

Situación de la energía eólica en Estados Unidos



Por: David Gómez Jiménez.

Ingeniero industrial.

Director del Departamento de Energía de la Oficina Comercial de la Embajada de España en Los Ángeles.

Comisionado del COIIM en Estados Unidos.

dgomez@comercio.mineco.es

La feria de energía eólica más importante de Estados Unidos, WindPower 2012, se ha celebrado en Atlanta (Georgia) los días 3 al 6 de junio, con una relevante participación española. La asistencia y el volumen de negocio de esta edición ha sido menor que las anteriores dada las perspectivas negativas del sector el próximo año. La evolución futura de la energía eólica en el país americano se entiende una vez que se conocen los mecanismos de promoción y apoyo de la Administración, así como las dificultades que impiden el desarrollo del sector.



El nacimiento a gran escala de la energía eólica, al igual que sucedió con otras tecnologías renovables, ocurre a partir de la crisis del petróleo de 1973. De finales de los 70 datan los primeros parques eólicos comerciales para generación eléctrica en EEUU (aunque habían existido ciertos desarrollos puntuales mucho antes), ubicados principalmente en el Estado de California. Sin embargo, con el descenso de los precios del petróleo, se abandonó el desarrollo eólico, aunque continuó la investigación de esta tecnología, tanto en EEUU como en Europa.

A partir de mediados de los 90 vuelve a renacer la industria eólica en todo el mundo, impulsada por los diferentes gobiernos para reducir la dependencia energética de los combustibles fósiles y el impacto sobre el medio ambiente. España, a través de diversos planes plurianuales, estableció unos objetivos de generación de energía eólica que han conseguido que durante muchos años estuviera por delante de EEUU en capacidad instalada, como se puede observar en la Figura 1.

Si comparamos los tamaños de los dos países, se ve claramente que en términos relativos, España ha realizado un esfuerzo mucho mayor. Ello se ve reflejado en el porcentaje de generación eléctrica a partir de energía eólica en 2011, un 15.5% en el caso español y un 3% en el caso estadounidense.

La mayor expansión del sector en EEUU se ha producido durante los últimos cinco años, destacando especialmente el año 2009, cuando se instalaron alrededor de 10GW de potencia eólica. Esa tendencia alcista se quebró en 2010 cuando se volvió a niveles de instalación de 2007, principalmente por la crisis financiera que dificultó la financiación de proyectos. Aunque esta ocurrió antes en el tiempo, la inercia y el período de maduración de los proyectos hicieron que se viera reflejado dos años más tarde. El año 2011 ha sido mejor que el anterior con la instalación de más de 6GW. A finales de año, los Estados Unidos eran el segundo país del mundo, después de China, en capacidad eólica instalada, con más de 45GW.

Para entender el lento desarrollo en renovables hay que conocer la estructura del mercado eléctrico americano, que, en general, sigue siendo monopolístico. Las competencias en energía son prácticamente estatales, y existe gran heterogeneidad entre Estados, municipios y ciudades, ►

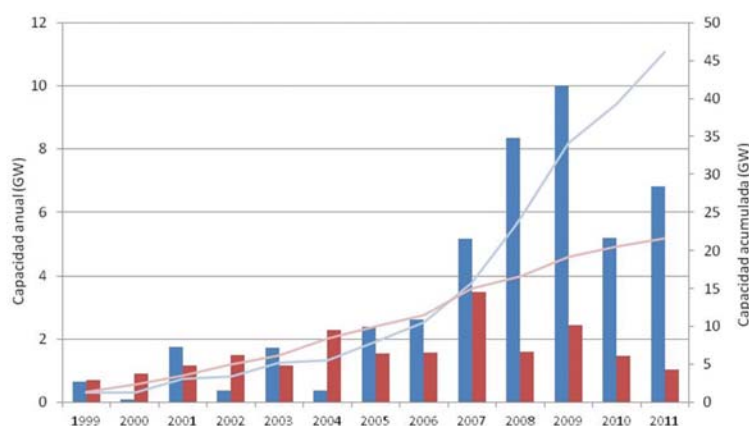


Figura 1. Potencia eólica instalada y acumulada en España (rojo) y EEUU (azul).

donde las empresas eléctricas o *utilities* tienen el papel protagonista. El mercado eléctrico actual es el resultado de un crecimiento poco planificado, donde la regulación se promovía después de que ocurrieran los problemas. Existen alrededor de 3.200 *utilities*, que suministran electricidad



a clientes finales o intermedios. De ellas, 242 empresas son privadas (*Investor-owned*) y suponen casi dos tercios de todas las ventas de electricidad. Sin embargo, las más numerosas son las públicas (*Publicly-owned*), alrededor de 2.200 pero que sólo representan el 17% de la electricidad vendida. Además, existen 818 cooperativas que representan el 12% de las ventas. A nivel federal, el regulador es la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* que tiene, entre otras, competencias sobre saltos hidroeléctricos, transmisión entre Estados y operaciones mayoristas.

Dada la prevalencia de la regulación estatal y local, el crecimiento de la red se hizo de forma bastante caótica, donde las *utilities* decidían según su criterio los niveles de tensión de las líneas, la planificación de la red, el programa de generación, etc. Las conexiones entre ellas no eran frecuentes y se hacían empleando transformadores para adaptar las distintas redes. Debido a ello, en 1965 se produjo un gran apagón en el noroeste del país, que dejó a más de 30 millones de consumidores sin suministro durante unas 12 horas. En ese momento, los reguladores empezaron a tomar conciencia de la necesidad de integrar el mercado y definir normativas comunes. En ese año se creó, de forma voluntaria y motivada por las *utilities*, el *North American Electric Reliability Corporation (NERC)*, que definía criterios comunes de fiabilidad y operación de la red. Seguir esos criterios fue voluntario hasta el año 2005, cuando la *Energy Policy Act* dio competencias a la *FERC* para hacer esos procedimientos obligatorios, en parte debido a otro gran apagón en la región en 2003, esta vez afectando a más de 50 millones de consumidores por dos días.



Por otro lado, la crisis del petróleo del 73 abrió la puerta a la generación eléctrica de nuevos operadores no *utilities* con el objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles, promocionar las energías renovables y diversificar el suministro energético. En 1978, se aprobó la *Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)* que obligaba las *utilities* reguladas a aceptar generación de terceros a precios de "coste evitado", que era determinado por los reguladores. Era el inicio de una corriente mundial hacia la desregulación de los mercados eléctricos. La *Energy Policy Act* de 1992, disminuyó las barreras para la participación de generadores independientes o *Independent Power Producers (IPP)* y concedió más poderes a la *FERC* para avanzar en la liberalización. En 1996, se obligó a los propietarios de las redes de transmisión a conceder acceso a sus redes a terceros, de forma no discriminatoria y abierta, bajo una tarifa regulada (*Open Access Transmission Tariff*). Además de ello, se requería un papel más activo de los operadores del sistema independientes (*Independent System Operators, ISO*), que además de realizar el *dispatching* de forma independiente, son los gestores del mercado mayorista y de la red de transmisión, ganando en eficiencia global. En 1999, la *FERC* definió los *Regional Transmission Organizations (RTO)* como agrupaciones de varios *ISO* e instaba a las *utilities*, de forma voluntaria, a asociarse a algún *RTO* o *ISO*. En general, en el Sureste y el Oeste del país las *utilities* declinaron la invitación, salvo en California y Texas.

Siguiendo esta corriente, algunos Estados –22 más el Distrito de Columbia–, empezaron variados procesos de liberalización del mercado, tanto por parte de la generación como por parte del suministro minorista, donde la distribución seguiría siendo un monopolio pero la comercialización de electricidad se abriría al mercado.

California lideró el proceso de liberalización que comenzó en 1998. Sin embargo, durante los años 2000 y 2001, el mercado mayorista californiano experimentó subidas espectaculares de precios en el mercado mayorista, que se conocen como la "crisis de California". La crisis dio lugar a la suspensión de pagos de varias empresas comercializadoras y a numerosos apagones generalizados. Las causas se debieron a un diseño del mercado defectuoso, condiciones inusuales de escasez de energía en el mercado del oeste, manipulaciones ilegales del mercado por algunos participantes y repuesta inapropiada de los reguladores que no supieron adaptarse a los problemas. Al final se decidió parar la apertura a la comercialización minorista aunque el *ISO* siguió operando.

El fracaso de California suscitó temores en muchos otros Estados y sirvió de ejemplo para que las *utilities* continuaran oponiéndose a la desregulación que afectaba a los derechos y poder de mercado que habían ido adquiriendo con la historia. Sólo en 16 Estados, el proceso de

liberalización está activo, es decir se sigue avanzando en él o ya se ha concluido. En siete Estados el proceso ha sido suspendido y, en algunos, incluso revocado; mientras que en el resto de Estados ni siquiera han iniciado algún proceso de liberalización del sector. En estos últimos, las *utilities* continúan verticalmente integradas y realizan todas las tareas del mercado (generación, transporte, distribución y comercialización) como el caso de Washington o Florida. No obstante, la *FERC* sigue empujando a los Estados y a las diferentes organizaciones para que avancen en la coordinación del mercado eléctrico, en la planificación de nuevas inversiones y en el acceso al mercado. Destaca la Orden 1000 emitida por la *FERC* en julio de 2011, que obliga a la coordinación del planeamiento de la red a nivel regional y el reparto de costes de forma equitativa entre los beneficiarios.



A pesar de ello, actualmente casi dos tercios de la demanda se cubren a través de algún mercado mayorista. Por el lado minorista, existe menor apertura, siendo Texas el Estado dónde existe mayor competencia. De esta forma, la determinación de los precios eléctricos y por ende, la remuneración de las empresas eléctricas, se fijan, en general de forma administrativa. En el caso de las *utilities* privadas las suelen fijar las *Public Utility Commission (PUC)* o *Public Service Commission (PSC)*, que son agencias estatales con la potestad de regular el mercado. En las *utilities* públicas o municipales, es la propia Administración local o estatal quien las regula, pudiendo estar asesorados por comisiones independientes. Los responsables de las *PUC* y de las *utilities* públicas son elegidos normalmente por el Gobernador o en algunos estados a través de un proceso de votación, de forma que se garantice la independencia de los intereses privados y la protección del consumidor.

Los responsables de las *PUC* son, en general, bastante conservadores e intentan mantener los precios de las tarifas al consumidor lo más bajos posible. Por ello, la infraestructura eléctrica está obsoleta y existe una importante falta de capacidad de transmisión eléctrica, que está afectando últimamente al desarrollo de parques eólicos, dificultando su construcción o generando paradas en los existentes por *curtailments* o restricciones, afectando en algunos casos a inversiones españolas.

En cuanto a la política de promoción de energías renovables de EEUU, que por precio de generación no son aún competitivas con las convencionales, es completamente distinta a la seguida tradicionalmente por los países europeos con las tarifas reguladas o *feed-in tariffs*. En EEUU, no existe en general una tarifa garantizada a todos los generadores renovables, pero sí que se han marcado unos objetivos de desarrollo en estas tecnologías. En 37 de los 50 estados, se ha marcado un objetivo mínimo de consumo eléctrico de origen renovable, a través de los llamados *Renewable Portfolio Standards (RPS)*, que aplican a algunas o todas las empresas eléctricas que operan en el Estado (en general aplica a las *utilities* privadas o IOU, que representan la mayor parte de las ventas). Los *RPS* varían desde el 10% en 2015 en estados como Michigan o Wisconsin, al 33% de California en 2020 o el 40% de Hawaii en 2030.

Aunque estos objetivos son obligatorios en la mayoría de los Estados, en muchos de ellos, todavía no están definidas las penalizaciones en caso de incumplimiento, ya que, como se ha comentado, los reguladores (*PUC*) son bastante conservadores y no quieren que los precios de las tarifas al consumidor suban como consecuencia de mayores costes de generación. No obstante, en algunos estados como New Jersey o Massachusetts, sí que se han definido penalizaciones, llamadas *Alternative Compliance Payments (ACP)*, que han provocado grandes crecimientos en la generación renovable.

Los objetivos de *RPS* se han de justificar anualmente a las *PUC* a través de los *Renewable Energy Certificates (REC)*, que son títulos financieros que se generan por cada MWh renovable producido, según las tecnologías admitidas por cada Estado.

Para obtener estos certificados, la *utility* puede construir sus propias instalaciones de generación renovable, comprar la energía a generadores renovables independientes (*IPP*) o comprarlos en mercados organizados de *REC*, en aquellos Estados donde se permite su comercio. En el primer caso, la *utility* es el promotor (*utility-owned*) que desarrolla el proyecto, usualmente mediante la fórmula del "llave en mano". En la segunda modalidad, los *IPP* actúan como promotores o generadores y la *utility* compra su producción a través de compromisos de compra a largo plazo o *Power Purchase Agreements (PPA)*. A través de un *PPA*, la *utility* se compromete a comprar, dentro de unos márgenes razonables, una determinada cantidad de energía en kWh al productor a un precio fijo durante un período que suele ser de 20 años. Una forma típica de cerrar estos acuerdos es a través de petición de ofertas por parte de las *utilities*, procesos llamados *Request for Proposal/Offer (RFP/RFO)*, que pueden resolverse bien por acuerdos bilaterales o por procesos de subasta, dependiendo de la tecnología y la política de cada *utility*. ►

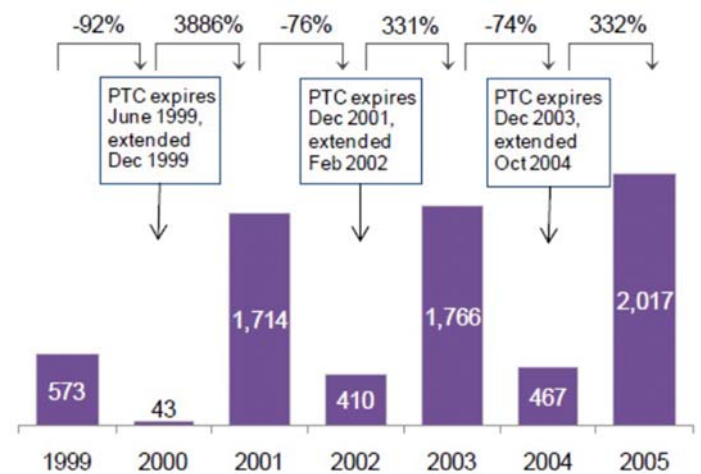


Para realizar la oferta, es fundamental conocer las ayudas federales y estatales a las energías renovables. Este es, aparte de los objetivos RPS, el método de promoción de estas tecnologías, instrumentalizado como ahorro de impuestos. Hay varios programas con requisitos y funcionamientos diferentes. Los más importantes son los federales, el *Investment Tax Credit (ITC)* y el *Production Tax Credit (PTC)*, que no se pueden solicitar conjuntamente, sino que hay que optar por uno o por el otro. El primero supone una reducción de la base imponible del Impuesto de Sociedades del 30% de la inversión realizada en un proyecto renovable, mientras que el segundo, ofrece una reducción de 2,2c\$ por kWh producido, durante 10 años. Conocer estos mecanismos fiscales es clave ya que suponen reducciones importantes en el coste de generación. Por ello aparecen complicadas estructuras de propiedad para aprovechar al máximo estos incentivos. En el sector eólico, el PTC es la opción más empleada, ya que al ser una tecnología madura con factores de capacidad altos, suele ser la más ventajosa. No obstante, el PTC para el sector eólico termina en diciembre de 2012.

Aparte de estos, había otras dos herramientas que han facilitado el desarrollo eólico. Por un lado, el llamado *Cash Grant* (Programa 1603), permitía que el crédito fiscal del ITC o PTC lo proporcionara el *US Treasury Department* al inicio de la inversión y en dinero efectivo. Con ello se facilitaba la financiación ya que, debido a la crisis económica, las empresas no generaban suficientes beneficios como para poder aprovechar los créditos fiscales. Más el 70% de la capacidad eólica instalada en 2010 se aprovechó de esta subvención. La segunda herramienta es el *Loan Guarantee* del *Department of Energy*, por el cual el gobierno federal concedía un aval a los proyectos renovables que facilitaba mucho la financiación, bastante cara por la crisis financiera y la falta de confianza en los proyectos renovables y en las empresas, muchas de ellas extranjeras, que los realizaban. Sin embargo estos dos programas terminaron en 2011.

El año 2012 es crucial para el mercado eólico en EEUU. La extensión o no del *Production Tax Credit (PTC)* será clave para la evolución del sector. De momento, a junio de 2012, todavía no ha sido renovado, y no se prevé que lo sea antes de que termine el año, con las elecciones presidenciales

en noviembre. La influencia del PTC es muy importante y explica los altibajos que se observan en la Figura 2 en los años 2000, 2002 y 2004. La industria eólica empezó 2012 con 8.300MW en construcción, frente a los 5.600MW del 2011. De ellos ya se han terminado en el primer trimestre del año, 1.695MW. Dado que existe un gran incentivo a ponerlos en marcha antes de que termine el año, para recibir el PTC, se prevé que el 2012 termine con grandes incorporaciones de nueva capacidad eólica. Algunas voces en la feria *WindPower* hablaban de igualar, si no superar, los 10GW de capacidad instalada de 2009. Sin embargo, para 2013, se prevé un desarrollo muy escaso (no superior a 1GW) puesto que la incertidumbre regulatoria que ha creado la extensión o no del PTC, está produciendo que no se cierren prácticamente contratos este año. Las empresas promotoras prefieren esperar a su renovación, que se da por supuesta dado el gran consenso en el Congreso, y de esa forma conseguir la subvención (aunque probablemente muchos proyectos podrían ser rentables sin ella).



Source: Bloomberg New Energy Finance, AWEA

Figura 2. Efecto del PTC sobre la inversión en eólica.

El Estado con mayor capacidad eólica instalada es Texas (11GW), seguido de lejos por Iowa (4,5GW), California (4,2GW) e Illinois (2,8GW). La presencia de empresas extranjeras en el mercado es notable, destacando entre los fabricantes, los españoles (Gamesa, Acciona), daneses (Vestas), alemanes (Siemens) y empezando con fuerza los chinos; aunque el principal fabricante es el americano *General Electric*, que supone alrededor de la mitad de las ventas de aerogeneradores.

A pesar de los descensos de 2010, muchos fabricantes y empresas de componentes siguen abriendo plantas productivas y centros de investigación en el país. A finales de 2011, nueve de los once mayores fabricantes (Acciona, Clipper, DeWind, Gamesa, GE, Nordex, Siemens, Suzlon y

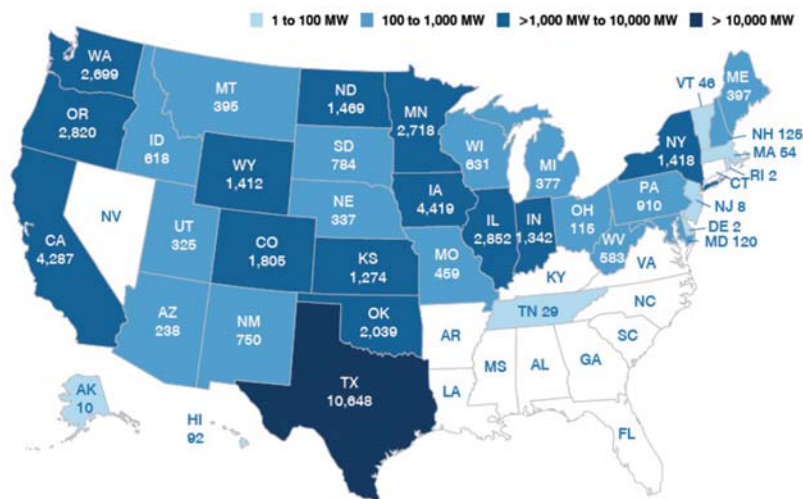


Figura 3. Mapa con la potencia eólica (MW) instalada en EEUU, por Estados, 1er Trimestre de 2012.

Vestas) tenían, al menos, un centro productivo en los Estados Unidos.

En 2011, continúa el dominio de los *Independent Power Producers (IPP)* como propietarios de las instalaciones eólicas, con 5.120MW instalados (75% del total). No obstante, se ha visto un incremento de las instalaciones donde la propiedad es de las *utilities*, con un 25% del total, mientras que otros años se encontraba en torno al 15%. El mayor propietario de instalaciones eólicas en EEUU es *NextEra Energy Resources*, empresa del holding de la *utility Florida Power and Light*, seguido por la española *Iberdrola Renewables*, *EDP Renewables North America LLC* y *MidAmerican & PacifiCorp*.

En cuanto a la presencia española en el sector eólico, a finales del 2011, había más de 40 empresas nacionales (y más de 90 en todo el sector renovable). Muchas de ellas han venido siguiendo a las tres grandes (Gamesa, Acciona e Iberdrola) con las que ya habían trabajado en el mercado español. Su evolución ha ido ligada a los resultados y operaciones de estas, aunque poco a poco van suministrando equipos y servicios a otras empresas del país. No obstante, no es sencillo entrar en el mercado estadounidense, puesto que existen ciertas barreras que requieren tiempo y esfuerzo superar, como son las certificaciones (en especial la *UL*), las diferencias técnicas como la frecuencia y los voltajes, la preferencia del mercado por el equipo estadounidense, las cláusulas proteccionistas como el *Buy American*, o los altos costes laborales y de servicios profesionales.

En cuanto a la eólica *offshore*, hasta la fecha, ningún proyecto se ha instalado en los Estados Unidos, cuyo desarrollo se enfrenta a importantes retos. El más importante quizás sea que los precios de generación de la eólica *offshore* continúan altos. Además, la ausencia de un fuerte apoyo gubernamental ha supuesto importantes dificultades y retos como ha quedado demostrado con el largo proceso de *permitting* del proyecto de *Cape Wind* (nueve años). No obstante, existe cierto interés por el desarrollo *offshore*, especialmente en la costa del Atlántico medio y norte, ya que existe un buen recurso eólico y grandes centros de consumo en la costa.

Para resumir, el sector eólico en EEUU no ha alcanzado todavía las cotas de expansión de otros países, especialmente los europeos como España o Alemania. La electricidad generada apenas alcanza el 3% de todo el *mix* de generación. No obstante, los ritmos de expansión en los últimos años han sido grandes, siendo 2009 el año récord.

Sin embargo, el futuro a corto y medio plazo se prevé complicado puesto que el sector eléctrico y eólico se enfrenta a una serie de retos que tienen que ser afrontados con una gran voluntad política y el acuerdo de muchos interlocutores. Entre otros problemas destacan: la ordenación actual del mercado, una red de transmisión insuficiente, revisión de los objetivos *RPS*, crecimiento escaso de la demanda y extensión de los incentivos fiscales y otros mecanismos de apoyo.

En la revisión de los objetivos *RPS* y en la estrategia de *utilities* y reguladores, tendrá un importante influencia el actual precio del gas natural, que es entre tres y cinco veces menor en EEUU que en el resto del mundo. Se debe a la gran producción de *shale gas*, o gas no convencional, extraído con las nuevas técnicas de *fracking*; que está desplazando las futuras inversiones en generación hacia ciclos combinados de gas natural. ✨



Referencias

- *The Future of Electric Grid, 2011, Massachusetts Institute of Technology.*
- *2010 Wind Technologies Market Report, Junio 2011, US Department of Energy.*
- *AWEA U.S. Wind Industry Annual 2011 Market Report, 2012, AWEA.*
- *AWEA U.S. Wind Industry First Quarter 2012 Market Report, 2012, AWEA.*
- *20% Wind Energy by 2030, 2008, US Department of Energy.*
- *The Law of Wind, A Guide to Business and Legal Issues, 2010, Stoel Rives LLP.*
- *Restructured Electrical Power System, Operation, Trading and Volatility, Mohammad Shahidehpour, Muwaffaq Alomoush, 2001, Marcel Dekker.*
- *Making Competition Work in Electricity, Sally Hunt, 2002, Wiley.*