

# Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

3 de octubre de 2011

Por Hernán F. Pacheco



## Índice:

Introducción

<u>Análisis I:</u> Generación de energía, combinación gas natural-renovables	4
<u>Análisis II:</u> Cambios radicales en la generación de energía estadounidense	6
<u>Enfoque:</u> El dilema ambiental	8
<u>Análisis III:</u> Procesos de innovación en energía	12
• <i>Diseño de aerogeneradores estratosféricos entre las innovaciones de la energía eólica offshore</i>	14
• <i>La meta de la reducción de costos</i>	16
• <i>Subsidios a la energía eólica en el Reino Unido. Algunas incongruencias.</i>	18
• <i>Datos sobre la energía eólica offshore en el Reino Unido</i>	21

## Introducción

Como los sistemas de electricidad de todo el mundo añaden cada vez más la contribución de las energías renovables a sus redes, los ingenieros de energía se enfrentan a un desafío que no se han enfrentado antes. Casi toda la capacidad de generación que está conectado actualmente a las redes de electricidad es, en términos generales, disponible a voluntad. Siempre hay obstáculos: la energía nuclear no puede subir y bajar muy fácilmente; la hidroelectricidad puede verse afectada por los niveles de los ríos y los embalses, y alguna generación que usa una turbina de vapor -la mayoría de los combustibles fósiles y las plantas nucleares- pueden ser afectados por la escasez de agua.

En general, sin embargo, las centrales eléctricas hoy son necesarias para la compleja tarea de equilibrar la oferta y la demanda a través de la red. La experiencia reciente en China, donde los períodos de *shutdowns* causados por el voltaje insuficiente y los *blackouts* han sido un fenómeno regular, muestra lo que puede suceder si la red deja atrás el equilibrio. Es por eso que lo que a veces se llaman "*energías renovables*" -energía eólica y solar- presentan un desafío. El pronóstico del tiempo puede hacer que las variaciones inesperadas sean un problema menor, pero la naturaleza esencia de estas formas de generación es que son intermitentes, su disponibilidad está sujeta a los caprichos del viento y del sol.

La escala del problema que esto presenta se puede ver a partir de estimaciones del tiempo de una empresa del Reino Unido que, a veces, con frío, aún días, la producción de esta granja eólica fue sólo el 10% de su producción máxima teórica. La implicación es que la empresa necesita para mantener 90% de su capacidad eólica disponible en el back-up de generación, para su uso cuando el viento esté calmo. La respuesta a la demanda -marcación por el uso de electricidad cuando los suministros son escasos- es parte de la respuesta, pero la tecnología de "*smart grid*" puede hacerlo posible aunque todavía está en su infancia, y algunos clientes se han mostrado reacios a aceptar la idea.

En efecto, si la demanda se está convirtiendo en algo menos estables en muchas partes del mundo debido a la propagación de los aire acondicionados, lo que pueden causar aumentos en la demanda con el aumento de la temperatura. Por ahora, la carga de equilibrio de la red recae enteramente en el lado de la demanda. A medida que la producción de energía eólica y solar sube y baja, otras formas de generación tendrán que subir y baja para mantener la red equilibrada. Uno de los grandes problemas, sin embargo, es que puede reducir la eficiencia de las centrales eléctricas que se están utilizando en altas y bajas.

Las centrales eléctricas de ciclo combinado con turbinas a gas y carbón (CCGT) son más eficaces cuando están funcionando todo el tiempo. Si su producción es fluctuante, a continuación, sus costos y las emisiones de gases de efecto invernadero para el volumen de electricidad es probable que sea mayor. Hay centrales a gas especial, a veces conocido como *peakers*, que son mucho más rápidas para poner en marcha, y están diseñados para su uso sólo para satisfacer la demanda pico, pero sus costos son siempre más altos.

Para los fabricantes de turbinas de gas, como la estadounidense **General Electric** y la alemana **Siemens** el problema de equilibrar la red con una contribución mucho más alta de las energías renovables intermitentes ha creado un incentivo para desarrollar centrales que puedan tener altos y bajos rápidamente, pero se ejecutan de manera más eficiente que las *peakers* tradicionales. "*Los clientes necesitan hacer una transición*", dijo **Steve Bolze**, jefe de energía y agua de GE. "*Ahora necesitamos la eficiencia además de la flexibilidad*".

Siemens dijo que ha invertido 500 millones de euros en el desarrollo de una planta prototipo en **Irsching** en **Baviera** que genera 578 megawatts, con una eficiencia -el ratio de la producción de energía de la central hasta el calor creado con la combustión del gas- de casi el 61%.Igual de importante, la central puede poner en línea 500 MW en sólo 30 minutos, y el cambio de su producción de aumento o descenso con 35 MW por minuto.

GE, por su parte, ha lanzado su central **FlexEfficiency 50**, que ofrece un más rápido aumento de *rate* de 50MW por minuto. Con un tamaño similar a la central de Siemens de 510 MW, que también está clamando mayor eficiencia, "*mayor que el 61%*". GE dijo que invirtió cerca de 500 millones de dólares en el desarrollo de la planta. El Flex 50 ha sido vendido a clientes en **Turquía** y **China**. **MetCap Energy Investments**, un comprador turco, atrajo gran publicidad al ordenar la turbina como parte de una "*central eléctrica híbrida*", que también incluye turbinas eléctricas y solar para calentar el agua en el mismo sitio.

**FlexAero** incluye la tecnología DLE2.0 de GE, que reduce las emisiones de NOx a solo 15 ppm sin necesidad de agua. La tecnología permite que los clientes ahorren anualmente más de 26 millones de galones de agua por turbina, que es lo que normalmente se usa para diluir las emisiones de CO<sub>2</sub> y NOx en una turbina de gas. "*En la actualidad, el 30 por ciento de la población mundial tiene problemas con el agua. Para el año 2025, ese número llegará al 60 por ciento*", afirma Bolze.



## **Análisis I: Generación de energía, combinación gas natural-renovables**

Un rápido aumento de la capacidad de energía eólica británica cortará gradualmente los retornos de los operadores de las centrales de gas y carbón en los próximos tres años, así como sus centrales sirven cada vez más como *gap fillers* (cubierta) de las intermitentes renovables. La capacidad eólica del **Reino Unido** prevé un aumento de un 50% a 8.500 megawatts a finales de 2012, alrededor de 13% de la capacidad instalada total, según un grupo de la industria de energía verde **RenewableUK**. Sin embargo, este rápido crecimiento puede ser obstaculizado en los próximos años por una red de energía envejecida, que limita los volúmenes de nueva capacidad que puede albergar. El operador de la red tendrá que invertir en una reforma importante en el Reino Unido para seguir los pasos de los líderes de energía verde, como **Alemania y España**.

3.400 turbinas eólicas *onshore* y *offshore* en el Reino Unido han estado trabajando duro en las últimas semanas. La producción de energía de los parques eólicos alcanzó un nuevo récord el 6 de septiembre, cuando los remanentes del huracán Irene golpeó a las islas británicas. La energía eólica se configurará en la energía de corto plazo y los precios del gas así como agregará suministro de electricidad y mediará en la cantidad de gas necesaria para generar electricidad en las centrales que tendrán variaciones.<sup>1</sup>

"Con el tiempo, la generación intermitente cambiará la estructura de los retornos de las centrales a gas, reduciendo las horas de trabajo y menor seguridad respecto de cuanto es lo que generarán", dijo **Olly Spinks**, director de la consultora **Timera Energy**. Las centrales a gas natural flexibles jugarán un rol más importante en el futuro mix energético, pero el gobierno tiene que asegurarse que estas centrales puedan recuperar sus costos para evitar que se cierren debido a las bajas ganancias, lo que podría crear un riesgo en la seguridad de suministro, dijo.

Las propuestas gubernamentales de reformas del mercado de electricidad, que actualmente está pasando por la aprobación en el Parlamento, incluye un mecanismo para recompensar a los operadores por la capacidad de *holding spare*, que puede cambiar con rapidez los tiempos puente para cuando la producción de energía renovable baja. Pero a medida que esta política no entrará en vigor hasta el año 2014, los operadores de las centrales térmicas, por su parte, serán erosionados en sus márgenes de ganancia, especialmente en momentos de fuertes vientos. El *outlook* por beneficios de la quema para generación de energía, o *spark spreads*, ha sido baja en Gran Bretaña, en parte debido a la producción de energía eólica, dijeron los *traders*.

La alta producción de energía eólica de este mes pesaba sobre los precios de la energía a corto plazo del Reino Unido así como la producción de las granjas eólicas alcanzaron nuevos record, como el resto de los huracanes con vientos fuertes en las Islas Británicas. "*La velocidad del viento ha sido muy fuerte en los últimos tiempos, lo que aumentará la generación de energía eólica, y por lo tanto, bajar los precios en teoría*", dijo **Kamran Pervaze**, analista del mercado de energía para la consultara **Wheldrake Energy**.

En Alemania, donde casi cinco veces es la capacidad eólica instalada, todas las energías renovables que se producen tienen que ser vendidos en el **EEX exchange**, lo que resulta en precios de energía negativa en tiempo de fuertes vientos y baja demanda. "*Sin embargo en la práctica, aún se considera muy baja cuando se la compara con países como Dinamarca y Alemania*". Estos escenarios son poco probables en Gran Bretaña en la actualidad, pero los *traders* se enfrentan a mayores impactos de la capacidad de energía eólica en el comercio de energía en periodos de altas velocidad de vientos puede dejar el mercado saturado. "*Si tenemos un mucho vientos podemos tener un gran impacto en la oferta y la demanda*", dijo un operador de energía con sede en el Reino Unido.

---

<sup>1</sup> Reuters, "*Growing UK wind power to rival gas plants*", (27/9)

El programa **Renewable Obligations** de Gran Bretaña exige que los proveedores de energía tengan una fuente en un alto porcentaje del suministro total de las energías renovables, aumentando la presión en especial en la energía eólica en los precios de la energía. La obligación en **Inglaterra** y **Gales** se ha fijado en un 12% hasta el 31 de marzo de 2012.

Una de las barreras para el *boom* del mercado de energía eólica británico es su envejecida red de transmisión. Este mes, el operador del **National Grid** pagó a los operadores de los parques eólicos en Escocia para apagar sus turbinas por una sobreproducción que amenaza con bloquear la red en la noche cuando la demanda típicamente cae. "*Para un país con algunos de los mejores recursos eólicos offshore en el mundo, es bastante embarazoso para los standards internacionales*", dijo Pervaze acerca de la infraestructura de la red británica. El National Grid planea invertir 2.2 billones de libras en tres grandes proyectos en la próxima década, que incluyen la casi duplicación de la capacidad de exportación entre Escocia y el sur de Inglaterra para distribuir mejor a los crecientes volúmenes de electricidad renovable.

## **Análisis II: Cambios radicales en la generación de energía estadounidense**

Para los dueños de las empresas de generación de energía eléctrica, el continuo cambio radical en los combustibles utilizado para la generación de energía va a alterar el paisaje de inversiones de utility. En resumen: *Coal is out, Natural Gas is in*. No sólo es el gobierno estadounidense o los medios impulsan esta agenda, sino también la actual economía. Como la mayoría de los inversores de utility ya saben, EPA propuso mayores restricciones a las emisiones de las centrales de carbón. Cuando se implemente en el año 2016, más del 20% de la generación eléctrica a carbón podría ser cerrado por anti-económico para mejorar el tema de emisiones. En 2010, las centrales a carbón produjeron 340.000 megawatts (MW) de electricidad, o el 45% de la producción total de electricidad estadounidense.



Las centrales en riesgo que puede ser anti-económico para mejorar representan cerca de 70.000 megawatts de capacidad de generación. Estas centrales en riesgo proporcionan aproximadamente 9.3% de la generación de energía eléctrica total de Estados Unidos. En el lado positivo, cerca de 17.000 MW de nueva capacidad de carbón debe entrar en funcionamiento en 2017. En 2009, la **Energy Information Administration (EIA)** mostró una cantidad de 594 centrales de carbón en EE.UU., por debajo de las 645 que había en 2001. De estas centrales, 341 son operados por utilities eléctricas, 100 por productoras de energía independientes, y el resto por productores industriales y comerciales.

¿Quién posee la mayoría de las centrales a carbón? Según ofrecida por la website de MIT, se enumeran a continuación un combinado de capacidades de centrales eléctricas a carbón operadas por las mayores utilities eléctricas:

- Southern Company (SO) - 13, 802 MW
- American Electric Power (AEP)- 11,904 MW
- Tennessee Valley Authority (U.S Gov't) – 10,636 MW
- Duke Energy (DUK)- 10,300 MW
- MidAmerican Energy HC - 7,328 MW
- Ameren (AEE) - 7,065 MW

Independientemente de la postura política, la realidad de la generación eléctrica es el camino a seguir para el carbón está plagado de regulaciones y altos costos. Esto activará una conversión más fácil, abundante, y en la actualidad fuentes de combustibles *cost effective* -el gas natural. **Exelon** se ha estado expandiendo en su capacidad de generación comprando centrales de gas natural. Recientemente, la compañía adquirió cinco centrales a gas natural para añadir a sus activos en centrales nucleares y utilities reguladas. En los comentarios sobre la compra de Exelon en Mayo por la centrales a gas natural en Texas por 305 millones de dólares, dijo **John W. Rowe**, presidente y CEO, "*las próximas reglas de aire limpio de EPA hará que las centrales a gas natural de Exelon sean más valoradas y aumenten su rol en la transición de la nación a energías limpias*".<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> [http://www.exeloncorp.com/assets/newsroom/speeches/docs/spch\\_Rowe\\_AEI2011.pdf](http://www.exeloncorp.com/assets/newsroom/speeches/docs/spch_Rowe_AEI2011.pdf)

En un discurso del 8 de marzo ante el **American Enterprise Institute**, un *think tank* conservador de **Washington**, Rowe dio también un poco de conocimiento sobre su creencia de que las únicas fuentes de energías limpias *cost-effective* que existen hoy son la energía nuclear existente (no nuevas plantas) y el gas natural: "*La política energética estadounidense ha sido impulsada por una mezcla de mandatos y subsidios de energía para el nuclear, el carbón limpio, el gas, la eólica, la solar y otras renovables -a constant urge to pick winners and losers*".

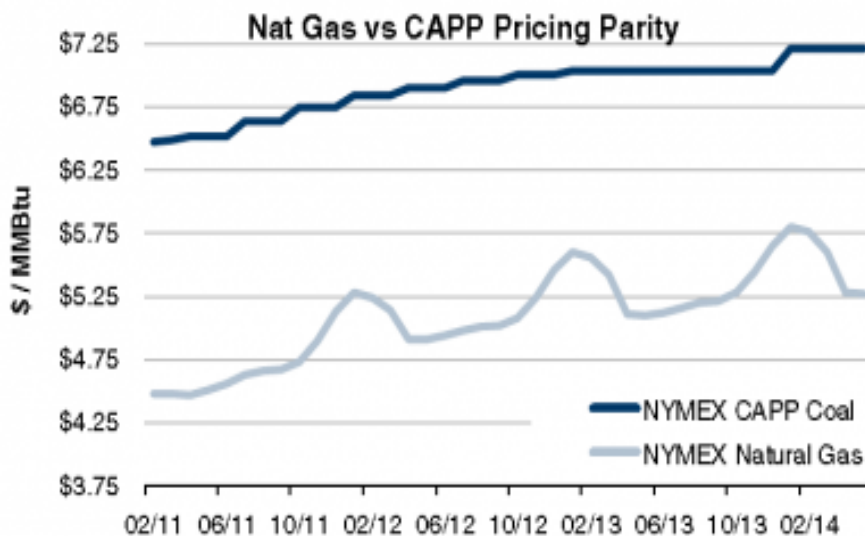
El Congreso tiene que reducir la velocidad. La eficiencia energética y un uprate (mejora de la producción de energía) de las centrales nucleares existentes son económicas a los precios actuales. Las nuevas centrales de gas y las de carbón que pasan a gas son las opciones más baratas a un costo de 69 dólares por MWh y 82 dólares por MWh respectivamente. La nueva eólica, la nueva nuclear, la solar y el carbón limpio todos cuestan más de 100 dólares por MWh si se toma en cuenta los factores de capacidad, el suministro back up y así sucesivamente. Los subsidios federales desplazan una porción de costos de los **electric ratepayers** a los *taxpayers*, pero no cambia la economía general.

La generación a carbón ha sido históricamente utilizada para los requerimientos de "*base-load*", consistente en una producción eléctrica 24 horas al día, 7 días de la semana, 52 semanas al año. Con la reducción pendiente del total de la capacidad de generación eléctrica *base-load*, el relevo se hará a través de una fuente de combustible que también tiene características de *base-load*. El dilema de la actual generación solar y eólica es que la producción de energía es variable haciendo que no sea tan confiable para las necesidades de *base-load*. El gas natural, sin embargo, encaja a la perfección.

La primavera pasada, **Bill Powers**, editor de **Powers Energy Investor**, ofreció una comparación en profundidad entre la economía del carbón versus la generación de energía eléctrica por gas natural, citando un informe elaborado por el **Credit Suisse**. En dicho informe, se calcula un precio actual de 74 dólares por tonelada para el carbón **Central Appalachian**, el precio de gas natural tendría que aumentar a 6.30 dólares por mcf para que los dos combustibles alcancen la paridad en la generación de energía eléctrica.

Un gráfico presentado por Powers indica la creencia de que los precios de paridad carbón con gas natural no se alcanzarán hasta después de 2014:

Exhibit 2: Natural Gas Futures vs. MMBtu Equivalent CAPP Coal Futures Prices



Source: Bloomberg and Credit Suisse estimates

Los precios actuales de los futuros indican que esta disparidad podría durar algún tiempo. Los precios más altos de los futuros en **NYMEX** es diciembre de 2015 a 6.20 dólares por mcf. Estos factores han conducido a una recuperación lenta pero constante en la cantidad de gas natural utilizado en la generación de energía. Según la EIA, el consumo de gas natural por los productores de energía eléctrica aumentó 7,3% en 2010, basado en el volumen. Esta tendencia debería continuar acelerándose a medida que más centrales de carbón son convertidas a gas natural con el fin de cumplir con los *standards* de emisión de EPA.

Con el negocio de la generación de energía alejándose del carbón y yendo hacia el gas natural, ¿cómo podría beneficiarse un *utility investor* de esta tendencia? Por lo general, se caracteriza como un grupo más conservador, con la búsqueda de muchos ingresos, los inversores en utility pueden revisar las compañías MLP de gas natural como la firma de almacenamiento de gas **PAA Natural Gas Storage (PNG)**, **Enterprise Products Partners (EPD)** y **Dorchester Minerals (DMLP)**. Los tres deben ser recompensados con el tiempo debido a un alza continua en el consumo de gas natural por los utilities de energía eléctrica. PAA Natural Gas Storage es un *spin-off* de los **Plains All American Pipeline (PAA)**. La utilities necesitan un suministro constante de gas y contratarán a las compañías de almacenamiento para suministra el combustible adaptado a sus necesidades.

PNG está ampliando su capacidad de almacenamiento en **Southeast**, en parte para tomar ventaja de esta tendencia utility. Durante el malestar actual del mercado, los precios de *share* por PNG cayó a 17,20 dólares y actualmente tiene un rendimiento del 8.0%. Con el modelo de negocios basado en *fee*, PNG dependía más de los volúmenes y los diferenciales de los precios estacionales que de los precios del commodity.

Enterprise Products Partners es también un MPL y es uno de los mayores operadores de gasoductos del país. Además, la empresa ofrece procesamiento de gas natural *mid-stream*. Como PNG, EPD depende de un modelo de negocio basado en *fee* enfocado en la prestación de servicios a la industria del gas natural. Como los volúmenes de los utilities aumentan, también se hace necesario los servicios de transporte y procesamiento. Los precios del share EPD es 7.3% por debajo de los máximos de 52 semanas y rendimiento de 5.9%. Mientras que hay muchas empresas de exploración y producción de gas natural que deben beneficiarse de un cambio en la demanda del gas natural y el apoyo en el precio por parte de la industria utility, estas tres empresas son un poco más conservadoras y proporcionan ingresos sostenibles.

Como siempre, los inversores deben realizar su propia diligencia debida, desarrollar su propia comprensión de estas oportunidades potenciales, y debe determinar cómo esto puede encajar con la actual situación financiera.

## Enfoque: El dilema ambiental

Cuando **Richard Nixon** fundó la **Environmental Protection Agency (EPA)** por orden ejecutiva, los políticos de todas las tendencias acordaron las reformas necesarias en **Estados Unidos**, incluso si el costo redundaba en una pequeña cantidad del crecimiento económico. Sin embargo, después de cuatro décadas de ayudar a mejorar la calidad de la tierra y el agua, a la pregunta si se necesita más regulación federal, la respuesta depende de a quién se lo pregunta.

Consultando a la gente de a pie en EE.UU. y, según una encuesta de **Pew** de 2011<sup>3</sup>, el 71% respondió, de alrededor de todo el espectro político, que están de acuerdo con la afirmación: "*Este país debe hacer todo lo posible por proteger el medio ambiente*". Pregunte a la mayoría de los políticos Republicanos, algunos demócratas y a las industrias contaminantes que les proporcionan sustancial financiamiento, y obtendrá una respuesta muy diferente. Y esta divergencia puede estar aumentando a raíz de la decisión de la corte suprema en **Citizens United**, que equipara la libertad de expresión y las contribuciones políticas.

Los republicanos regresaron al Congreso después del receso del **Labor Day** tienen en una lista la regulación "*job-killing*" para la abolición absoluta de la agencia<sup>4</sup>. El líder de la mayoría en la House, **Eric Cantor**, denominó a las regulaciones ambientales como "*unos handcuffs (esposas) burocráticos costosas....para personas de negocios que quieran crear*

<sup>3</sup> <http://people-press.org/files/legacy-pdf/Beyond-Red-vs-Blue-The-Political-Typology.pdf>

<sup>4</sup> USA Today, "GOP freshmen return, resume effort to roll back regulations", (6/9)

puestos de trabajo". El representante de **Colorado Cory Gardner**, uno de los 82 Republicanos elegidos para la **Cámara de Representantes** por primera vez el año pasado, dijo que el grupo está buscando la manera de encontrar los votantes para reducir la burocracia que se traduce en una de las mayores preocupaciones de los estadounidenses: los puestos de trabajo.

Los candidatos republicanos a la presidencia tienen un pensamiento similar sobre EPA: disminuir su autoridad o "*shut it down*". En cuanto a la abolición de EPA, **Mark Schapiro**, autor del libro *Exposed: The Toxic Chemistry of Everyday Products and What's at Stake for American Power*<sup>5</sup>, dijo: "*Es una catástrofe económica eliminar los incentivos y la supervisión*". **Jonathan Adler**, director del centro para *business law* y regulación del **Case Western Reserve University**, recibió un premio del conservador **Federalist Society for Law and Policy Studies** y, sin embargo, escribe que los esfuerzos del Partido Republicano, "por oponerse a la Environmental Protection Agency, por sí misma, no es una política ambiental seria"<sup>6</sup>.

El 2 de septiembre, el Presidente Obama, como es su costumbre, trató de asegurar a los críticos su razonabilidad, dando marcha atrás en un aspecto clave de su proyecto, cediendo ante argumentos de las grandes empresas de que las nuevas normas de limitar la contaminación destruirían empleo en el peor momento posible<sup>7</sup>. Obama dijo: "*no puedo apoyar la idea de pedirle a las autoridades que comiencen a imponer nuevas normativas que pronto tendrían que ser reconsideradas*". Obama le escribió a **Lisa Jackson**, directora de EPA, ordenándole que no finalizara la propuesta de los nuevos límites a las emisiones, que serían válidas, al menos, durante dos años. El anuncio llegó a la vez que el dato del desempleo en agosto, estancando en el 9,1%.

Normalmente, el Gobierno federal debería revisar las normas de emisiones de ozono cada cinco años. Está demostrado que esa sustancia causa dolencias respiratorias y coronarias. La última vez que se fijaron esos límites fue en 1997. La Administración de **Bill Clinton** estableció los máximos de ozono troposférico en 84 ppb (partes por billón, empleando la terminología norteamericana, donde un billón equivale a mil millones). Ese índice mide las partes de ozono con respecto a las partes del aire. **George W. Bush** ordenó modificarlas, y la EPA, bajo su mandato, sugirió reducir el límite de 84 a 75 ppb. Meses después, Obama nombró a Jackson como directora de la EPA. Esta desestimó las órdenes de Bush y se propuso endurecer considerablemente esos límites antes de que venciera el plazo en 2013. Un grupo independiente de científicos le aconsejó que bajara el tope a 70 o 60 ppb. Estimaban que así se salvarían 12.000 vidas al año.

Mientras EPA no ha investigado los efectos acumulativos en la industria de generación de energía, ya sea desde punto de vista económico como de la fiabilidad del *standpoint* del **The Cross State Air Pollution Rule (CSAPR)** y el **National Emissions Standards for Hazardous**

---

<sup>5</sup> [http://www.amazon.com/gp/product/1933392150?ie=UTF8&tag=thewricor-20&linkCode=shr&camp=213733&creative=393185&creativeASIN=1933392150&ref\\_=sr\\_1\\_1&](http://www.amazon.com/gp/product/1933392150?ie=UTF8&tag=thewricor-20&linkCode=shr&camp=213733&creative=393185&creativeASIN=1933392150&ref_=sr_1_1&)

<sup>6</sup> <http://www.nytimes.com/roomfordebate/2011/08/24/what-if-republicans-closed-the-epa/fixing-not-ending-environmental-regulation>

<sup>7</sup> <http://www.whitehouse.gov/the-press-office/2011/09/02/statement-president-ozone-national-ambient-air-quality-standards>

**Air Pollutants (NESHAP)** es probable que tengan un impacto profundo tanto en la industria como en los consumidores.

\*Retiro de las centrales a carbón -Varias centrales eléctricas a carbón se retirarán de aquí a 2015 (hasta 40 gigawatts). Los expertos no están seguros cómo se va a mantener la fiabilidad de la red o proporcionar la energía necesaria de reemplazo por la pérdida de estas centrales. La sustitución de la generación a carbón por centrales a gas natural requerirá un mayor uso de las centrales existentes y la construcción de una nueva y extensa infraestructura.

\*Equipos de control de emisiones: Muchas *facilities* de generación instalaron equipos de control para cumplir con el **Clean Air Interstate Rule** original y para ser capaz de cumplir fácilmente con las más estrictas normas de CSAPR. Sin embargo, la nueva inversión seguirá siendo necesaria para cumplir con los requisitos de mercurio HAP MACT en 2015. Para aquellas centrales de carbón que aún no hayan aplicado las tecnologías de control, la mayoría de los observadores creen que van a avanzar con dificultades, usando el *credit trading* y *allowances* hasta que puedan ser retirados.

\*El aumento de los costos a los consumidores: El cambio a combustibles más caros, las instalaciones de generación menos eficientes, los costos de control de emisiones y la compra de allowance se traducirá en un aumento notable en las facturas de energía para los consumidores a través de la tasa de recuperación y el aumento del costo en la energía a comercializar.

## Análisis III: Procesos de innovación en energía

En las orillas del río **Elba** en el norte de **Alemania**, una turbina gigante se cierra sobre la ciudad de **Magdeburg**. Es la más potente del mundo, más alta que la **Catedral de St. Paul** y capaz de producir 7.5 MW de energía, lo suficiente para 7.500 hogares. El molino de viento, un **Enercon E-126**, tiene un poder que habría sido impensable hace unos años. Es un ejemplo, sin embargo, de cómo los objetivos de reducción de carbono y las nuevas tecnologías se combinan para impulsar una notable innovación en materia de energía. El apetito mundial por energía no muestra signos de disminuir, ejerciendo presión sobre lo que la industria puede ofrecer.

El precio es un estimulante añadido, sin la constante innovación y la inversión en formas de energías renovables y tradicionales, como los combustibles fósiles, los políticos temen un aumento rápido e impopular en las facturas de los consumidores y las industrias. **Simon Luby**, director asociado de **SgurrEnergy**, un consultora sobre renovables, compara el reciente *rush* de cambios con la evolución de la industria aeroespacial desde el original jumbo, Boeing 747, que voló por primera vez en 1969, al Airbus A380, que entró en servicio comercial 40 años más tarde.

"El tipo de scale-up que hemos visto en la industria aeroespacial ha tenido 40 años, pero la industria eólica amplió a un factor mayor en la mitad del tiempo, una maximización crítica de la producción, sino también los retos tecnológicos que traer aparejados", dijo.

**Simon Currie**, jefe global de energía para **Norton Rose Group**, dijo: "Esperamos ser capaces de correr antes que podamos caminar, pero los retos en ingeniería son enormes. Sin embargo, la lógica industrial de este sector (de eólica offshore) es animar a los fabricantes a aumentar la capacidad. Si la energía renovable puede alcanzar un costo de energía que sea similar a las formas tradicionales de generación, el mercado tienen una opción", añadió. El gigante Magdeburg ya puede estar a punto de ser superado. En **Noruega**, los planes están muy avanzados para una central de MW, una cuarta parte más potente.

En el petróleo y gas, las nuevas técnicas de fracturación hidráulica mantienen la esperanza de abrir nuevos campos sin el daño ambiental causado en otros tipos de campos. En Norteamérica, la nueva producción de las reservas de petróleo tight ha ayudado a revertir el declive de la producción de petróleo estadounidense. Las tecnologías de inyección también están dando nueva vida a los campos maduros, mientras que en provincias como las aguas del Atlántico frente a Brasil, los perforadores pioneros están a búsqueda de petróleo y gas en las profundidades del agua.

Incluso en el campo conservador de la energía nuclear, donde los diseños se han tomado típicamente una generación para entrar en servicio, las nuevas ideas están llegando. Varias compañías, de la industria *stalwarts* como **Westinghouse** y **General Atomics** para los *newcomers* relativos como **Hyperion Power**, están trabajando en esquemas de mini centrales eléctricas. Estas "community nukes" sería lo suficientemente pequeño como para alimentar un pueblo o una fábrica, y lo suficientemente simple para ser activado, sellado y enterrado sin mantenimiento posterior.

Otra opción es la unión de grupos para generar una mayor cantidad de energía, o usarlos para aumentar la producción de las instalaciones nucleares. Una de las primeras aplicaciones prácticas es probablemente la aislación del pueblo **Galena**, en **Alaska**, donde la autoridad local se ha comprometido para hacer frente para bajar las facturas de energía -675 habitantes están aislados por un río de hielo por ocho meses al año, con la instalación de un reactor **Toshiba 4S** (súper-fuerte, pequeña y simple). Esto generará 10 MW de potencia, y según un fabricante, podría funcionar durante 30 años sin necesidad de reabastecimiento. Si los planes van según lo previsto, Toshiba instalará la planta el próximo año. Un mercado relativamente nuevo que está viendo una fuerte demanda, especialmente en el contexto de crisis nuclear en Japón, es lo mismo para las grandes plataforma flotante de gas.

El costo sigue siendo un obstáculo, en particular para las nuevas tecnologías, como la nuclear y las energías renovables. "Hay un montón de tecnologías avanzadas, pero no siempre son financiables", dijo **Jim Fitzgerald**, director asistente de finanzas ambientales de **Ernest & Young**. "La tecnología puede llegar a desarrollarse, pero el despliegue inicial y la ampliación son importantes obstáculos que superar. Muchos de ellos también necesitan garantías de los

gobiernos para ayudar a sostenerlos, pero el *quid pro quo* son los nuevos puestos de trabajo", agregó.

La industria sabe que tiene que seguir innovando para sobrevivir, sea una compañía solar tratando de reducir costos o de una perforadora de petróleo para explorar – pero manejando todo esto en la inversión. En un contexto de incertidumbre y volatilidad económica, una de las preocupaciones en las mentes de los ejecutivos es que las compañías comenzarán a retirar de los gastos, afectando el equilibrio de la oferta-demanda de energía en el largo plazo.

## Diseño de aerogeneradores estratosféricos entre las innovaciones de la energía eólica offshore



La eólica offshore y sus buenas perspectivas están impulsando el diseño de aerogeneradores estratosféricos. Se habla de máquinas de 20 MW, diez veces más potentes que el *standard* actual. Y aunque por ahora el techo eólico es cosa del E126 y sus 7.5 MW, es probable que en pocos años aparezcan aerogeneradores grandes y potentes. Lo que no les impedirá flotar en el mar. El **Danish Risø Institute**, uno de los más activos en la investigación eólica, presentó hace algunos meses lo que definen como “*el primer diseño base*” para una máquina de 20 MW. Según estimaciones iniciales, del director del proyecto, **Peter Hjulær Jensen**, el costo de uno de estos aerogeneradores se incrementaría sólo un 15% y un 20% en relación con las grandes máquinas actualmente existentes. Jensen se refiere sólo al diseño “*en papel*”, no a los incrementos imputables a la fabricación. Este diseño es consecuencia del denominado proyecto **UpWind**, iniciativa paneuropea emprendida en 2005 bajo la batuta de Risø, que cuenta con una subvención de la **Unión Europea** de 23 millones de



euros. El principal cometido de UpWind es investigar la posibilidad de construir un aerogenerador de 20 MW con los materiales disponibles en la actualidad.

El proyecto, que tiene en cuenta los cerca de 20.000 componentes que conforman un aerogenerador multi-megawatt, está haciendo especial hincapié en el funcionamiento inteligente y, sobre todo, en los denominados rotores aeroelásticos inteligentes, que pueden responder a numerosas variables del viento, sobre todo a las turbulencias, en tiempo real mediante sistemas de medición distribuidos por todo el diámetro del rotor y gracias al ajuste de las palas a las condiciones cambiantes del viento. Una de las propuestas de UpWind es la incorporación de un sistema de canto de pala regulable, similar a las aletas de las alas de los aviones. Varios modelos de esta innovación ha sido ya probados en túneles de viento.

UpWind no es el único intento de estas características en el mundo. En **España**, el proyecto **Azimut** ha unido en una iniciativa similar a once empresas –entre ellas **Gamesa**, que coordina el proyecto, **Acciona**, **Alstom** o **Iberdrola**– y 22 centros de investigación que se han propuesto generar el conocimiento necesario para desarrollar un aerogenerador marino de gran tamaño, previsiblemente de 15 MW. La inversión prevista es de 25 millones de euros hasta 2014. Los mismos actores coinciden en otro proyecto llamado **Zèfir Test Station**, en el que el **Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC)** pretende la instalación en aguas de **Tarragona** de una planta internacional de I+D de ensayos de aerogeneradores marinos en aguas profundas y que se desarrollará en dos fases: en la primera se instalará un máximo de cuatro máquinas ancladas en el fondo del mar a unos 3,5 kilómetros de la costa, con una potencia total no mayor de 20 MW; la segunda contará con un máximo de ocho aerogeneradores flotantes a unos 30 kilómetros de la costa y que sumarán un máximo de 50 MW.

También, la noruega **Sway Power** y la británica **Clipper Windpower Marine** desarrollan máquinas de 10 MW. Es la misma potencia que tiene un aerogenerador realmente ingenioso diseñado por la también británica **Wind Power Limited**. Todos ellos conforman los proyectos más grandes entre los sueños de gigantes que desvelan a la eólica. Y todos piensan en el mar porque saben que tarde o temprano la eólica marina dominará el panorama. A principios de año la consultora estadounidense **Emerging Energy Research (EER)** publicaba el informe “**Global Offshore Wind Energy Markets and Strategies: 2009-2020**”. El segmento marino, apuntaba, recibió en 2010 pedidos que suman 6 GW y que llegarán a 43 GW hasta 2020. Entre 2009-2013 el 76% de la potencia offshore se instalará en Europa, prevé EER.

Otros analistas van incluso más allá. Para la consultora **BTM Consult ApS**, hasta 2020 se pueden alcanzar los 75 GW offshore (desde los 3.514 MW actuales, casi todos en los mares del norte de Europa). De ellos, más de 52 GW estarían localizados en Europa y el resto, fundamentalmente, en China (19 GW), seguida de lejos por Estados Unidos y Canadá (2.000 MW entre ambos). Los 52 GW eólicos marinos previstos en Europa en 2020 representarían casi el 23% de la potencia instalada total en el continente (230 GW) entre tierra y mar, frente al 4% que supone hoy.

Todo ello ha motivado que incluso los fabricantes más dubitativos, caso de **Vestas**, hayan optado por decir sí a la eólica marina. En febrero la multinacional danesa firmó un acuerdo con la eléctrica lusa **EDP**, y con otros socios, para la instalación de un prototipo marino flotante cerca de Oporto. La implicación de EDP en el proyecto llega a través de **WindPlus**, consorcio que lidera la eléctrica y que también tiene como socio a la ingeniería estadounidense **Principle Power**, que ha desarrollado y patentado la tecnología flotante denominada **WindFloat**. Esta, basada en las estructuras semisumergibles de los sectores petrolero y gasista, se encuentra ya muy avanzada y, según Vestas, que adaptará y suministrará una máquina de 2 MW para la plataforma, el sistema tiene “*el potencial de convertirse en la primera plataforma flotante semisumergible para la generación de energía eólica marina*”.

La tecnología WindFloat consta de una estructura triangular que flota en posición horizontal. Bajo cada vértice del triángulo se prolonga una columna flotante que aporta estabilidad a la estructura y que va anclada al lecho marino. En uno de los tres vértices se encuentra la torre del aerogenerador. Sistemas de desplazamiento del agua también contribuyen a mantener la estabilidad frente el movimiento tanto de las olas como de la propia turbina. Los socios esperan que el sistema “*permita el despliegue de aerogeneradores en emplazamientos antes descartados de profundidades superiores a los 50 metros*”, según Vestas.

## La meta de la reducción de costos

Las cuentas salen redondas sin necesidad de fiarlas a muy largo plazo. El informe, titulado “*La Eólica Marina: Previsiones de los costes y beneficios futuros*”, encargado por la asociación británica **RenewablesUK** a la empresa consultora **BVG Associates**, mantiene que durante los próximos diez años, el coste de la energía de los parques eólicos marinos británicos bajará en un 15%, en un escenario parecido al actual. Porque en condiciones de mercado más favorables la reducción podría ser de hasta un 33%. Según **Maria McCaffery**, de RenewablesUK, “*sabemos que los costes de la energía eólica marina son demasiado altos, pero podemos reducirlos en hasta un tercio en la próxima década*”.

A principios del verano se iniciaban también los trabajos de un centro de ensayo de trenes de potencia de aerogeneradores de hasta 15 MW en el condado británico de Northumberland. La inversión en el proyecto, que asciende a 28 millones de euros, recibió el visto bueno del **Instituto de Tecnologías Energéticas (Energy Technologies Institute, ETI)**, un consorcio semipúblico de empresas energéticas y agencias estatales. El centro se ubica en la localidad de **Blyth**, dentro de las dependencias de **Narec**, organización creada para acelerar la integración masiva de energías renovables en las redes eléctricas. Y su puesta en marcha está prevista para junio de 2013. Se trata de una de las

mayores inversiones acometidas por el ETI, cuyo primer ejecutivo, **David Clarke**, asegura que representa “*un hito en el posicionamiento del Reino Unido como líder de la industria eólica*”.

Iberdrola, líder mundial en eólica, firmó hace tres meses “*el mayor acuerdo de compra de aerogeneradores para un parque eólico de su historia*”. Por cierto, un parque marino. Siemens suministrará los 108 aerogeneradores de 3,6 MW del parque **West of Duddon Sands**, al sureste de Inglaterra, propiedad del consorcio formado a partes iguales por **ScottishPower Renewables** (filial de Iberdrola) y Dong Energy. La entrada en funcionamiento está prevista para el año 2014. El valor de dicho contrato asciende a cerca de 700 millones de euros. West Of Duddon Sands, ubicado a catorce kilómetros de la costa, tendrá una potencia de 389 MW, suficiente como para atender el consumo de electricidad de 300.000 hogares británicos, por lo que será una de las instalaciones marinas más grandes del mundo cuando se ponga en servicio.

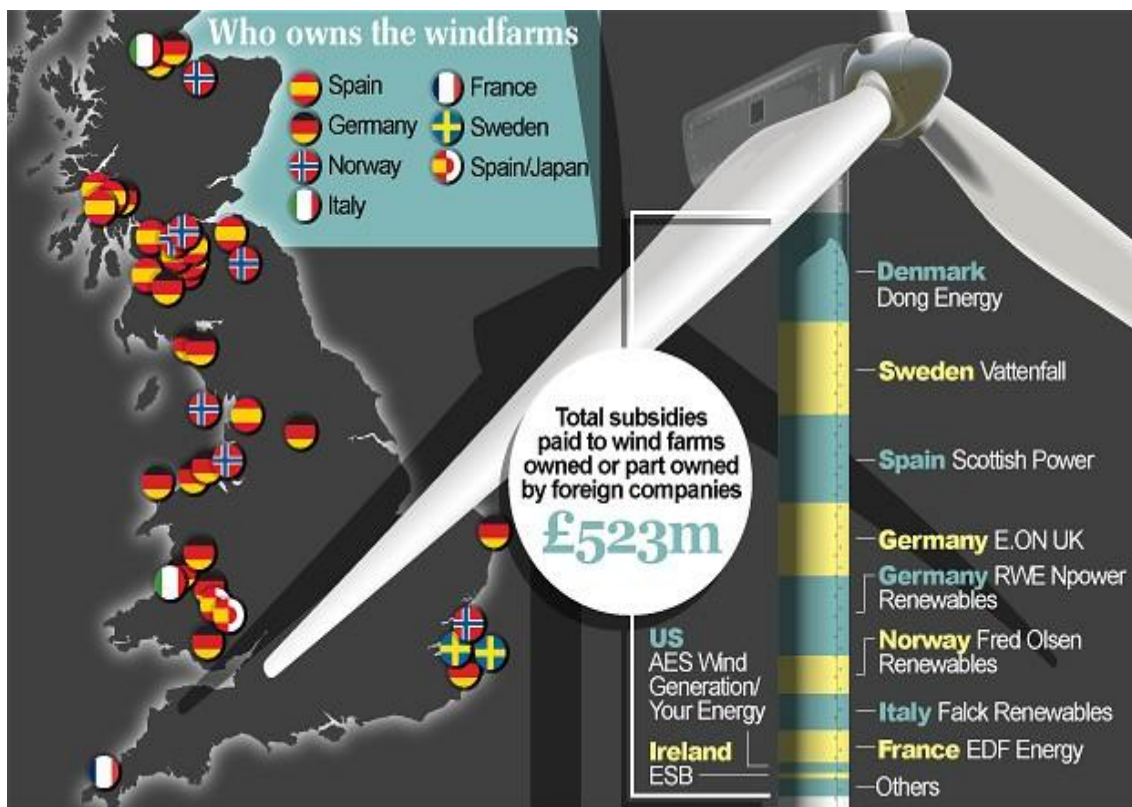
Con West of Duddon Sands, “*arranca una de las apuestas más importantes de la historia de la compañía –apunta Iberdrola– que persigue liderar el futuro desarrollo de esta tecnología, considerada como la segunda revolución de las energías renovables*”. Para lograr este objetivo, la empresa ha creado una dirección de **Negocio Offshore**, con sede en **Escocia**, desde la que la multinacional española tiene previsto impulsar la puesta en marcha de las instalaciones eólicas marinas de su cartera de proyectos, que ya suma más de 10.000 MW en todo el mundo. De entre estos, destaca el de **East Anglia Array**, que va a desarrollar en aguas inglesas junto a la sueca **Vattenfall**. Este proyecto (7.200 MW) recibió a finales del año pasado el permiso de **National Grid**, el operador del sistema británico, para conectarse a la red eléctrica terrestre, lo que supuso la mayor autorización de conexión recibida jamás por todo el grupo Iberdrola. Esta iniciativa se suma a otras en Alemania, España y Reino Unido que suman 2.500 MW más. De entre ellas, cabe resaltar la de **Wikingier**, un parque, situado en aguas alemanas del mar **Báltico**, que contará con una potencia de 400 MW, y **Argyll Array**, en Reino Unido, una instalación offshore cuya capacidad potencial oscila entre los 500 MW y los 1.800 MW.

## **Subsidios a la energía eólica en el Reino Unido. Algunas incongruencias.**

Un parque eólico pagó 1,2 millones de £ para no producir electricidad por ocho horas y media. La cantidad es diez veces mayor que los propietarios del parque eólico habrían recibido de haber generado electricidad. La revelación expone el extraño funcionamiento del suministro de electricidad en **Gran Bretaña**. 1.2 millones de £ se destinarán a una empresa noruega que posee 60 turbinas en la frontera escocesa.

El **National Grid** solicitó a la empresa, **Fred Olsen Renewables**, cerrar su granja eólica **Crystal Rig II** por poco más de ocho horas ante el temor que la red eléctrica se sobrecargara. El problema fue causado por los fuertes vientos que ocurrieron en el país a raíz del **Huracán Katia**.

En total, 11 parques eólicos se cerraron en el último mes, recibiendo un total de 2,6 millones de £. El dinero -detallado en los cálculos proporcionados por el National Grid- se añadirá a las facturas de los usuarios y será pagado por los consumidores.



Dos terceras partes de las turbinas eólicas en Gran Bretaña son propiedad de empresas extranjeras, con una compensación de millones de libras en los subsidios financiados por los contribuyentes. De los 3.419 turbinas, nada menos que 2.276 están total o parcialmente en propiedad de empresas que son del extranjero. Esto significa que más de la mitad de los miles de millones de libras en generosos incentivos ofrecidos por el Gobierno británico se van al extranjero cada año -en un momento en que muchos servicios públicos se enfrentan a la reducción de recursos.

La enorme cantidad pagada en subvenciones se añade a las facturas de energía de los hogares, que subirán este invierno. Las empresas extranjeras de parques eólicos están dispuestas a invertir en Gran Bretaña porque tiene el clima más ventoso de Europa, lo que significa que pueden obtener enormes ganancias. Una investigación descubrió que una compañía danesa posee o es parcialmente propietaria de una granja offshore, que recibe 100 millones de libras al año en subsidio de los consumidores británicos. Las firmas de Japón, Estados Unidos, Noruega, Suecia, Francia, España, Holanda y Alemania también son propietarios de granjas eólicas.

Estos incluyen a una empresa de inversión con sede en Tokio, que este mes compró un porcentaje de un parque eólico de 48 turbinas en la costa de Essex, y una firma de Luxemburgo, con ocho turbinas. A partir del próximo año, serán destinados 523 millones de libras en subsidios para compañías extranjeras, según el *think tank* **Renewable Energy Foundation**. La cantidad se elevará en la próxima década en la que el gobierno trata de cumplir con los objetivos de reducción de carbono. Con el objetivo de un crecimiento del sector de las energías renovables, que es generosamente subsidiado, fue siempre un riesgo, ya que se pueden atraer inversores internacionales que busquen retornos rápidos y una salida del sistema. Los subsidios, o **Renewable Obligations Certificate payments**, ven la mayor parte de los fondos obtenidos de la venta de electricidad. Son proporcionales a la cantidad de energía producida.

La empresa extranjera que hace la mayor parte del dinero es **DONG**, una compañía danesa que tiene una gran participación en tres parques eólicos offshore que hará 98 millones de libras en subsidios. También tiene una participación del 50% en el desarrollo de offshore **London Array** de 175 turbinas. **Scottish Power**, ahora propiedad de capitales españoles, tiene 21 granjas eólicas en el Reino Unido con más de 500 turbinas, lo que da derecho a un subsidio de 80 millones de libras esterlinas.

## Datos sobre la energía eólica offshore en el Reino Unido

La eólica marina en Reino Unido acaba de superar los 1.500 MW tras poner en marcha, con varios meses de retraso, la primera fase (183,6 MW) del parque eólico marino de Walne. El parque, ubicado a catorce kilómetros de la costa del condado de Cumbria, en el noroeste de Inglaterra, pertenece a la danesa Dong Energy (50,1%), la escocesa Scottish & Southern Energy (25,1%) y una agrupación de inversores (el 24,8% restante). El conjunto consta de un total de 51 aerogeneradores Siemens de 3,6 MW de potencia (modelo SWT-3.6-107). Los socios prevén tener lista la segunda fase en 2012 y estiman que

la producción eléctrica de las dos fases será de unos 1.300 GWh anuales como media. Con un factor de potencia de un 43% o, lo que es lo mismo, unas 3.767 horas equivalentes. Muy por encima de lo que se pueda lograr en la eólica terrestre.

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a [hernan.pacheco@enerdossier.com](mailto:hernan.pacheco@enerdossier.com)