precios de venta y comerciabilidad del petróleo.

5) Las estimaciones de reservas probadas, de uso generalizado en los análisis económicos y financieros, dan una idea de cuánto petróleo podría desarrollarse y extraerse a corto y medio plazo. Sin embargo, el volumen total de petróleo que a más largo plazo podrá ser extraído de manera comercialmente rentable requiere calcular los recursos finalmente recuperables. Estos incluyen: a) las reservas probadas y probables inicialmente existentes en campos que se encuentran en fase de producción o a la espera de su desarrollo, b) el volumen correspondiente al crecimiento de las reservas por la introducción de mejoras tecnológicas, y c) los barriles que todavía quedan por descubrir.

6) Gran parte de los recursos de petróleo que el mundo podrá utilizar en el futuro se clasifican como no convencionales. Estos incluyen las arenas petrolíferas o arenas asfálticas, los petróleos extra-pesados, los esquistos bituminosos, y los combustibles sintéticos derivados de la conversión gas a líquidos (GTL) y de carbón a líquidos (CTL). Aunque se han experimentado considerables progresos en la superación de desafíos técnicos que hasta hace poco parecían insalvables y se ha avanzado en la reducción de costes, estos recursos son generalmente más costosos de producir que los convencionales, presentan un mayor impacto medioambiental desde el punto de vista de las emisiones de gases de efecto invernadero y, además, su explotación implica un balance energético (relación entre la energía obtenida y la utilizada en el proceso de producción) que puede llegar a ser diez veces menor que el de los petróleos convencionales.

7) Según la Agencia Internacional de la Energía, a largo plazo, la base potencial de recursos totales de petróleo se aproxima a los 6,5 billones de barriles y si a esta cifra se le añade el potencial de producción de líquidos a partir de las tecnologías GTL y CTL la cifra final se acerca a los 9 billones de barriles. De ese total, casi 1,1 billones ya han sido extraídos. En el futuro, el mayor o menor grado de explotación de todos estos recursos potenciales, así como los costes de suministro a los mercados, dependerá, además del progreso tecnológico, de factores políticos, ambientales, normativos y fiscales. La introducción generalizada de incentivos para la reducción de las emisiones de CO2 tendría un gran impacto sobre los costes de los recursos no convencionales.

8) Las cifras publicadas hasta la fecha sobre la disponibilidad de recursos y reservas son muy dispares, de forma que no existe consenso al respecto. Sin embargo, en general, dichas cifras permiten suponer que las limitaciones geológicas no constituyen el mayor desafío que la industria petrolera y el mundo deberán afrontar en un futuro inmediato.

9) Además de conocer la disponibilidad de recursos y reservas, resulta fundamental conocer si la transformación de estos en flujos productivos se realizará a la velocidad necesaria para cubrir la demanda proyectada. En relación a esta cuestión, el "National Petroleum Council" nos avisa de una realidad preocupante: "el mundo no se está quedando sin recursos fósiles, pero el aumento continuado de la extracción de petróleo a partir de fuentes convencionales presenta cada vez más riesgos y estos constituyen un serio obstáculo para asegurar la demanda a medio plazo".

10) Tales riesgos son variados. Algunos de ellos son de naturaleza esencialmente técnica. Entre estos cabe citar: a) desde la década de los ochenta los nuevos descubrimientos no reponen el petróleo extraído; b) los costes de exploración y producción están aumentando como consecuencia de que cada vez se trabaja en regiones más remotas, en ambientes más extremos y se perfora a mayor profundidad, lo que conlleva un creciente desafío tecnológico; c) la producción mundial de petróleo convencional en los campos actualmente en explotación esta experimentando un declive promedio del 9% anual y este podría alcanzar el 10% si se descuidan las inversiones y no se introducen mejoras técnicas; d) la industria del petróleo esta experimentando una alarmante escasez de personal, muy especialmente de científicos y técnicos altamente cualificados, y e) la relación entre la energía obtenida mediante la extracción de petróleo y la energía consumida por este mismo proceso (o EROEI) está declinando de forma muy rápida, lo que significa que cada nuevo barril de reservas añadido tiene un contenido energético neto inferior.

11) Además de los riesgos técnicos comentados cabe considerar otros con un claro matiz geopolítico: a) la producción de petróleo en treinta de los cincuenta y cuatro estados productores ha sobrepasado ya su cenit, mientras que en otros diez se observa una tendencia al estancamiento, lo que significa que en el futuro el suministro de petróleo dependerá básicamente de catorce países, muchos de ellos integrados en la OPEP; b) la producción de petróleo convencional ajena a la OPEP ya ha superado el cenit y ha entrado en declive, y c) el mundo será cada vez más dependiente de las exportaciones de la OPEP. Este último punto implica la consolidación de un mercado monopolista, no competitivo, y un peligro cierto para la existencia de un "libre mercado" del petróleo

12) Uno de los riesgos más importantes de cara a la seguridad de suministro de petróleo reside en las incertidumbres existentes en torno a la concreción de las inversiones necesarias. Cubrir la demanda mundial de petróleo prevista entre 2007 y 2030 requiere una inversión acumulada cercana a los 5,9 billones de dólares (del 2008). De esta cantidad, aproximadamente el 80% correspondería a actividades de exploración y producción, el 16% al sector del refino y el 4% al del transporte. El 75% de la inversión acumulada en exploración y producción de petróleo prevista para el periodo citado correspondería a países que no pertenecen a la OCDE y, en la mayoría de estos países, la movilización de las inversiones requerirá superar no pocas barreras legislativas, normativas y comerciales.



13) Los principales obstáculos o riesgos que podrían limitar o retrasar las mencionadas inversiones en los países productores son esencialmente de naturaleza geopolítica e incluyen: a) aquellos asociados a las políticas de control del ritmo de extracción de recursos ejercidas por los gobiernos; b) los derivados del "petronacionalismo" que impide el acceso de las compañías privadas internacionales a la explotación de los recursos, y c) los ligados a la inestabilidad política, amenazas terroristas o conflictos militares.

14) Otros tipos de riesgos geopolíticos que pueden poner en peligro la seguridad del suministro, causando interrupciones temporales del suministro, son los derivados de disputas entre países productores y de tránsito, así como los causados por conflictos o atentados terroristas que bloqueen las rutas comerciales a los mercados o dañen las infraestructuras de transporte. Para prevenir este tipo de imprevistos, los países de la OCDE mantienen las denominadas reservas estratégicas. Otros grandes consumidores, como China, también están adoptando políticas preventivas similares.

15) A corto plazo, el balance global entre la oferta y la demanda de petróleo puede calcularse sin demasiadas dificultades. La principal fuente de incertidumbre es la posible incidencia de ciertos imprevistos como los retrasos en la inauguración de los proyectos de producción, así como la cancelación o aplazamiento indefinido de algunos de ellos. Como resultado de una inversión insuficiente, diversas fuentes han señalado la existencia de un riesgo potencial de que la oferta no llegue a satisfacer la demanda en algún momento del periodo 2011-2015. En la actual coyuntura de crisis, dicho peligro se ha visto postergado en el tiempo por la caída de la demanda, pero en los próximos años, el desplome de las inversiones que ha acompañado a la caída citada puede provocar un agravamiento del riesgo, especialmente si la salida de la crisis se tradujera en una rápida recuperación de la demanda.

16) Existen numerosas proyecciones sobre el futuro del suministro global de petróleo en el horizonte del 2030. Todas ellas son el resultado de diferentes modelos, basados en aproximaciones metodológicas y datos de partida diversos. En general, tales proyecciones muestran una marcada dicotomía. Por un lado tenemos aquellas que no ven dificultades insuperables en el horizonte del 2030. Por otro, existen pronósticos más pesimistas que advierten que el mundo esta alcanzando ya el cenit de la producción de petróleo convencional ("peak oil"), o lo hará en las próximas dos décadas, por lo que resulta urgente reducir la demanda y propiciar un desarrollo rápido de sustitutos.

17) Un análisis comparativo de catorce pronósticos contemporáneos elaborados entre 2006 y 2008, concluye que, a pesar de la existencia de múltiples incertidumbres, es probable que el cenit de la producción de petróleo convencional tenga lugar antes de 2030 y que existe un riesgo significativo de que dicho momento se concrete en la actual década. Frente a este riesgo, resulta verdaderamente preocupante constatar como la mayoría de países no esta considerando seriamente aplicar políticas preventivas y de gestión de riesgos.

Notas

(1) La oleada de nuevos descubrimientos anunciados por la prensa en el transcurso de los años 2008 y 2009, entre los que destacan algunos grandes hallazgos como los efectuados en aguas marinas profundas -frente a las costas de Brasil, en el sector estadounidense del Golfo de México y a lo largo de la costa de África occidental- no han sido suficientes para invertir la tendencia general comentada. Según la consultora IHS CERA los cerca de 200 descubrimientos efectuados durante 2009 han reportado ya unas reservas cercanas a los 10.000 millones de barriles y si hasta finales de año se mantuviera el mismo ritmo podrían alcanzarse los 20.000 millones de barriles. Una cifra cercana a la alcanzada el año 2000.

(2) Los campos súper-gigantes son aquellos con reservas iniciales probadas y probables (o 2P) mayores de 5.000 millones de barriles, mientras que en los gigantes, grandes y pequeños, las citadas reservas oscilan entre 500-5000, 100-500 y 50-100 millones de barriles, respectivamente.

(3) Durante el periodo 2000-2007, las cinco "súper grandes" (ExxonMobil, BP, Shell, Total y Chevron) aportaron el 29% de las inversiones totales en exploración y producción realizadas por un total de cincuenta compañías analizadas en un estudio de la Agencia Internacional de la Energía, mientras que otro 31% correspondió a otras compañías de capital privado. Las previsiones apuntan a que durante el periodo 2008-2012 la cuota conjunta de todas ellas tan solo descenderá en un punto porcentual, del 60% al 59%. Por tanto, el porcentaje de las inversiones en exploración y producción a cargo de las compañías nacionales o estatales deberá incrementarse de un 40% a un 41%.

(4) Esta preocupación justifica que en ocasiones la industria del petróleo se refiera, coloquialmente, a los recursos humanos como "el recurso más escaso".

(5) En estos países, ningún contratista extranjero está autorizado a inventariar reservas de petróleo como propias, es decir, a declarar de su propiedad cualquier reserva que ayude a encontrar o producir. Hasta ahora, Kuwait ha permitido que las empresas internacionales presten servicios técnicos a la Kuwait Petroleum Corporation (KPC), pero sólo a corto plazo. La KPC está negociando por primera vez contratos a más largo plazo que permitirían ligar los acuerdos técnicos y comerciales al rendimiento obtenido.

(6) La historia de las últimas décadas es significativa al respecto. Desde 1970, el mundo ha experimentado diecisiete interrupciones de una magnitud igual o superior a los 0,5 millones de barriles diarios (Mbd). Todas ellas, salvo tres, estuvieron relacionadas con acontecimientos en países de Oriente Medio y Norte de África. Cinco de las principales crisis (la guerra árabe-israelí de 1973, la revolución iraní de 1978-1979, la guerra entre Irán e Irak de 1980-1988, la guerra del Golfo de 1990-1991 y la guerra de Irak en 1993) provocaron cortes de suministro de entre 2,5 y 5,6 Mbd. Fuera de la región citada, las dos mayores interrupciones desde la década de los noventa fueron las originadas por la huelga en la compañía estatal de Venezuela (2,6 Mbd desde finales del 2002 a principios del 2003) y la causada por los huracanes en el Golfo de Méjico (1,5 Mbd en 2005).

(7) Todos ellos se realizaron con anterioridad a la actual coyuntura de recesión económica mundial y, por lo tanto, no reflejan las previsibles reducciones en la demanda mundial de petróleo y en la inversión en exploración y producción.



Revista Ambianta <<Accesibilidad>>

©2009

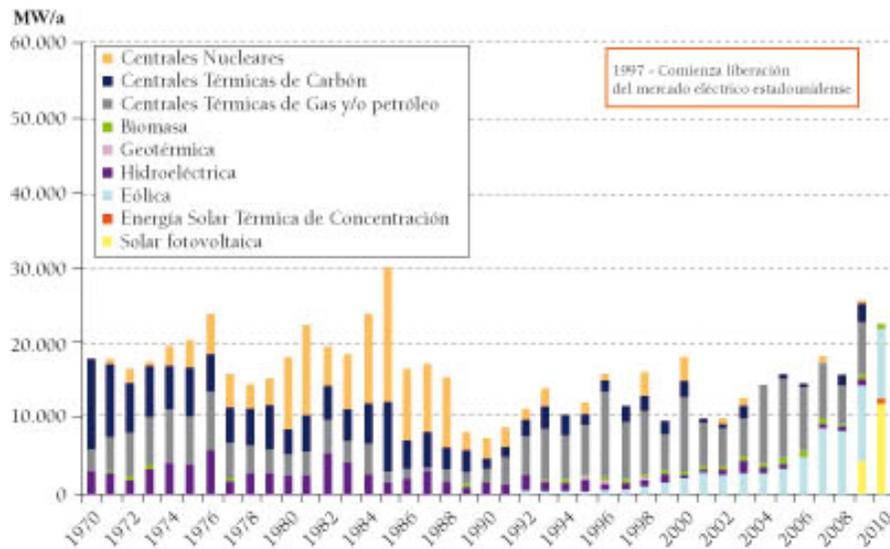
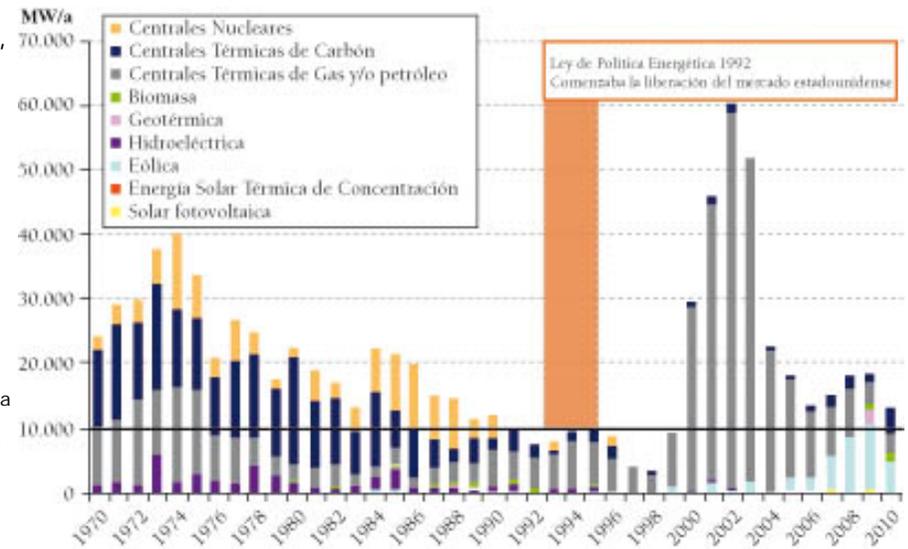
Al igual que hicieron Estados Unidos y Europa, la mayor parte de los mercados de los "Estados tigris" del sureste asiático liberalizaron en parte sus sectores energéticos. Los productores independientes de energía, que venden electricidad especialmente a empresas de titularidad estatal, construyeron un gran número de nuevas centrales eléctricas en esta región. Las nuevas centrales térmicas de gas son la tecnología dominante entre las centrales eléctricas construidas en los mercados energéticos liberalizados. No obstante, en la última década, China se ha centrado en el desarrollo de nuevas centrales de carbón. A excepción de China, el mercado mundial de centrales de generación de electricidad se ha ido alejando progresivamente del carbón desde finales de 1990; el crecimiento se centra ahora en las centrales de gas y en las energías renovables, en concreto, en la eólica.

Los mercados de generación eléctrica en Estados Unidos, Europa y China

[EE.UU: Mercado anual de Centrales de Generación de Energía 1970-2010. Fuente: Platts, Breyer, Teske.]

La liberalización del mercado eléctrico ejerce una enorme influencia sobre la tecnología que se elige para las centrales de generación de energía. Mientras que en Estados Unidos y Europa el sector de la energía se encaminaba hacia mercados liberalizados, que favorecieron sobre todo a las centrales eléctricas de gas, China incorporó el carbón en grandes cantidades hasta 2009, cuando surgieron los primeros signos de cambio a favor de las renovables, en 2009 y 2010.

Estados Unidos: La liberalización del sector energético estadounidense comenzó con la Ley de Política Energética de 1992 y supuso un elemento de cambio para todo el sector. Aunque en 2010 Estados Unidos aún estaba muy lejos de una liberalización total del mercado de la electricidad, el efecto sobre la tecnología elegida para las centrales eléctricas hizo que se pasara del carbón y de la energía atómica a la energía eólica y al gas. Desde 2005, cada vez más parques eólicos están logrando una cuota de mercado mayor dentro de la nueva potencia instalada, lo que es consecuencia primordial de los programas estatales de apoyo a las energías renovables. El año pasado, la energía solar fotovoltaica adquirió un papel cada vez más relevante con una cartera de proyectos de 22.000 MW (Photon 4/2011, página 12).



Europa

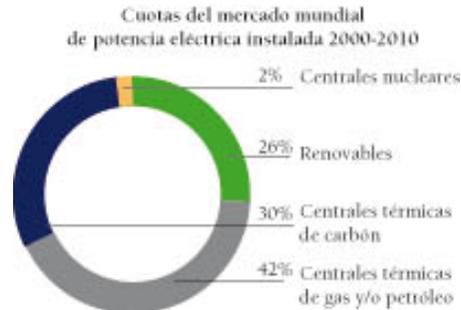
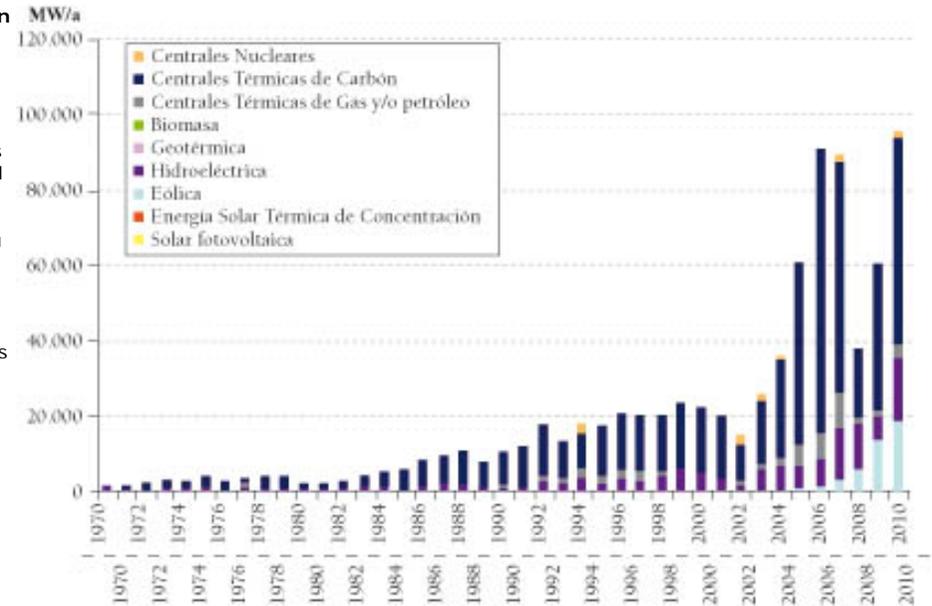
Unos cinco años después de que comenzara la liberalización del sector eléctrico en Estados Unidos, la Comunidad Europea inició un proceso similar. De nuevo, el efecto sobre el mercado de las centrales de generación fue el mismo. Los inversores apoyaron menos centrales nuevas y extendieron la vida útil de las que ya existían. Desde entonces la cuota de mercado de las nuevas centrales térmicas de carbón y nucleares se ha visto muy por debajo del 10%. La creciente participación de las energías renovables, en especial la eólica y la solar fotovoltaica, se debe a los objetivos legalmente vinculantes en relación a las renovables y a las leyes y regulaciones asociadas de tarifas de apoyo al precio de la electricidad producida con energías renovables, en vigor en varios Estados miembros de la UE 27 desde finales de los años noventa. La nueva potencia total instalada ha alcanzado un nuevo máximo histórico como resultado de la necesidad de repotenciar el viejo parque de centrales eléctricas de Europa.

[Europa(UE 27): Mercado anual de Centrales de Generación de Energía 1970-2010. Fuente: Platts, Breyer, Teske.]

China

El continuo crecimiento económico experimentado por China desde finales de los años 90 y el aumento en la demanda de electricidad condujeron a una explosión del mercado de las centrales térmicas de carbón, sobre todo después de 2002. En 2006 el mercado alcanzó máximos históricos para las nuevas centrales de carbón: el 88% de las centrales térmicas de carbón instaladas en todo el mundo se construyeron en China. Al mismo tiempo, China está intentando sacar de la red las más sucias de sus centrales: entre 2006-2010, un total de 76.825 MW de pequeñas centrales de carbón se cerraron en virtud de su Undécimo Plan Quinquenal. Aunque el carbón aún domina la nueva potencia añadida, la energía eólica también está creciendo muy rápidamente. Desde 2003 el mercado de la energía eólica se ha duplicado cada año y en 2010 se situaba por encima de los 18.000 MW (1), el 49% del mercado eólico mundial. Sin embargo, el carbón aún controla el mercado energético con más de 55 GW de nueva potencia instalada solo en 2010. La intención del gobierno chino es aumentar las inversiones en potencia renovable. Así, durante 2009 se destinaron alrededor de 25.100 millones de dólares (162.700 millones de yuan) a centrales eólicas e hidroeléctricas, que representan el 44% de la inversión total en nuevas centrales de generación de energía, por primera vez mayor que la inversión en carbón (149.200 millones de yuan). Y en 2010 la cifra fue de 26.000 millones de dólares (o 168.000 millones de yuan), un 4,8% más sobre el total de la combinación de esas inversiones, comparada con el año anterior, 2009.

[China: Mercado anual de Centrales de Generación de Energía 1970-2010. Fuente: Platts, AIE, Breyer, Teske y A.N.E de China.]



Cuotas de mercado: Las renovables ganan terreno

[Fuente: Platts, AIE, Breyer, Teske y otros.]

Desde el año 2000, la energía eólica ha ganado cuota en el mercado mundial de centrales de generación de energía. En aquel momento solo un puñado de países, Alemania, Dinamarca y España principalmente, dominaban el mercado eólico, pero la industria del viento ya tiene proyectos en más de 70 países de todo el mundo. Siguiendo el ejemplo de la industria eólica, la industria de la energía solar fotovoltaica experimentó un crecimiento igual a partir de 2005. Entre 2000 y 2010, el 26% de todas las nuevas centrales eléctricas del mundo eran de energías renovables -especialmente eólicas- y el 42% eran centrales térmicas de gas. Así que, dos de cada tres de las nuevas centrales de energía instaladas en todo el mundo se basan en gas y en energías renovables, mientras el carbón casi alcanza un tercio. La energía nuclear sigue siendo irrelevante a escala mundial con tan solo un 2% de cuota de mercado. Durante la última década se han instalado alrededor de 430.000 MW de nueva potencia renovable; al mismo tiempo entraron en funcionamiento 475.000 MW de nuevas centrales de carbón con unas emisiones inherentes de más de 55.000 millones de toneladas de CO₂ a lo largo de su vida útil. El 78% de ellas, o 375.000 MW, se encuentran en China.

La revolución energética, que se dirige hacia las energías renovables y el gas y se distancia del carbón y la energía atómica, ya ha comenzado en todo el mundo. La imagen es incluso más clara cuando miramos las cuotas de mercado a nivel mundial -excluyendo a China, el único país con una expansión masiva del carbón. Alrededor del 28% de todas las centrales eléctricas nuevas se basan en renovables y el 60% son centrales de gas (88% en total). El carbón solo obtuvo una participación del 10% del mercado mundial, sin incluir a China. Entre 2000 y 2010 China ha añadido más de 350.000 MW de potencia basada en el carbón: dos veces la potencia total de carbón instalada de la UE. Sin embargo, China acaba de dar el pistoletazo de salida a su mercado eólico y se espera que le siga la energía solar fotovoltaica en los próximos años.

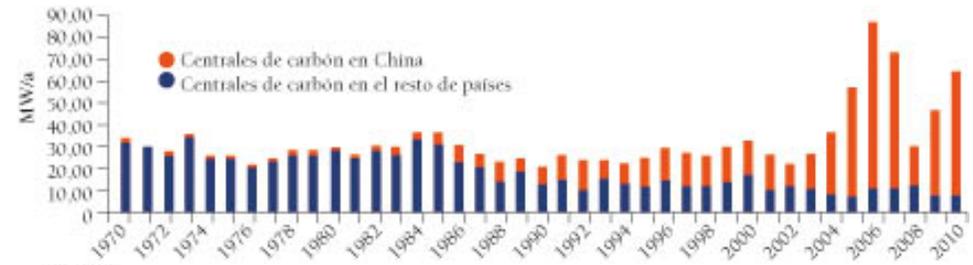
Análisis por país: Alemania

La mayor parte de las centrales eléctricas construidas entre 1970 y 1990 se basaban en el carbón, la energía atómica o el gas. La expansión nuclear se detuvo justo después del accidente de Chernóbil de 1985, mientras que las nuevas instalaciones de carbón -especialmente centrales de lignito que sustituían las viejas centrales de la RDA- sufrieron una parada casi

[Alemania: Nuevas centrales térmicas construidas. Cuotas de mercado 2000-2010]



Mercado anual mundial de centrales de carbón 1970-2010



Mercado anual mundial de centrales nucleares 1970-2010



Mercado anual mundial de energía eólica 1970-2010



Mercado anual mundial de energía solar fotovoltaica 1970-2010



El futuro de la [R]evolución Energética

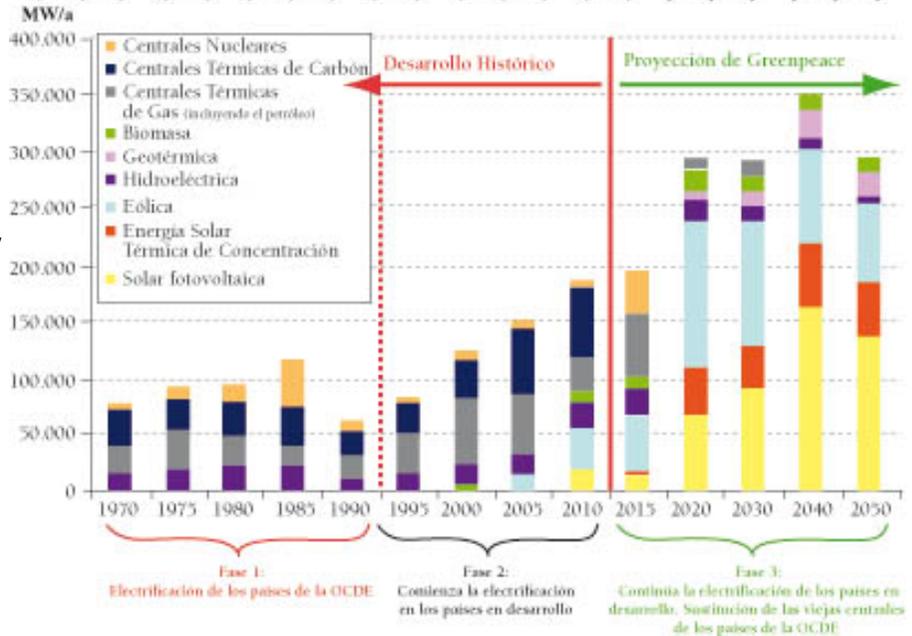
[Mercado mundial de energía. Últimos 40 años y proyección próximos 40. Fuente: Platts, Breyer, Teske, DLR.]

Mientras que la tendencia de los mercados de las energías renovables - en especial la energía eólica, la solar fotovoltaica y la solar térmica de concentración- es muy prometedora y ha mantenido un crecimiento de dos dígitos durante la última década, los próximos años decidirán si el mundo camina hacia un suministro de energía 100% renovable.

Durante siete años Greenpeace, el Consejo Mundial de la Energía Eólica y la Agencia Espacial Alemana (DLR, por sus siglas en alemán) han venido publicando escenarios mundiales, regionales y nacionales (informes [R]evolución Energética), que utilizan los informes Perspectivas de la Energía en el Mundo de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) como escenario habitual de referencia. En la primera edición mundial del informe [R]evolución Energética, publicada en 2007, se proyectaba que la potencia instalada de energía renovable a escala mundial sería de 156 GW para 2010, una cifra que ya alcanzó solo el sector eólico en 2009. Resulta evidente que la revolución energética está en marcha y que desempeñará un papel fundamental en la lucha contra el cambio climático. El aspecto económico de las renovables mejorará a medida que avance su desarrollo técnico, a medida que el precio de los combustibles fósiles continúe incrementándose y que el recorte de las emisiones de dióxido de carbono reciba un valor monetario.

El Escenario de la [R]evolución Energética establece un objetivo mundial clave de reducción de las emisiones de dióxido de carbono hasta el nivel de unas 10 gigatoneladas anuales para 2050. El Escenario de la [R]evolución Energética Avanzada adquiere un enfoque mucho más radical y activa los frenos de emergencia en cuanto a las emisiones mundiales. Por lo tanto, asume una vida útil mucho más corta para las centrales térmicas de carbón: 20 años en vez de 40. Para cubrir esta brecha han de incrementarse las tasas de crecimiento anual de las fuentes de energía renovable, en especial la solar fotovoltaica, la eólica y las centrales de energía solar térmica de concentración. El escenario avanzado también considera el mismo crecimiento de la población y crecimiento económico de la versión básica, así como la mayor parte de la hoja de ruta de eficiencia energética. En cuanto al sector del transporte, muestra un despegue más rápido de la combustión eficiente en vehículos y, después de 2025, una cuota mayor de vehículos eléctricos. En relación al sector de la calefacción, a nivel industrial se da una expansión más rápida de la cogeneración, más electricidad para procesos térmicos y un crecimiento más acelerado de los sistemas de calefacción solar y geotérmica. Si se suma esto a una creciente cuota de motores eléctricos en el sector del transporte, se llega a una mayor demanda de energía eléctrica en general. Incluso así, la demanda mundial total de electricidad que presenta el Escenario de la [R]evolución Energética es menor que en el escenario de referencia.

Incluso así, la demanda mundial total de electricidad que presenta el Escenario de la [R]evolución Energética es menor que en el escenario de referencia.



El escenario avanzado incluye en sus cálculos las últimas proyecciones de desarrollo del mercado de la industria de las renovables(2) para todos los sectores. Una incorporación más rápida de vehículos eléctricos junto con una puesta en marcha a más velocidad de las redes inteligentes y expansión de las súper redes (unos 10 años antes que en la versión básica) permiten obtener una mayor cuota para la generación fluctuante de energía renovable (fotovoltaica y eólica). Por lo tanto, el umbral del 40% de participación de las renovables en el suministro de energía primaria mundial se habrá superado a finales de 2030 (también 10 años antes). Por el contrario, tanto la cantidad de biomasa como la de energía hidráulica se mantienen en los escenarios de la [R]evolución Energética, por motivos de sostenibilidad.

Resultados clave del escenario de la [R]evolución Energética Avanzada

[Evolución de la generación de electricidad bajo los 3 escenarios posibles]

Hoy en día, las energías renovables representan el 13% de la demanda mundial de energía primaria. La biomasa, que es la más usada en el sector calefacción, es la principal fuente. La aportación de las energías renovables para la generación de electricidad es de un 18%, mientras que su contribución para el suministro de calefacción llega a un 24%, en gran medida debido a usos tradicionales como el consumo de leña. Cerca de un 80% del suministro de energía primaria todavía proviene de los combustibles fósiles. El siguiente resumen muestra los resultados del escenario de la [R]evolución Energética avanzada, la cual se logrará con las siguientes medidas:

La explotación de las principales fuentes de energía se asegurará de que la demanda final de energía aumente sólo un poco, de los actuales 305.093 PJ/a (2007) a 326.476 PJ/a en 2050, frente a los 531.485 PJ/a en el escenario de referencia. Esta drástica reducción constituye un requisito previo fundamental para conseguir una significativa aportación de las energías renovables en el total de la aportación de energía al sistema, compensando así la eliminación gradual de la energía nuclear y la reducción del consumo de combustibles fósiles.

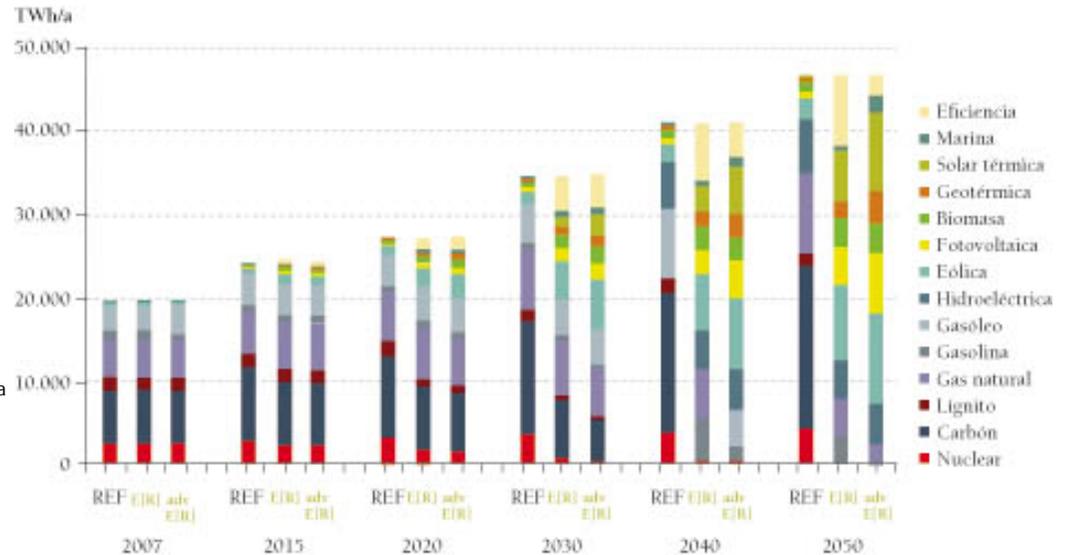
Se usan más motores eléctricos en el sector transportes, y el hidrógeno producido por electrolisis del excedente de energía eléctrica renovable juega un papel mucho más importante en el escenario avanzado que en el original. Después de 2020, la proporción de vehículos eléctricos en el sector transportes aumentará un 5% y en 2050 llegará al 50%. Gran parte del transporte público será también eléctrico, y también habrá un gran cambio modal desde el transporte por carretera al ferrocarril.

El incremento en el uso de la cogeneración de calor y energía (CHP) también mejora el suministro la eficiencia del sistema de suministro incrementándose el uso de gas natural y biomasa. A largo plazo, el descenso de demanda de energía térmica y el gran potencial de producción de calor directamente de energías renovables, limitará la posterior expansión del CHP.

El sector eléctrico se convertirá en el pionero en la utilización de energías renovables. En 2050, cerca del 95 % de la electricidad provendrá de recursos renovables. Por estas fechas una capacidad de 13229 GW producirán 41552 TWh/a de electricidad renovable. Una importante aportación de la energía proveniente de los sistemas eólicos y la solar fotovoltaica solares se usará para aportar electricidad a las baterías de vehículos eléctricos y para la producción de hidrógeno como fuente secundaria de combustible en transporte e industria.

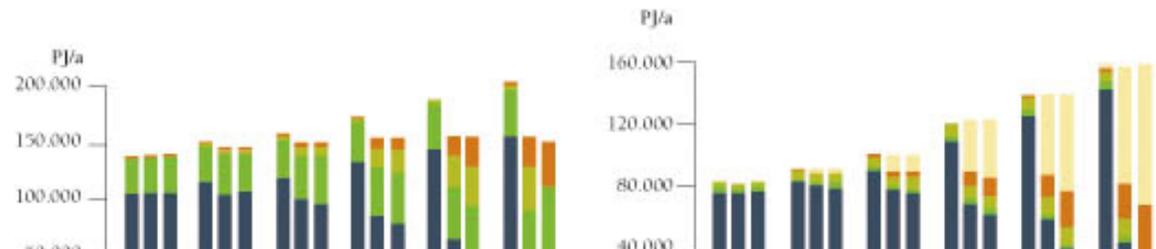
En el sector de calefacción, el aporte de renovables aumentará hasta el 91% en 2050. Los combustibles fósiles serán reemplazados progresivamente por tecnologías más eficientes como biomasa, solar de concentración y geotérmica. Las bombas de calor geotérmicas y, en las regiones del "cinturón del sol", las centrales solares de condensación, jugarán un papel importante en la industria de producción de energía térmica. En el sector del transporte el gran potencial de eficiencia, explotará debido a un cambio modal desde la carretera al ferrocarril, apareciendo vehículos mucho más pequeños y ligeros. Mientras que la biomasa se dedicará a aplicaciones concretas, la producción de bio fuel estará limitada por la disponibilidad de materias primas sostenibles. Los vehículos eléctricos a partir de fuentes de energía renovables, jugarán un importante papel a partir de 2020.

Hacia 2050, el 80% de la demanda de energía primaria se cubrirá con fuentes de energía renovable.

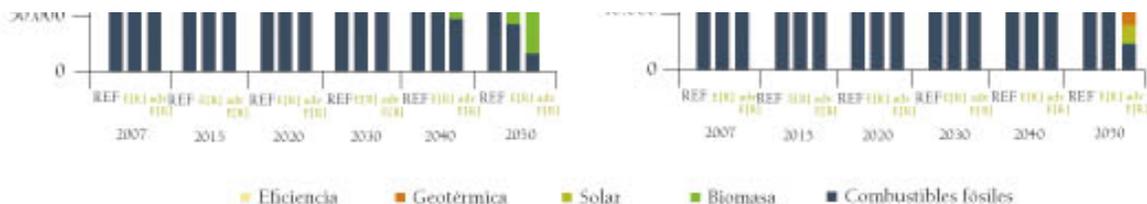


Inversiones futuras [Evolución del suministro para calefacción y el transporte bajo los tres escenarios.]

Se necesitará una inversión mundial de 18,2 billones de dólares para convertir en realidad el escenario de [R]evolución energética avanzada., aproximadamente un 60% más que el escenario de referencia (11.,2 billones de dólares). Según la versión de referencia, las inversiones en energías renovables y combustibles fósiles son de 5 billones de dólares por año hasta el año 2030. Según el escenario Avanzado, sin embargo,



el mundo desviará alrededor de un 80% de la inversión hacia las energías renovables. Para 2030 la contribución de los combustibles fósiles al sector energético, se centraría principalmente en la cogeneración de calor y energía y la centrales eléctricas de gas. La inversión anual media en el sector energético según el escenario de la [R]evolución Energética avanzada, entre 2007 y 2030, sería aproximadamente de 782.000 millones de dólares. Como las energías renovables no tienen costes de combustible, el ahorro de combustible en el escenario de la [R]evolución Energética avanzada podría llegar a un total de 6,5 billones de dólares, o 282. millones por año.



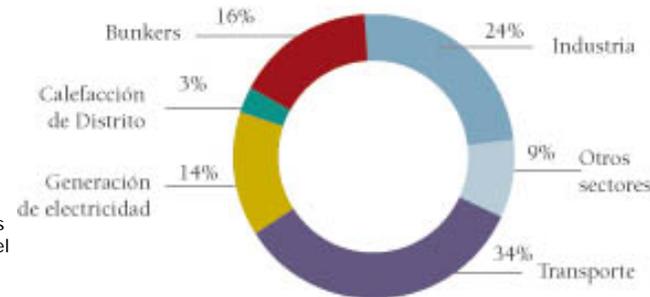
Desarrollo de las emisiones de CO₂

[Emisiones de CO₂ en 2050 según la [R]evolución Energética Avanzada]

Mientras que las emisiones mundiales de CO₂ se incrementarán más del 60% hasta el año 2050 según el escenario de referencia,

y por tanto lejos del camino del desarrollo sostenible, según el escenario [R]evolución Energética avanzada se reducirá de 27400 millones de toneladas en 2007 a 3700 en 2050, un 82% menos que los niveles en 1990. Las emisiones anuales per capita caerán de 4,1 toneladas per capita a 0,4 toneladas per capita. A pesar de la eliminación gradual de la energía nuclear, y la creciente demanda de electricidad, las emisiones de CO₂ decrecerán de forma considerable en el sector eléctrico.

A largo plazo el aumento de la eficiencia en el uso de vehículos eléctricos renovables, así como por la fuerte expansión de éstos en el transporte público, reducirán las emisiones de CO₂ en el sector transportes. Dicho sector contribuirá con una reducción del 42% del total de emisiones en 2050, aunque sigue siendo la mayor fuente de emisiones, seguido por la industria y la generación de energía.



Políticas para mantener y expandir la [R]evolución energética (3)

[Evolución de las emisiones de CO₂ por sectores bajo los dos escenarios de revolución.]

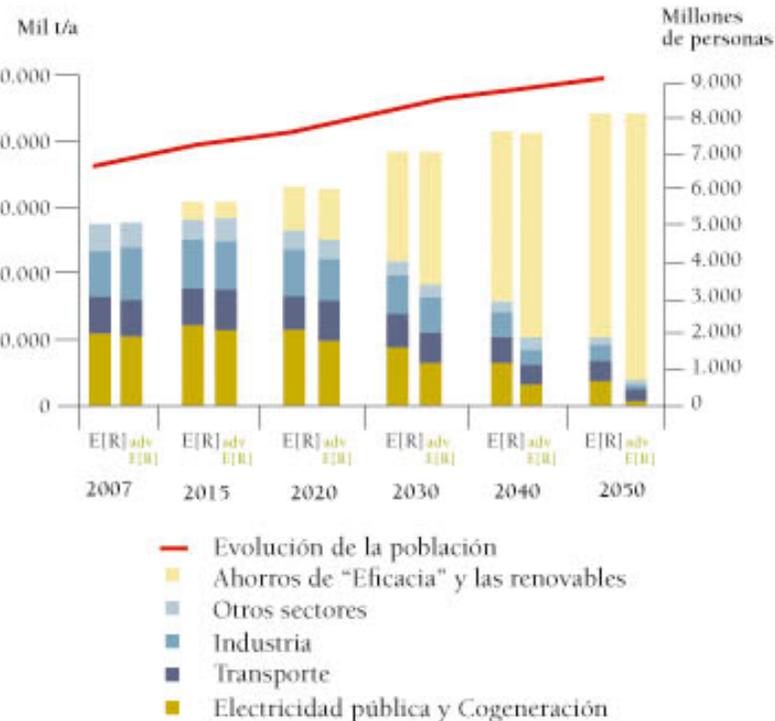
A pesar de que a finales de los 80 y principios de los 90 sólo un pequeño número de países desarrollados desarrollaban políticas de energías renovables, en los años posteriores se ha visto un gran incremento, particularmente entre 2005 y 2010.

Más de 85 países tenían una política de objetivos en 2009, frente a los tan sólo 45 países que la tenían 4 años antes. La producción de electricidad se encuentra entre muchos objetivos nacionales, normalmente entre el 5-30% aunque alcanza el 90% en algunos. Otros objetivos incluyen aportaciones al total o al final de la energía primaria (típicamente 10-20%), instalaciones específicas de varias tecnologías, o cantidades totales de producción de energías renovables. Muchos de los objetivos son a largo plazo, a partir de 2020. El objetivo europeo (20% de la energía final para 2020) es clave entre los países de la OCDE. Brasil encabeza a los países en desarrollo (75% de la electricidad para 2030), China (15% de la energía final para 2020), India (20GW solar para 2022), y Kenia (4GW de energía geotérmica para 2030). Muchos países también tienen objetivos a nivel regional y local.

Las políticas de producción de energías renovables existen actualmente en al menos 83 países. De éstos, el sistema de primas tarifarias (FIT en sus siglas en inglés) es el más frecuente. En 2010, al menos 50 países y 25 estados y provincias tenían sistema "feed-in tariff", y más de la mitad de ellos llevan existiendo al menos cinco años. El apoyo a este sistema está creciendo y está siendo adoptado en el ámbito estatal y local. Globalmente, las agendas nacionales de criterios renovables (RPS en sus siglas en inglés) o cuotas cuentan en la actualidad con el apoyo de 10 gobiernos nacionales y 46 estatales. Muchas políticas RPS requieren aportaciones de energías renovables para alcanzar 5-20% t, en plazos que se extienden a partir de 2020.

Las políticas a menudo son adoptadas en combinación con subsidios directos a la inversión de capital, subvenciones o descuentos existen en al menos 45 países. También son frecuentes otros incentivos como créditos fiscales. Los mercados de solar fotovoltaica han sido respaldados por subvenciones y créditos fiscales. Los pagos de producción de energía o "primas tarifarias" también se utilizan en algunos países.

La financiación de proyectos de energías renovables es diferente a la del carbón o la de los proyectos nucleares. Mientras que muchos de los proyectos de energías renovables están en un rango de entre unos pocos KW y cantidades de dos dígitos de MW, el volumen de negocio mucho menor, y el número de proyectos es mayor comparado con una escala de unos pocos pero muy grandes (1000 MW y más) proyectos de plantas de carbón. Sin embargo, los requisitos de las políticas son similares: Los promotores del proyecto de energías renovables necesitan tener la seguridad de que la electricidad que puede ser generada en un parque eólico, puede ser vendida por un cierto precio mínimo y que el acceso a la red está garantizado durante el periodo de amortización de las centrales. Esto es similar a



la financiación de una planta de carbón para el Productor de Energía Independiente (IPP), que requiere un contrato de compra de energía durante el periodo que dure su amortización y una garantía de conexión a la red. Las plantas energéticas no pueden ser financiadas en base a los precios de mercado o en emisiones negociables de CO2 o certificaciones de energías renovables, si no hay garantías de un precio mínimo garantizado. Semejantes inversiones multimillonarias necesitan proyectos fiables y seguros.

Por tanto, Greepeace demanda un sistema de primas tarifarias, con una tarifa de recompra garantizada, además de una garantía de acceso prioritario a la red. La única diferencia con el contrato de compra de energía para IPPs es que la tarifa no se negocia entre el IPP y el operador de la red y/o servicios públicos, sino que los catalogados como pequeños negocios no pueden llegar a acuerdos con operadores de redes. Estas primas tarifarias son el mecanismo más eficaz para introducir las energías renovables de forma escalonada, algo que ha sido comprobado desde los inicios de la industria eólica a principios de los años 90 en Alemania. Los procesos de negociación siempre conducen a un incremento en los costos, ya que añaden una eslabón más, los intermediarios, entre el operador de red y el promotor del proyecto y/o el operador de la planta energética. Los intermediarios añaden un coste adicional al proyecto, sin ser necesarios para implementar energías renovables, y representando sólo una carga innecesaria en las facturas de electricidad.

La [R]evolución Energética invierte en puestos de trabajo, no en combustibles

Si el escenario de Referencia se convirtiera en realidad, la cantidad de empleos en el sector energético se mantendría en el nivel actual hasta 2030. Esto a pesar del incremento en la producción de electricidad a partir de carbón del 40% hasta 2030 en el caso de referencia. La razón principal es que según aumentan la prosperidad y la productividad en el trabajo, disminuyen los empleos por MW. Esto queda reflejado en los ajustes regionales, en cuyo modelo la generación de electricidad tiende a ser un trabajo más intensivo en lugares pobres que en lugares ricos. Este cambio, basado en el aumento del nivel de vida en los países desarrollados, representa dos tercios de las pérdidas de empleos del carbón en los países en desarrollo.

China es responsable de un tercio de los empleos a nivel mundial en el sector en 2015, más de tres cuartos en el sector del carbón. Los ajustes regionales de China suponen la pérdida de alrededor de 200 000 empleos del carbón según el escenario de referencia. Una pequeña expansión del sector de las energías renovables no podría contrarrestar estas pérdidas. El nivel de empleo no volvería a los niveles de 2010, ni siquiera combinándolos con un 50% de expansión en la capacidad de gas.

El escenario de [R]evolución energética también tiene pérdidas de empleos en el carbón, porque el crecimiento es casi nulo. Sin embargo, el aumento del empleo en energías renovables es tan fuerte que puede generar 4.1 millones de empleos en 2030, en relación al caso de referencia de 2015. En el caso Avanzado llevará a 8.5 millones de empleos en el sector de las renovables, comparado con los 2.4 millones en el supuesto de referencia. En ambos escenarios de [R]evolución energética hemos sido cautos en los cálculos y adoptado factores de descuento para representar cuántos empleos por unidad de energía pueden perderse con el tiempo, siendo menores las previsiones de Greenpeace que las de otros estudios. Se podría dar el caso por ejemplo, de que la creación de empleo por GWh (Gigavatios hora) en eficiencia energética, aumentara a medida que las opciones de eficiencia energética se fueran agotando. Mientras que los escenarios de [R]evolución energética tienen un mayor volumen de inversiones que los escenarios de referencia, el coste real de la producción de energía se mantiene en los mismos niveles hasta 2030, y cae drásticamente después de que la mayoría de las centrales se den de baja y produzcan los costes marginales, sin considerar el precio de los combustibles.

Sin embargo, las energías renovables necesitan más mano de obra que en el escenario de referencia, ya que las energías renovables invierten en personas, no en combustible.

Notas

(1) Mientras que las estadísticas oficiales del Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC, por sus siglas en inglés) y la Asociación China de Industrias de Energías Renovables (CREIA, por sus siglas en inglés) suman hasta 18.900 MW para 2010, la Administración Nacional de Energía de China habla de alrededor de 13.999 MW. Las diferencias según la fuente se deben al momento de conexión a la red, ya que algunas turbinas fueron instaladas en los últimos meses de 2010, pero no se conectaron a la red hasta 2011.

(2) Ver EREC, RE-Thinking 2050, GWEC, EPIA y otros.

(3) Source: REN 21 – Renewable Status Report 2010

Escenario de Referencia [R]evolución energética [R]Evolución energética Avanzada

	2015	2020	2030	2015	2020	2030	2015	2020	2030
Empleos (millones)									
Construcción e instalaciones	1,6m	1,7	1,3	3,0	2,8	2,0	3,8	3,4	3,1

Industria	0,6m	0,5	0,3	1,8	1,7	1,2	2,5	2,2	1,7
Mantenimiento	1,6m	1,7	2,0	1,9	2,6	3,3	1,9	2,7	3,6
Suministro de gasolina	3,9m	4,0	4,4	3,9	3,8	3,7	3,8	3,7	3,1
Exportaciones de carbón y gas	0,5m	0,5	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
Total de empleos	8,0m	8,4	8,7	11,1	11,4	10,6	12,5	12,4	11,9
Mundial									
Carbón	3,9m	4,1	4,2	3,4	3,1	2,7	3,2	2,8	2,1
Gas, gasolina y gasoil	1,5m	1,6	1,7	1,7	1,6	1,4	1,6	1,5	1,2
Nuclear	0,3m	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	0,2	0,1	0,0
Renovables	2,3m	2,4	2,4	5,9	6,6	6,5	7,5	8,0	8,5
Total de empleos	8,0	8,4	8,7	11,1	11,4	10,65	12,5	12,4	11,9

Otros artículos relacionados con: [energía](#), [renovables](#), [mercados](#)



©2009

Revista Ambia <<Accesibilidad>>

Carbono (COM (2011), 142), y es la apostilla en la propuesta de la OCDE sobre Economía Verde o en las propuestas que se están planteando nivel global cara a la preparación de la Conferencia de UN de 2012, Rio+20.

En este texto me voy a referir en particular a los desarrollos a nivel comunitario que parecemos ignorar todo el tiempo y muy en particular a las propuestas de la Comisión, que por sí solas hubieran bastado y legitimado un cambio drástico de las políticas energéticas (salvedad hecha del tema nuclear que sigue entrando en el paquete de energías "limpias" aun después de Fukushima), con planteamientos a medio y largo plazo, que además tendrían menor coste político al escudarse en Bruselas. Solo la necesidad de los Gobiernos, incluyendo el español, de tener las manos libres y poder así favorecer sus intereses cortoplacistas políticos, llámense electoralistas, o económicos, llámese satisfacción del empresariado energético en particular, explicaría este desatino.

LA HOJA DE RUTA DE LA UE PARA UNA ECONOMIA HIPOCARBÓNICA O BAJA EN CARBONO

Esta iniciativa comunitaria establece las claves para que la UE pueda convertirse en una economía hipocarbónica o "baja en carbono", más ambiental, por su mayor contribución a la mitigación del CC y menor contaminación atmosférica, y además más competitiva, por lo que implica de mayor eficacia y eficiencia energética, mejora de la balanza de pagos por reducción de las importaciones de productos energéticos y menor dependencia energética de aquí a 2050, buscando soluciones innovadoras para movilizar inversiones en energía, transporte, industria y tecnologías de la información y la comunicación.

Inciendo por un lado en la eficacia y eficiencia energética y por otro en el desarrollo de fuentes energéticas bajas en carbono y fundamentalmente EFR, energías de fuentes renovables, o simplemente renovables, aunque no aborda el papel que la UE considera que puede jugar la energía nuclear o el eufemísticamente llamado "carbón limpio" sobre cuyas tecnologías, que la UE considera "bajas en carbono" se pasa de puntillas , pero que no podrá eludir en la Hoja de Ruta 2050 para la Energía que se prevé para el otoño.

Hay que felicitarse porque es una iniciativa comunitaria que aúna ventajas económicas y ambientales y porque es necesaria y oportuna, ya que tanto el desafío de la sostenibilidad económica y energética, por sus interacciones con el mercado interior, como el cambio climático, por su carácter transfronterizo, exigen un marco comunitario y planteamientos a medio y largo plazo, que los EM tienen dificultades en aplicar por el cortoplacismo político.

Hay varias premisas que conviene recordar y que han alumbrado y legitiman esta iniciativa por responder a compromisos ya asumidos por al UE y sus EM, España incluido:

-Es parte de la también necesaria y oportuna estrategia Europa 2020 con la que se pretende conseguir una Europa que utilice eficazmente los recursos no solo los energéticos, que es el principal objetivo de esta hoja de ruta, que se complementa con el ya presentado Libro Blanco de Transporte -COM (2011) 21- y con el Plan de Eficiencia Energética -COM(2011) 109-.

-Los Estados miembros se han comprometido ya a reducir un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), aumentar hasta un 20 % la parte de las energías renovables en la energía final de la UE y lograr el objetivo de un 20% de mejora en la eficiencia energética de aquí a 2020. Y la Comisión ha demostrado (COM (2010) 265) que esta reducción de las GEI se debería aumentar al 30%, si realmente se quiere mantener el impulso a la innovación y la competitividad que tales objetivos representan para la UE (como ya se confirmó, según The Economist -Oct 2006- con el compromiso comunitario de reducción del 8% para 2008-2012 dentro de Kioto), en lo cual está de acuerdo España.

-Para contener el incremento de temperatura por el cambio climático por debajo de los 2° C, el Consejo Europeo reafirmó en febrero de 2011 el objetivo de la UE de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80% y un 95% de aquí a 2050 respecto a los niveles de 1990, que si se respeta por los países desarrollados y teniendo en cuenta los esfuerzos necesarios por parte de los países en desarrollo, se conseguirá una reducción global de emisiones del 50% de aquí a 2050, que es la mínima necesaria para limitar el incremento a 2°C.

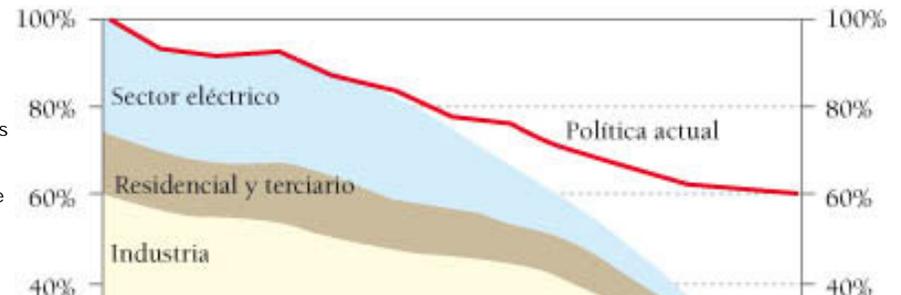
[El Consejo Europeo reafirmó en febrero de 2011 el objetivo de la UE de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80 % y un 95 % de aquí a 2050. Foto: Vicente González.]



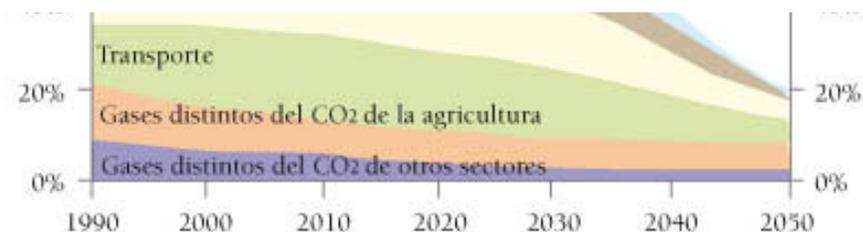
Actuaciones hasta 2050

Esta Hoja de Ruta identifica las posibles actuaciones hasta 2050 que permitirían a la UE reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con el objetivo acordado del 80%-95%, incluyendo los objetivos intermedios 2020-2030-2040 y su reparto sectorial para anticipar si la UE está en vías de alcanzar su objetivo, los retos políticos y las necesidades y oportunidades de inversión en los diferentes sectores, teniendo en cuenta que el objetivo de reducción del 80%-95% de la UE debe alcanzarse en gran parte a nivel interno, es decir, sin recurrir a los llamados mecanismos de flexibilidad previstos en Kioto (mercados de carbono y mecanismos de desarrollo limpio) que se supone persistirán en los nuevos acuerdos multilaterales que salgan de la Cumbre de Durban.

[Figura 1: Emisiones de GEI de la UE. Hacia una reducción del 80% (100%=1990)]



El análisis de las distintas hipótesis realizado por la Comisión según modelos que se justifican en el documento, muestra que la vía económicamente ventajosa sería una reducción de emisiones internas del orden del 40% y del 60%, respecto a los niveles de 1990, en 2030 y 2040, respectivamente, debiendo alcanzarse una reducción del 25% ya en 2020. Lo que significa una reducción anual significativa, del orden del 1% en la primera década hasta 2020, del 1,5% en la segunda década, de 2020 a 2030, y del 2% en las dos últimas hasta 2050, graduando el esfuerzo con el tiempo a medida que se disponga de un conjunto más amplio de tecnologías viables según la Comisión. Sin olvidar que estas son reducciones mínimas ya que responden al objetivo mas bajo, el 80% en 2050, de la franja deseable 80-95%, aunque se asume que se hacen a nivel interno, lo que da un cierto margen.



El gráfico muestra como deberían evolucionar las emisiones totales y sectoriales de gases de efecto invernadero, EGEI, para conseguir los objetivos señalados en el tiempo con políticas suplementarias, teniendo en cuenta las opciones tecnológicas disponibles, así como emisiones las previstas si no se toman dichas medidas.

Según las últimas estimaciones disponibles, las emisiones, EGEI (incluidas las de la aviación internacional) se situaron en 2009 un 16 % por debajo de los niveles de 1990. Si se aplicaran plenamente las políticas actuales, la UE estaría en vías de conseguir una reducción interna del 20% en 2020 respecto a los niveles de 1990, y del 30% en 2030, muy por debajo de lo requerido, y una conclusión crítica: con las políticas actuales en 2020 solo se alcanzaría la mitad del objetivo del 20% de mejora de la eficiencia energética.

Según la Comisión, si se aplicaran las políticas actuales, incluido el compromiso de lograr un 20% de energías renovables y un 20% de eficiencia energética de aquí a 2020, la UE podría superar el objetivo actual de reducción de emisiones del 20% y conseguir una reducción del 25% para 2020.

¿Y por qué no imaginarnos que el objetivo, como se ha admitido probablemente por error, es el de reducir el consumo total de energía final en un 20% como ya se señala en la Hoja de Ruta? Bastaría con cumplir este objetivo para facilitar el de EFR y desde luego superar con creces los de EGEI. La clave sigue siendo la "desenergización de la economía", el desacoplar no solo en términos relativos, como supone el acuerdo 20-20-20, sino en términos absolutos el consumo de energía final del desarrollo económico o del PIB.

Lo anterior muestra que resulta indispensable la plena aplicación del Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética, que requiere una inversión adicional de 50 000 millones de euros en I+D+i en los diez próximos años, y para cuya financiación la Comisión propone que se utilicen los ingresos derivados de las subastas de derechos de emisión y parte de los fondos de la política de cohesión (como se prevé en las nuevas Perspectivas Financieras 2013-2020).

Otro aspecto clave del análisis de la Comisión es el de las posibilidades o viabilidad de reducciones para distintos sectores clave, que curiosamente lleva a resultados en gran parte convergentes respecto a la magnitud de las reducciones necesarias en cada sector en 2030 y 2050, como se indica en el cuadro 1, y que interesa concretar ya que a veces se hacen planteamientos reduccionistas, según los cuales acabamos hablando del sector energético y del eléctrico en particular, que representa solo una parte del consumo final de energía aunque relevante y creciente si se cumplen las expectativas de una mayor electrificación de la economía, lo que conviene a las EFR, que son en general generadoras directas de energía eléctrica

Es importante destacar los desafíos y oportunidades que estos objetivos de descarbonización plantean para sectores específicos, algunos de gran interés para España, que se puede beneficiar de estos planteamientos ambiciosos dada su posición privilegiada no solo en el sector eléctrico, por su potencial en generación y tecnológico en EFR, sino también en el sector transporte, por su capacidad tecnológica en infraestructuras ferroviarias, y en agricultura, por su potencial en agricultura y ganadería extensiva y ecológica, e incluso en la intensiva en invernaderos solares.

Cuadro 1: reducciones sectoriales

Reducciones GEI respecto a 1990	2005	2030	2050
Total	-7%	-40 a -44%	-79 a -82%
Sectores			
Electricidad (CO ₂)	-7%	-54 a -68%	-93 a -99%
Industria (CO ₂)	-20%	-34 a -40%	-83 a -87%
Transporte(excluido marítimo) (CO ₂)	+30%	+20 a -9%	-54 a -67%

Residencial y servicios (CO ₂)	-12%	-37 a -53%	-88 a -91%
Agricultura (distintas de las de CO ₂)	-20%	-36 a -37%	-42 a -49%
Otras emisiones distintas de las de CO ₂	-30%	-72 a -78%	-70 a -78%

Propuestas por sectores

En la Hoja de Ruta 2050 se propone (¿o se exige tanto a nivel EU como de sus EM?) para los distintos sectores:

-Sector eléctrico. *Hacia un sector en expansión totalmente descarbonizado, y además seguro y competitivo.*

Parte de la tesis de que el modelo energético del futuro será crecientemente electrificado y que la electricidad desempeñará un papel fundamental en la economía baja en carbono. El análisis de la Comisión muestra, contra muchos agoreros, que es posible eliminar prácticamente todas las emisiones de CO₂ de aquí a 2050 y además extender el uso de la electricidad como energía final, llegando incluso a sustituir en gran parte los combustibles fósiles en el transporte (coche eléctrico, ferrocarril eléctrico) y la calefacción (sistemas de bomba de calor de apoyo a la térmica solar, geotérmica, biomasa...).

Según las estimaciones de la Comisión, la parte de las tecnologías bajas en carbono en el mix energético de generación eléctrica pasaría de alrededor del 45% actual al 60% aproximadamente en 2020 -en particular gracias a la consecución del objetivo de energías renovables- al 75%-80% en 2030, y a casi el 100% en 2050. Esto exigirá una generalización e hibridación (para hacer frente a su variabilidad) de las tecnologías renovables existentes incluidas las más avanzadas, como las fotovoltaicas, que según la Comisión irán abaratándose y, serán más competitivas en el futuro, aunque se requerirán inversiones cuantiosas en redes, con más interconexiones y un mayor mallado y desarrollo de redes inteligentes, para garantizar la continuidad del suministro en todo momento, como factor clave para un sistema eléctrico bajo en carbono, y facilitar la mayor eficacia y eficiencia de la demanda, una cuota mayor de renovables y la generación distribuida (incluyendo el autoconsumo y autosuficiencia), y permitir la electrificación del transporte.

Curiosamente aquí tampoco la Comisión menciona el papel que se supone podrá jugar la nuclear como tecnología baja en carbono aunque no sostenible.

-Sector Transporte. *Hacia la movilidad (¿o deberíamos hablar de accesibilidad?) sostenible, mediante la eficacia en el uso (lo necesario) y la eficiencia en el consumo de combustible, la electrificación y el establecimiento de precios adecuados.*

La planificación urbana y de las infraestructuras de transporte junto con la innovación tecnológica pueden facilitar la transición a un sistema europeo de transporte más eficaz, eficiente y sostenible, basándose en tres factores principales:

-la mayor eficacia del transporte a través de la intermodalidad, la racionalización (vía planificación) y gestión (vía precios) de la demanda.

-la mayor eficiencia y menores emisiones de los vehículos de combustión interna mediante nuevos motores, materiales y diseño y sobre todo por la introducción del vehículo eléctrico y el incremento de la tracción eléctrica en el ferrocarril.

La Comisión sigue planteando, en contra de otras opiniones, que hasta 2025, el factor principal para invertir la tendencia al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, EGEI, en este sector, que tiene un peso creciente en las mismas, sea una mayor eficiencia en términos de consumo de combustible, retrasando en el tiempo el peso de los vehículos eléctricos y de la tracción eléctrica. Propone que una mayor eficiencia y una mejor gestión de la demanda, promovidas mediante normas sobre las emisiones de CO₂ y sistemas fiscales inteligentes, permitirían también impulsar el desarrollo de tecnologías de motores híbridos y facilitar la transición progresiva hacia la penetración a gran escala de vehículos más limpios en todos los modos de transporte, incluidos los vehículos eléctricos e híbridos recargables (equipados con baterías o pilas de combustible) en una fase posterior.

Según la Comisión los biocombustibles sostenibles podrían utilizarse como combustibles alternativos, sobre todo en aviones y camiones, previéndose un fuerte crecimiento en esos sectores a partir de 2030.

-Sector de la construcción. *Un sector "chollo" para la reducción de emisiones, por el gran margen de mejora existente.*

La Comisión confirma la tesis, no por repetida más aplicada, de que los edificios y viviendas ofrecen oportunidades inmediatas, baratas y a corto plazo de reducir las emisiones, ante todo mediante la mejora de su eficiencia energética, que puede incorporarse como elemento clave para la rehabilitación del patrimonio construido ,además en un momento en que el sector esta en crisis.



[En solo cinco años, la industria de las energías renovables ha pasado de 230 000 a 550 000 empleos en la UE. Foto: Vicente González]

El análisis de la Comisión indica que las emisiones en este ámbito podrían reducirse un 90% aproximadamente de aquí a 2050, con una contribución superior a la media a largo plazo, lo que pone de manifiesto la importancia de alcanzar el objetivo de la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios, según la cual los nuevos edificios construidos a partir de 2021 tendrán un consumo de energía casi nulo o incluso serían generadores de energía; proceso ya en marcha, dado que muchos Estados miembros, como RU, DK..., pero no España, aplican normas más estrictas en este ámbito. Además, el 4 de febrero de 2011, el Consejo Europeo decidió que, a partir de 2012, todos los Estados miembros debían incluir normas de eficiencia energética en los contratos públicos para los edificios y servicios públicos pertinentes.

A finales de 2011, la Comisión presentará una comunicación sobre construcción sostenible, en la que se establecerá una estrategia para estimular la competitividad del sector y mejorar al mismo tiempo su comportamiento ambiental y climático de gran interés para España para relanzar planes ambiciosos, que existen pero no acaban de ponerse en marcha, en materia de rehabilitación en clave energética del parque de edificios y viviendas existentes y que podría suponer rehabilitar un 2% del parque cada año (medio millón de edificios y viviendas) durante las cuatro próximas décadas y que generaría medio millón de empleos fijos para absorber parte de los perdidos en el sector, y que nadie entiende por qué no se hace.

Según el análisis de la Comisión, en la próxima década será necesario aumentar hasta 200 000 millones de euros las inversiones en equipos y componentes que permitan el ahorro energético en edificios.

Como ocurre en el sector del transporte, el paso del consumo de energía a la electricidad

hipocarbónica (incluidas las bombas de calor y los calentadores de acumulación) y a las

energías renovables (por ejemplo, energía solar, biogás, biomasa), también en los sistemas de calefacción urbana, contribuiría a proteger a los consumidores frente al aumento de los precios de los combustibles fósiles y reportaría beneficios significativos.

Sectores industriales, *incluidas las industrias con alto consumo de energía.*

El análisis de la Comisión muestra que las emisiones de gases de efecto invernadero del sector industrial podrían reducirse entre un 83% y un 87% en 2050.

Dado que las soluciones son específicas de cada sector, la Comisión considera necesario elaborar hojas de ruta específicas en colaboración con los sectores afectados.

Agricultura. *Aumentar la productividad del uso de la tierra de una manera sostenible.*

El análisis de la Comisión indica que, de aquí a 2050, el sector de la agricultura puede reducir sus emisiones, distintas de las de CO₂, entre un 42% y un 49% respecto a 1990.

Las políticas agrícolas deberían centrarse en opciones tales como el incremento de la eficiencia, la utilización eficiente de abonos, la metanización del abono orgánico, una mejor gestión del estiércol, mejores forrajes, la diversificación y comercialización locales de la producción y un mayor rendimiento ganadero, así como la maximización de los beneficios de la agricultura extensiva y ecológica.

La mejora de las prácticas agrícolas y forestales puede aumentar la capacidad del sector para preservar el carbono y secuestrarlo en los suelos y los bosques.

Esto puede lograrse, por ejemplo, mediante la adopción de medidas específicas para mantener los prados –y en particular las dehesas en España- restaurar las zonas húmedas y las turberas, reducir la labranza o suprimirla, reducir la erosión y permitir el desarrollo de los bosques.

La agricultura y la silvicultura proporcionan asimismo los recursos para la bioenergía sostenible y la producción de materia prima orgánica para la industria –química verde- contribución que deberá aumentar aún más.

Según la Comisión estos elementos se abordarán (de lo cual hay que dudar a estas alturas) en detalle en las propuestas legislativas sobre la Política Agrícola Común previstas para 2013 (cuyo posible impacto positivo aún no se ha tenido en cuenta en el análisis de la Hoja de Ruta), y en la futura comunicación sobre la bioeconomía (Programa de trabajo de la Comisión 2011 "Estrategia europea y Plan de acción hacia una bioeconomía sostenible para 2020").

Necesidad de mayores inversiones

Según la Comisión, el disponer de fuentes de energía bajas en carbono, básicamente renovables, y sus sistemas e infraestructuras de apoyo, que incluyen las redes inteligentes, las viviendas pasivas, la captura y el almacenamiento de carbono (aquí sí se menciona el "carbón limpio"), los procesos industriales avanzados y la electrificación del transporte (incluidas las tecnologías de almacenamiento de energía) requerirá una inversión sostenida sustancial, calculándose que, en los próximos cuarenta años, las inversiones públicas y privadas ascenderán a aproximadamente 270 000 millones de euros al año, o sea un 50% más que el presupuesto anual comunitario actual.

Esta cifra, que representa una inversión adicional de alrededor del 1,5% del PIB de la UE al año, viene a sumarse a las inversiones globales actuales, que, en 2009, constituyeron el 19% del PIB. Lo cual significaría volver a los niveles de inversión previos a la crisis económica.

La mayor parte de esta inversión adicional se recuperaría rápidamente gracias a la reducción de la factura energética y a una mayor productividad, aunque los mercados tienden a descontar los beneficios futuros y a desatender los riesgos a largo plazo, lo que exige iniciativas políticas para favorecer tales inversiones, recurriendo según la Comisión a nuevos modelos de financiación pública—fondos rotatorios, tipos de interés preferenciales, regímenes de garantía, instrumentos de distribución de riesgos y mecanismos combinados— y privada para paliar los riesgos de la financiación inicial y los desafíos de liquidez.

Retornos y beneficios

Además de su beneficio principal —la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero—, la transición hacia una economía baja en carbono aportaría muchas ventajas:

[A finales de 2011, la Comisión presentará una comunicación sobre construcción sostenible. Foto: Vicente González]



-Reducción de la factura energética de Europa y de su dependencia respecto a las importaciones de combustibles fósiles.

Se estima que la eficiencia energética y la transición hacia fuentes de energía bajas en carbono y producidas con medidas internas, reducirán los costes medios del combustible de la UE entre 175 000 y 320 000 millones de euros anuales como media para el conjunto del periodo de cuarenta años considerado, variable según los precios de los combustibles fósiles, que se prevé aumenten (análisis de la Comisión y perspectivas energéticas mundiales para 2010 publicadas por la AIE ("World Energy Outlook 2010"), en la hipótesis de una actuación mundial limitada.

La AIE ha estimado que la factura de las importaciones de la UE registró una subida de 70 000 millones de dólares de 2009 a 2010 y que, probablemente, se producirán más subidas en un futuro previsible.

Según la Comisión, con la Hoja de Ruta se conseguiría que en 2050, el consumo total de energía primaria en la Unión Europea se situara un 30% por debajo de los niveles de 2005, o sea, una verdadera desenergización de la economía y además se utilizarían más recursos energéticos internos, en concreto más energías renovables, con lo que las importaciones de petróleo y gas se reducirían a la mitad respecto a las cifras de hoy, lo que reduciría considerablemente las repercusiones negativas de la volatilidad de los precios de esos dos combustibles.

Y hay que considerar el coste de no actuar: El precio de las importaciones de petróleo y gas se duplicaría con respecto a los niveles actuales, lo que representaría una diferencia de cerca de 400 000 millones de euros anuales de media de aquí a 2050, lo que supondría casi el 3% del PIB actual. Muy superior a la horquilla máxima de coste prevista para la descarbonización.

-Creación de nuevos puestos de trabajo.

Las fuentes de energía renovables tienen un sólido historial de creación de empleo; en solo cinco años, la industria de las energías renovables ha pasado de 230 000 a 550 000 empleos en la UE, y se han identificado grandes oportunidades para el empleo a corto plazo en la rehabilitación en clave energética del patrimonio construido en un sector como el de la construcción que supone unos 15 millones de empleos.

La Comisión insiste en los beneficios que puede suponer para el empleo la utilización de los ingresos de la subasta de derechos de emisión, prevista a partir de 2013, y de una fiscalidad del CO₂, para reducir los costes laborales, cuyo potencial de creación de empleo se cifra en 1,5 millones de puestos de trabajo de aquí a 2020.

-Mejora de la calidad del aire y de la salud.

Las iniciativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero implicarían la reducción de otros contaminantes del aire urbano y potenciarían las medidas de mejora de la calidad del aire (muy precaria en muchas urbes, en particular españolas) vigentes y previstas. El efecto combinado de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y de las medidas sobre calidad atmosférica permitirá reducir más de un 65% los niveles de la contaminación del aire en 2030 con respecto a los niveles de 2005.

Para 2030, los costes anuales del control de los contaminantes atmosféricos tradicionales podrían reducirse en más de 10 000 millones de euros y, en 2050, podrían ahorrarse cerca de 50 000 millones de euros al año. Además, esta evolución reduciría la mortalidad, lo que generaría unos beneficios que, según las estimaciones, podrían alcanzar hasta 17 000 millones de euros en 2030 y hasta 38 000 millones en 2050.

Traslado a España de la Hoja de Ruta de la UE

Según la Comisión todos los Estados miembros que aún no lo hayan hecho deberían diseñar lo antes posible su hoja de ruta nacional hacia una economía baja en carbono. Y España debería abordar este ejercicio lo antes posible por su propio interés. Basta con considerar las propuestas comunitarias como "de mínimos" y trasladarlas a nivel español para no tener que andar inventando y justificando hitos que por otro lado acaban en contradicciones. Incidiendo en que "baja en carbono y sostenible" para España significa reducir drásticamente el consumo de energía, con mejoras sustanciales en la eficiencia energética (ya que el margen de mejora con respecto a la media de la UE es enorme) alcanzando la estabilización antes del 2020 en los niveles de consumo de 2009 (ya previsto en el llamado Documento de Zurbano presentado por el Gobierno en marzo de 2010 como base para un pacto político) y reduciendo el consumo anual en términos absolutos (desacoplamiento absoluto) a partir de ese horizonte, y en la generalización de las renovables, abandono de lo nuclear antes de 2030 y nada de "carbón limpio".

La viabilidad de esta desenergización y descarbonización progresiva de la economía y del sistema energético español, con escenarios 2020-2030 en el horizonte de una descarbonización superior al 80% en 2050, a niveles incluso más ambiciosos que los previstos a nivel comunitario se mostraba recientemente en el documento "Cambio Global España 2020/2050 (Fundación CONAMA-Oct 2011).

En el análisis realizado en este documento se muestra la viabilidad de la estabilización del consumo de energía final a nivel de 2009, con un peso del 70% de las renovables en la producción bruta de



[Las emisiones de gases de efecto invernadero del sector industrial podrían reducirse entre un 83 % y un 87 % en 2050. Foto: Álvaro López]



electricidad y una reducción en EGEI del 30% en el escenario deseable para 2020, y una reducción de hasta el 15% en la energía final con un peso de las renovables del 45% y de casi el 100% en la producción bruta de electricidad, y reducción de EGEI del 50% para el escenario deseable en 2030, facilitando el alcanzar una reducción interna de más del 80% y con medidas internas, una descarbonización significativa en 2050.

Estamos ante opciones estratégicas trascendentales, en particular en materia energética.

Hay que elegir y elegir bien. No se trata de gestionar los cambios sino de anticiparlos, protagonizarlos y liderarlos ("¡llega siempre primero el que decide donde hay que estar"). España pudo (¿y todavía puede?) liderar la llamada 3ª Revolución Industrial esta vez basada en el abandono de los combustibles fósiles y desarrollo de las renovables.

La cuestión es si estamos dispuestos a superar el cortoplacismo y la cooptación económica (no solo del sector financiero, en el caso español también del sector energético) con nuevas políticas, con horizontes a medio y largo plazo (escenarios energéticos 2020-2030-2040-2050) siguiendo la pauta marcada por la Hoja de Ruta 2050 comunitaria para una economía baja en carbono, aunque superando sus objetivos, como país que aspiraría a liderar el cambio, y con reflejo inmediato en la forma de salir de la crisis (proyectos "oportunistas" convergentes con los escenarios, y con nuevas formas de hacer dichas políticas, con la máxima participación de la sociedad ("democracia prospectiva") y del estamento político (Pactos). ¿Lo estamos?

¿Queremos verdaderamente, como suelo repetir, una "España toda solar" en lugar de "toda un solar"?

A ver que dicen al respecto los programas políticos para las próximas elecciones; su compromiso y ambición para la desenergización y descarbonización del desarrollo y de la economía española como desafío y sobre todo gran oportunidad para España será una medida de su compromiso o no con el futuro, creo. No faltan propuestas al respecto como la que ya ha avanzado a los partidos políticos y presentó en septiembre la Fundación Renovables.

Otros artículos relacionados con: [carbón](#), [Unión Europea](#), [energía](#)



© 2009

Revista Ambienta <<Accesibilidad>>