

**Project Finance:** la salida para la internacionalización  
del sector de energías renovables en España.



Gabinete  
de estudios  
económicos  
axesor

**axesor**  
conocer para decidir









**Project Finance:** la salida para la internacionalización del sector de energías renovables en España.

## CONTENIDOS

1. Introducción.	7
2. Desafíos estructurales en el sector eléctrico global.	9
3. Oferta y demanda de energía en España. La dependencia energética de la economía española.	12
4. Efectos de la mala regulación del sector eléctrico en España.	16
5. Tendencias recientes de las energías renovables en el mundo.	21
6. El papel de los inversores evoluciona	23
7. Project Finance, green bonds y bonos de proyecto en energías renovables como instrumento de internacionalización y diversificación de la financiación.	24
8. Conclusión.	28

*Existen tres razones que ayudan a comprender por qué la transición energética hacia fuentes de energía renovables continuará avanzando en los próximos años:*

- 1. El cambio climático, fenómeno global de consecuencias potencialmente catastróficas para nuestro modo de vida.*
- 2. Las limitaciones intrínsecas de los combustibles fósiles, al no ser una fuente renovable, lo que se traducirá en las próximas décadas no tanto en su escasez como la mayor dificultad para extraerlos y mayores precios.*
- 3. La reducción de la dependencia energética respecto de los países en donde se sitúan las principales reservas.*







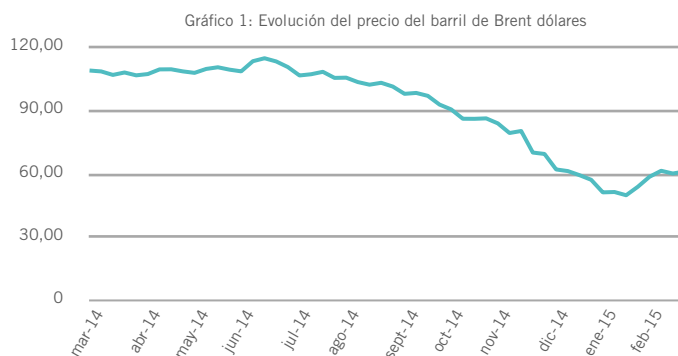
## 1 | Introducción.

**El consumo de energía en el mundo crece de media un 1,5% anual.** Ello es debido a dos factores: el aumento de la población y del consumo per cápita relacionado con el mayor nivel de bienestar de los países más pobres. **Mientras tanto, las emisiones de dióxido de carbono (CO2) a la atmósfera y asociadas al uso de combustibles fósiles crecen a un ritmo superior, en torno al 2,5% anual en lo que llevamos de siglo.**

La explicación reside en la creciente presencia del carbón como fuente de energía primaria, especialmente en los países más poblados y con desarrollo más rápido (Como China e India), que compensa la sustitución del carbón por gas natural en otros (principalmente en Estados Unidos, gracias a la extracción masiva de gas de esquisto). Recientemente Japón y Alemania han visto cómo a pesar de sus esfuerzos en política energética durante años, han vuelto a crecer en el uso de combustibles fósiles, contaminando más. En Japón tras el accidente de Fukushima se han cerrado muchas plantas nucleares. Mientras en Alemania, muchos cuestionan su firme apuesta por las renovables, tras aplaudir el cierre de varios reactores nucleares, pues el legado, actualmente, es un mayor consumo de carbón como fuente de energía y de crecimiento de las emisiones de CO2 por primera vez en décadas.

Sin embargo, donde mayor auge está cobrando la inversión en generación de energía procedente de fuentes renovables es en las economías emergentes, con China a la cabeza. Y no hay duda de que vivimos una auténtica revolución energética en la que las energías renovables no han dicho su última palabra. En el gráfico 1 se observa la reciente caída en el precio del petróleo. Es una caída

histórica que ha alcanzado incluso el 50% en menos de un año. Ello responde a toda una serie de movimientos estratégicos en el mercado de la energía.



Fuente: investing.com

**Existen tres razones que ayudan a comprender por qué la transición energética hacia fuentes de energía renovables continuará avanzando en los próximos años:**

1. **El cambio climático**, fenómeno global de consecuencias potencialmente catastróficas para nuestro modo de vida.
2. **Las limitaciones intrínsecas de los combustibles fósiles**, al no ser una fuente renovable, lo que se traducirá en las próximas décadas no tanto en su escasez como la mayor dificultad para extraerlos y mayores precios.
3. **La reducción de la dependencia energética respecto de los países en donde se sitúan las principales reservas.**



**La inversión mundial en energías renovables repuntó notablemente en 2014, registrando un aumento del 17% hasta alcanzar los 270 mil millones de dólares** invertidos, después de dos años de declive y dejando a un lado el desafío planteado por la fuerte bajada del precio de petróleo. **El principal factor explicativo reside en la fuerte expansión de instalaciones solares en China y Japón así como las inversiones récord en energía eólica marina (off-shore).**

Una caída continua y acentuada en los costes de la tecnología (en especial en la solar, pero también en la eólica) significa que cada euro invertido en energía renovable fue capaz de comprar mayor capacidad de producción en 2014. La capacidad eléctrica adicional de 103 gigavatios (GW) utilizando nuevas fuentes de energía renovable del pasado año es elevada, si la comparamos con 86 GW en 2013, 89 GW en 2012 y 81 GW en 2011, y hace del año 2014 un año récord en términos de capacidad eléctrica instalada nueva.

**La energía generada a partir de fuentes eólica, solar, biomasa y residuos, geotérmica, hidroeléctrica de baja potencia y energía marina** representó un 9,1% de la generación de electricidad mundial en 2014, frente al 8,5% de 2013, con el efecto beneficioso para el medio ambiente que ello implica. Los combustibles fósiles aún representaron el 90,9%.

Pues bien, al buen momento inversor por el que atraviesan los proyectos en energías renovables hay que añadir e insistir sobre el interés que despiertan estos activos para los inversores institucionales, fundamentalmente fondos de pensiones y aseguradoras. Su atractivo reside fundamentalmente en el bajo riesgo de estos activos, que generan flujos de caja estables y predecibles, al tratarse de un sector altamente regulado y capaz de generar remuneraciones estables y ciertas a largo plazo.

El elevado número de proyectos de energías renovables en el mundo en 2014 y el apetito inversor por parte de estos grandes inversores coinciden con la existencia de una potente industria de energías renovables en España, surgida durante el boom de

instalaciones de renovables hasta 2008 y que necesita continuar su proceso de internacionalización, ante las malas perspectivas de crecimiento del sector doméstico, muy castigado por la inseguridad jurídica, y pese a la elevada dependencia energética española y pese a ser un momento propicio para promover las renovables sin subvenciones ni ayudas (producir un vatio fotovoltaico cuesta siete veces menos que hace cinco años). En cualquier caso, y pese a la pésima regulación y al crecimiento demasiado rápido de fuentes de energía como la fotovoltaica (que de momento nos sitúa con una de las energías más caras de Europa), el legado industrial del boom energético en España es que, pese a que la mayoría empresas de fabricación de paneles fotovoltaicos son de propiedad china, la industria española de solar de concentración alcanzó un nivel de desarrollo muy alto y, en el campo eólico, Gamesa, Acciona o Iberdrola son empresas de referencia en el sector.

A lo largo del presente informe queremos comenzar destacando los desafíos estructurales a los que se enfrenta el sector eléctrico a nivel global, haciendo una breve descripción de la singularidad del sector en España. A continuación describiremos datos relativos a la fuerte dependencia energética nacional y la evolución del mix de generación de energía eléctrica en nuestro país, para seguidamente analizar los efectos de la inseguridad jurídica y de la mala regulación del sector en la creación de empresas de energías renovables, en los concursos de acreedores o en el riesgo de crédito de las empresas aún activas. Ello nos permitirá concluir que el sector no atraviesa su mejor momento y que debe aprovechar (como ya lo está haciendo) las oportunidades de crecimiento que existen en el resto del mundo, completando un proceso de internacionalización ya muy avanzado. Finalmente, insistiremos en el atractivo inversor reciente en este tipo de activos y describiremos algunas modalidades de financiación especialmente interesantes para acometer proyectos de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, tales como los “bonos verdes” o *green bonds* o los bonos de proyecto o *project bonds*.





*El creciente peso que han adquirido las energías renovables en el mix energético de la mayoría de países en los últimos años ha puesto sobre la mesa crecientes desafíos estructurales para el sistema eléctrico, ante la necesidad de compatibilizar las fuentes tradicionales de generación eléctrica con la obligación, cada vez más apremiante, de llevar a cabo la transición energética hacia fuentes de energías menos contaminantes. Dichos desafíos estructurales se traducen en muchos casos en retos directos a las regulaciones nacionales de los sistemas eléctricos.*

## 2| Desafíos estructurales en el sistema eléctrico global.

**El creciente peso que han adquirido las energías renovables en el mix energético de la mayoría de países en los últimos años ha puesto sobre la mesa crecientes desafíos estructurales para el sistema eléctrico, ante la necesidad de compatibilizar las fuentes tradicionales de generación eléctrica con la obligación, cada vez más apremiante, de llevar a cabo la transición energética hacia fuentes de energías menos contaminantes. Dichos desafíos estructurales se traducen en muchos casos en retos directos a las regulaciones nacionales de los sistemas eléctricos.**

Entre los múltiples temas a los que se enfrentan los sistemas eléctricos nacionales como consecuencia del fuerte crecimiento de las energías renovables se encuentra el de la variabilidad que produce un mix energético con un mayor peso de las energías renovables, al oscilar sustancialmente la oferta y el precio de la energía cuando hace viento o hace sol, y la necesidad, al mismo tiempo, de disponer de alternativas energéticas que garanticen el abastecimiento energético cuando las renovables no produzcan energía.

**En cuanto al precio mayorista de la electricidad, cuando hace viento o está soleado en un país con fuerte penetración de energías renovables como Alemania el precio tiende a cero, dada la abundante oferta de electricidad.** La contrapartida está en que las energías fósiles y las plantas de generación de energía nuclear van a tener que aceptar precios muy bajos por su generación o ser desconectadas, en un mercado caracterizado por el precio único. En algunos casos algunos productores de renovables pueden ser advertidos de la necesidad de dejar de producir, siendo compensados por ello por parte del gobierno.

El hecho de que las empresas, las energías y las plantas de generación eléctrica tradicionales vean reducido el precio al que se les retribuye la electricidad no es un tema menor, pues hace esas empresas menos rentable y, por ende, menos atractivo el mantener

las inversiones (especialmente si coincide que las instalaciones de autoconsumo están muy concentradas geográficamente, como sucede en algunas regiones de Alemania o de Italia, al observar la empresa eléctrica de manera muy directa la incidencia en las ventas de energía en esa área geográfica). Ahora bien, el sistema eléctrico necesita disponer de suficiente capacidad instalada para cuando las energías renovables reduzcan su contribución al mix energético y exista fuerte demanda, de modo que se garantice el funcionamiento del sistema eléctrico, evitando cualquier tipo de incidencia o apagón. Ese es reto al que se enfrentan los sistemas eléctricos nacionales, el dilema entre facilitar un mayor peso a las energías renovables y mantener un sistema eléctrico estable y seguro. En este aspecto es indudable que los esfuerzos que se están llevando a cabo en la Unión Europea por aumentar las interconexiones entre países ayudarán a poder asignar más eficientemente los recursos energéticos entre países, adaptándose mejor a situaciones de excesos de demanda en un país y excesos de oferta en otro, o viceversa.

**Un segundo desafío para los sistemas eléctricos nacionales está relacionado con la interconexión** mencionada anteriormente. Por ejemplo, días soleados y con viento pueden generar un excedente de electricidad que puede transmitirse con facilidad desde Alemania hasta Polonia, la República Checa o Austria y de vuelta hacia Alemania, creando un problema técnico conocido como “flujos de bucle” o *loop flows*. Estos surgen al existir varias líneas o vías entre la generación y la carga en la transmisión de la red, fruto del esfuerzo por reforzar las interconexiones entre países. Estos fuertes flujos pueden dañar los equipos de transmisión y generar incidencias en la red.

**También existen nuevas barreras a la entrada de renovables en forma de la regulación que precisa el lugar geográfico dónde pueden o no pueden instalarse.** Las regulaciones relativas a las zonas autorizadas de instalación de aerogeneradores eólicos (como las introducidas en algunos Lander alemanes) obligan a los instaladores a mantener una distancia de seguridad con las áreas



urbanas. Esto dificulta acceder a una nueva ubicación para generación o mantener las plantas existentes.

En determinados países de África es bastante común la presencia de un monopolista consolidado como principal obstáculo al desarrollo de las energías renovables, barrera aún mayor tras las fuertes bajadas de precio del petróleo y del gas en el último año. No existen los incentivos suficientes para facilitar el acceso y atraer inversiones hacia las energías renovables.

Del mismo modo, es frecuente encontrar países en los que la existencia de subvenciones al precio de la energía local impide el desarrollo de huertos solares a pequeña escala. Es el caso de países tales como Nigeria, Mozambique, Bolivia o Venezuela. Además, la posibilidad de introducir en la red general la energía generada y sobrante en el autoconsumo y recibir por ello una remuneración existe sólo en algunos países en desarrollo. Este incentivo económico existe en Kenia y Senegal, pero no en Camerún, Etiopía y muchos otros países del África subsahariana.

El caso español, pese a tener que afrontar también de manera general algunos de los desafíos planteados anteriormente, se caracteriza sobre todo por su singularidad. **Tradicional “isla energética”, con una enorme dependencia energética, España experimentó un boom temprano de inversiones en energías renovables, que acompañado de una regulación deficiente,** dejó un legado en forma de déficit de tarifa y la electricidad más cara de Europa, con la amplitud y profundidad que ello representa tanto para el gasto de las familias como de las empresas, aún más sensibles en un momento de crisis muy severa y donde la necesidad de ganar competitividad apremia más que nunca.

Ante los desafíos a los que se enfrenta el sector eléctrico recogidos anteriormente, los gobiernos luchan por adoptar medidas que permitan mantener el avance de las energías renovables y su golpe de efecto sobre el resto del sistema eléctrico.

En este sentido, la legislación comunitaria relativa a ayudas públicas exige en la actualidad a todos los países miembros llevar a cabo la transición energética dentro de un equilibrio responsable, esto es, los operadores deben cumplir con los objetivos de generación o compensar la diferencia vía mercado (o pagando una penalización). Esto conlleva que la operativa sea más compleja y costosa.

Recientemente, países como Alemania, Reino Unido o Francia han intentado poner límites o topes a la capacidad energética renovable sujeta a subvención, o establecer un límite al gasto nacional en

subvenciones a las renovables, con el objetivo de frenar el boom de instalaciones.

Otro enfoque, muy usado en Brasil y Sudáfrica y copiado por numerosos países consiste en lanzar una subasta según la cual los oferentes que acepten los menores precios por megavatio hora son seleccionados para construir nueva capacidad instalada.

Países como Reino Unido o Francia han introducido *capacity markets* o mercados de capacidad, en los que a través de las subastas se identifican plantas generadoras de electricidad con combustibles fósiles, las cuales recibirán pagos por megavatio (MW) de capacidad. La idea es que la capacidad represente la necesidad de adquirir suficientes recursos de generación para asegurar el suministro para determinado nivel de demanda en cualquier momento del tiempo.

Existen también nuevos tipos de barreras para evitar la entrada de energías renovables al mix de generación. Los operadores de la red han introducido recientemente, en países como Alemania, peajes de acceso para usuarios de sistemas solares de baja capacidad. Así, en agosto de 2014 Alemania impuso un pago para el autoconsumo en fotovoltaica superior a 10 kilovatios, dinero que buscar sufragar parte del coste de las primas a las renovables ya instaladas.

**Todos estos cambios en los sistemas eléctricos y el proceso imparable de transición energética también han llevado a los operadores del mercado a dar respuesta a estos cambios.** Entre las medidas adoptadas podemos destacar:

- 1. Los operadores han incrementado la habilidad de los sistemas para gestionar subidas y bajadas producidas por el ciclo intrínseco a las energías renovables.** Se ha trabajado en mejorar la previsión, de modo que las predicciones de generación eólica de electricidad a corto plazo son sustancialmente mejores que las que se hacían hace cinco años.
- 2. Los operadores disponen hoy de un abanico de soluciones de rápida respuesta para elevar la oferta o reducir la demanda cuando el viento deja de soplar o se pone el sol.** Desde el lado de la demanda existe el compromiso de usuarios empresariales e industriales grandes de dejar momentáneamente de consumir electricidad, y ser indemnizados por ello.
- 3. Ha habido cierta evolución en la instalación de transformadores de desplazamiento de fase que ayuden a controlar y mitigar los efectos perniciosos de los flujos de bucle.**



*Una regulación inadecuada, que no acertó a controlar las inversiones en renovables frente a las planificadas, favoreció una veloz expansión de ciertas tecnologías renovables en España.*

#### 4. Los operadores han evaluado sus prioridades ante el incremento de energías renovables y lo que este hecho ha tensionado sus modelos de negocio.

Muchos operadores han reducido fuertemente sus inversiones en capital, incluidas las inversiones en renovables, para proteger sus balances y sus calificaciones crediticias. En Europa, por ejemplo, siete grandes compañías (Iberdrola, Enel, SSE, RWE, EON, Energías de Portugal y Électricité de France) redujeron sus inversiones desde los 12.300 millones de dólares en 2010 hasta los 8.100 millones de 2013. Algunas previsiones apuntan a que en 2014 estas inversiones fueron recortadas aún más por parte de los principales operadores. En cualquier caso, no se trata de una tendencia generalizada, toda vez que algunos de esos mismos grupos, como por ejemplo Enel o EON han comprometido fuertes inversiones en renovables para los próximos años.

#### La singularidad del caso español

Es indudable que todos estos desafíos comentados anteriormente lo son también para el sistema eléctrico español. **España fue de los primeros países en incentivar y desarrollar las energías renovables**, pero igual que logró efectos muy positivos, equilibrados y eficientes en el desarrollo de la energía eólica, los resultados en energía fotovoltaica y solar no han sido tan buenos, fundamentalmente por un crecimiento excesivo del sector y a una velocidad demasiado elevada, en una tecnología que se encontraba en su fase inicial y, por tanto, poco madura, haciendo imposible aprovechar “la curva de aprendizaje”.

**Una regulación inadecuada, que no acertó a controlar las inversiones en renovables frente a las planificadas, favoreció una veloz expansión de ciertas**

**tecnologías renovables en España.** Sólo en 2008 se instalaron 2.800 megavatios de potencia solar fotovoltaica cuando el objetivo era de 400 megavatios. Posteriormente se responsabilizó del déficit de tarifa a las ayudas a las energías renovables, responsables en parte por la ausencia de control en la instalación de plantas y huertos solares, pero también convertidas en chivo expiatorio de un problema mucho más complejo y con más responsables.

El crecimiento económico de la economía española en 2002-2003 era tal que hizo temer una falta de capacidad de generación, especialmente en el sur y este de España, a la que el Gobierno y las empresas respondieron con nuevas centrales de gas de ciclo combinado. Pero a partir de 2004, el nuevo Gobierno concedió prioridad absoluta a los generadores de electricidad en “régimen especial” (es decir, energías renovables y cogeneración) para los que el Real Decreto 661/2007 introdujo un generoso sistema de retribución. Se les garantizaba a las energías renovables un precio fijo elevado, sin perjuicio de que su producción entrara la primera, a precio teórico nulo, en la oferta diaria del mercado mayorista. Ese favorable régimen retributivo propició un aumento de la capacidad de generación fotovoltaica que superó en diez veces los límites previstos. Esa expansión prematura hizo que la inmadura tecnología utilizada tuviera unos costes de producción muy altos. A la expansión de la energía fotovoltaica le siguió, sobre todo a partir de 2010, la termosolar. El resultado fue unas primas más elevadas que cualquier socio comunitario y un encarecimiento del coste de la energía que, coincidiendo con una profunda crisis económica, y con la necesidad de exportar, mermaron la competitividad de las empresas españolas.

Una inadecuada regulación, por tanto, desde el momento en que se marcó el objetivo de que los consumidores no pagaran por la subida real del coste de la luz (cuando comenzó a generarse el déficit de tarifa), pasando por la inoperancia para controlar el exceso de capacidad instalada en fotovoltaica, teniendo en cuenta su coste y la poca madurez de la tecnología que se instalaba, que elevaba dicho coste, y hasta las últimas leyes y reales decretos, que siguen cargando los ajustes casi exclusivamente sobre las energías renovables. Este deficiente **marco regulatorio es la razón principal de los males que padece el sistema eléctrico en España; entre otros, el exceso de capacidad instalada, el alto precio de la energía (no sabemos el coste de producir energía), el déficit de tarifa y la ausencia de una verdadera política energética.** Adicionalmente, el hecho de haber dado prioridad a la estabilidad financiera del sistema frente a la seguridad jurídica tendrá su coste en los laudos arbitrales que dictamine el Centro Internacional de Resolución de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) y en la prima que exigirán los inversores internacionales cuando vuelvan a invertir en energías renovables en España.

La complejidad y los retos a los que tiene que hacer frente el sector se amplían al añadir los siguientes factores: la fuerte caída de la demanda como consecuencia de la histórica crisis económica que vivió España entre 2009 y 2013 (la demanda de energía es incluso un 20% inferior a algunas previsiones de los expertos antes de la crisis), la coexistencia de un mercado mayorista libre (*pool*) con un sistema de tarifas minoristas fijadas administrativamente y las grandes

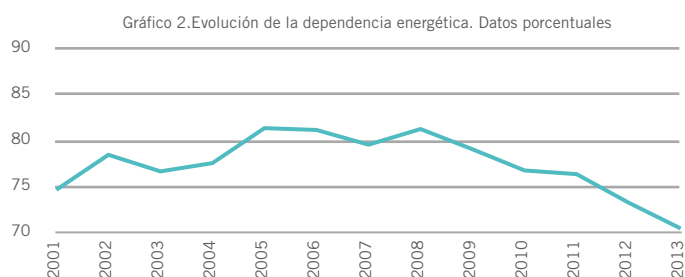


diferencias en los costes de las distintas tecnologías de generación.

El balance de la presencia de las energías renovables en España es por tanto que se ha logrado un mix generador de electricidad limpio (según los operadores convencionales España ya cumple con el 20% de generación de electricidad proveniente de fuentes renovables, objetivo establecido por la política energética de la Unión Europea para 2020) pero caro y que hasta 2013 generaba un déficit *sui generis* no incluido en el déficit público ni pagado por los usuarios. Precisamente por ello la prioridad energética del Gobierno ha sido estabilizar financieramente el sistema para hacerlo sostenible, prioridad absoluta sobre el debate de qué política energética necesita España cuando el mundo vive una revolución energética de dimensión global y la transición hacia un nuevo modelo energético con menor presencia de combustibles fósiles parece inevitable.

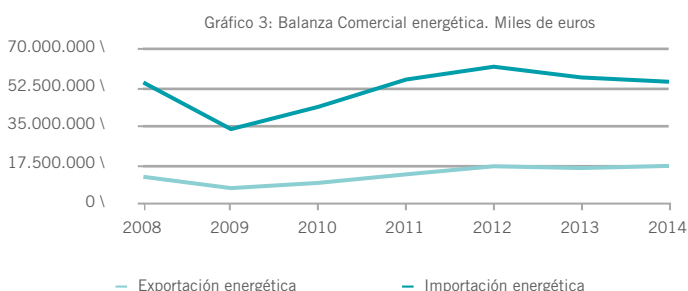
### 3| Oferta y demanda de energía en España. La dependencia energética de la economía española.

**La dependencia energética es el grado en el que una economía depende de las importaciones para satisfacer sus necesidades energéticas. Partiendo de esa definición Eurostat ha creado un indicador, según el cual, nada menos que el 70,5% de la energía consumida en España proviene del exterior.** Aun así, el gráfico 2 muestra una mejora continuada desde 2008 que llegó a situarse en 81,2% solo superado por 2005 cuando esta cifra se elevó a 81,4%, es decir solo el 18,5% de la energía consumida en España es de producción nacional.



Fuente: Eurostat

**La gran dependencia energética, explica de alguna manera el enorme déficit comercial que tiene España, hasta tal punto que, en 2014 se importaron 55.388 millones de euros en productos energéticos.** Esta cifra representa un descenso del 3,4% respecto al año anterior. Si analizamos el recorrido de la cuantía importada vemos que desde 2009 (33.951 millones de euros) se dispara, llegando a ser en algunos años hasta el doble.



Fuente: Banco de España

La principal causa de los elevados importes se debe al petróleo, que en 2014 representó el 78,2% del total de la energía importada llegando a los 43.303 millones de euros, lo que supone un descenso de 4,2% con respecto al mismo periodo del año anterior (Gráfico 3). Pero en los últimos meses el precio del barril tipo Brent ha sufrido una fuerte bajada llegando a los 50 dólares y la depreciación del euro frente al dólar se estabiliza, estos factores pueden afectar positivamente al sector energético y a la economía española si el precio del barril de Brent se mantuviera en los niveles actuales durante todo 2015, España se ahorraría alrededor de 20.000 millones de euros.

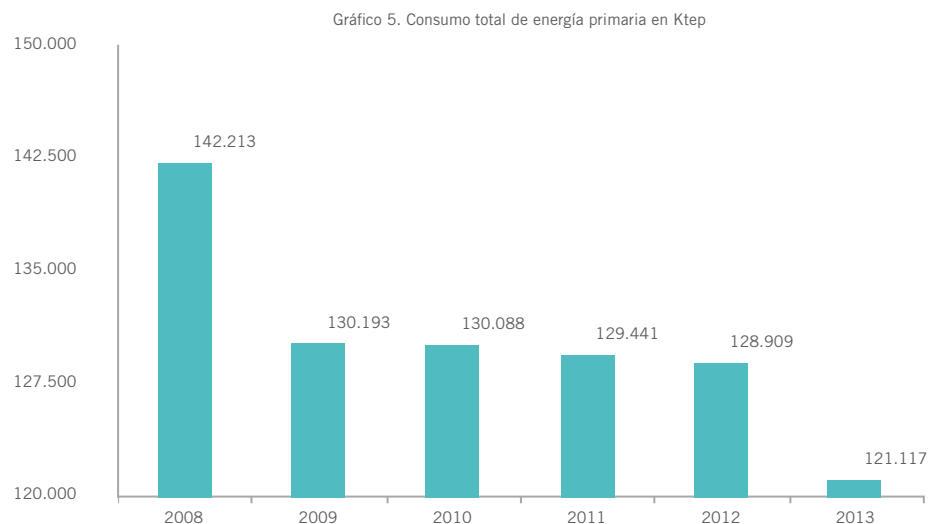
En el panorama internacional, **si comparamos la dependencia energética española con algunos de los países europeos (gráfico 4) vemos cómo entre las grandes naciones de la Unión Europea solo Bélgica con una dependencia del 77,5%, Italia (76,9%) y Portugal (73,5%) superan a España**, mientras que Francia se encuentra por debajo de la media europea con una dependencia del 47,9% y Alemania con datos un poco superiores a los de la media tiene una dependencia del 62,7%. En general la mayoría de los países europeos redujeron en 2013 su dependencia en comparación con 2012.



Fuente: Eurostat

Como muestra el gráfico 5, el consumo de energía primaria en España en 2013 fue de 121.117 Ktep (kilotoneladas equivalentes de petróleo), lo que supone un 6% menos que el año anterior. La demanda primaria de energía es el resultado de sumar al consumo de energía final los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica y refinerías de petróleo) y las pérdidas.

El descenso que se produjo en el consumo tiene como principal motivo el cambio en la estructura de la generación eléctrica. En 2013 cayó la generación a partir de carbón y se produjo un fuerte aumento en la producción hidroeléctrica, eólica y solar.

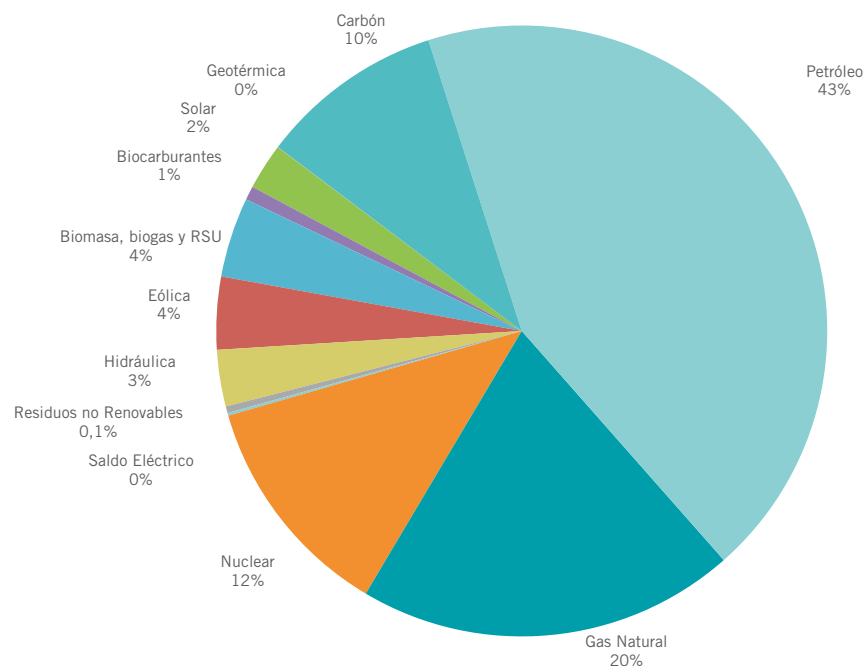


Fuente: SEE

Como muestra el gráfico 6 la mayor parte del consumo final se centra en los productos petrolíferos con un 43,8%, datos similares al mismo periodo del año anterior. En segundo lugar se encuentra el gas natural, que supone un 20,2% del consumo de energía primaria, con un retroceso del 8,7% y en tercer término, las energías renovables con un consumo del 14,4%, que se ha incrementado principalmente gracias al consumo de energía hidráulica y se ha visto mermado por los biocarburantes.

En cuanto al consumo de energía primaria de enero a septiembre de 2014 se consumieron 88.640 ktep, lo que supone una disminución del 1,6% impulsada por el gas natural (-10,2%) y la energía nuclear (-2,8%), mientras que los mayores incrementos se encuentran en el consumo de carbón con un incremento del 16,2%.

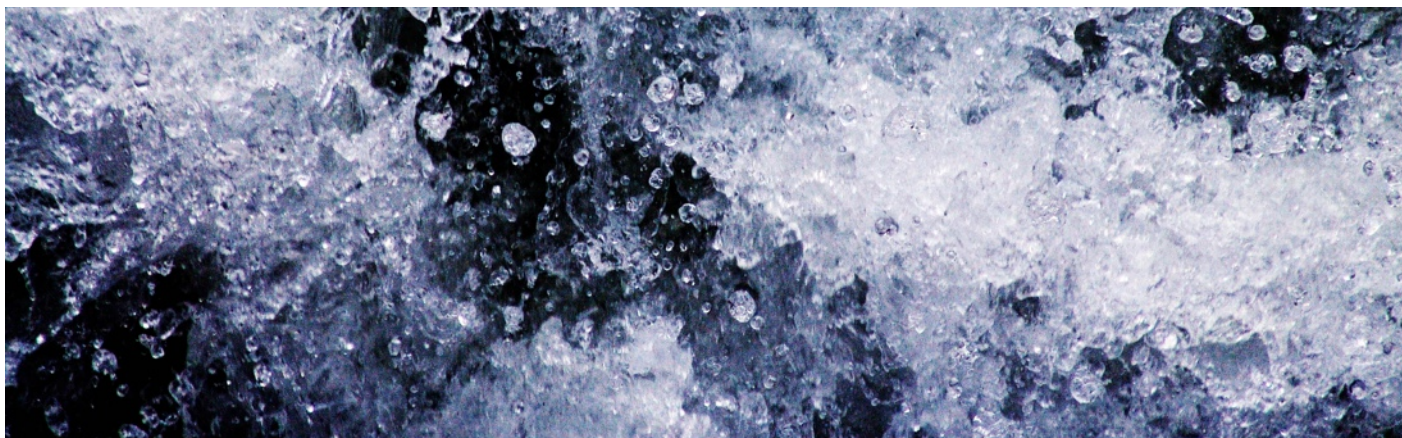
Gráfico 6: Consumo de energía primaria de Octubre de 2013 a Septiembre de 2014



Fuente: IDAE

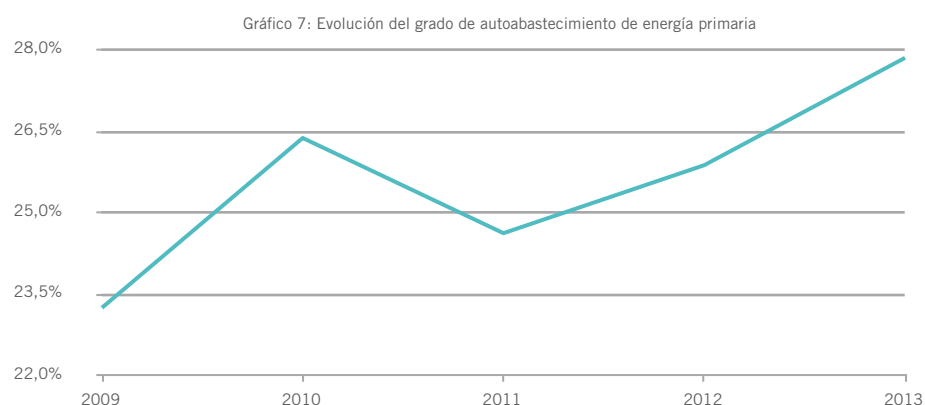
*La dependencia energética es el grado en el que una economía depende de las importaciones para satisfacer sus necesidades energéticas. Partiendo de esa definición Eurostat ha creado un indicador, según el cual, nada menos que el 70,5% de la energía consumida en España proviene del exterior.*





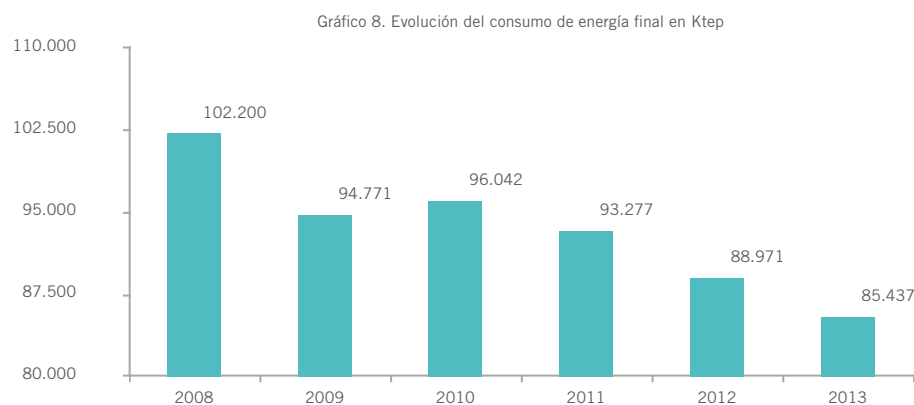
El consumo de energía en España se está diversificando y equilibrando en los últimos años con un mayor peso de las energías renovables y del gas natural. Se observa un claro descenso del consumo desde la llegada de la crisis en 2009.

Tras los datos comentados anteriormente sobre la dependencia energética de España (alrededor del 73%, más de diez puntos superiores a la media europea), desde 2005 las energías renovables están convirtiéndose en fuente de abastecimiento con grandes incrementos en su producción, lo que conduce en la actualidad a una producción semejante a la energía de origen nuclear. Esto se ha traducido en una mejora de autoabastecimiento que en 2013 era del 27,9% lo que supone un incremento del 7,6% respecto a 2012. (Gráfico 7).



Fuente: SEE

La demanda de energía final en el año 2013, según los datos de la Secretaría de Estado de Energía (en lo sucesivo SEE) ascendió a 85.437 Ktep, lo que supone un descenso del 4% si lo comparamos con 2012 (gráfico 8).

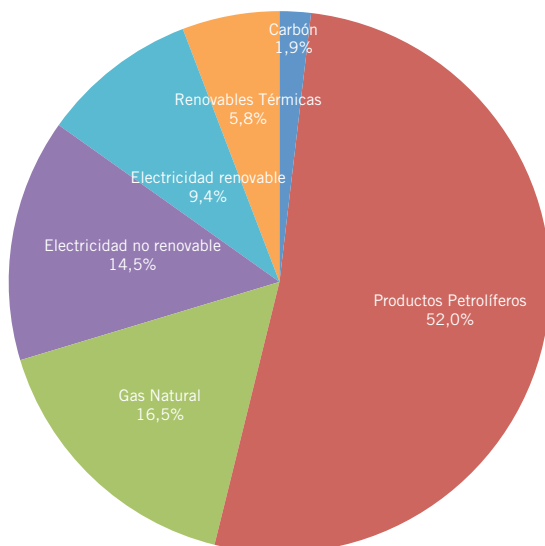


Fuente: SEE



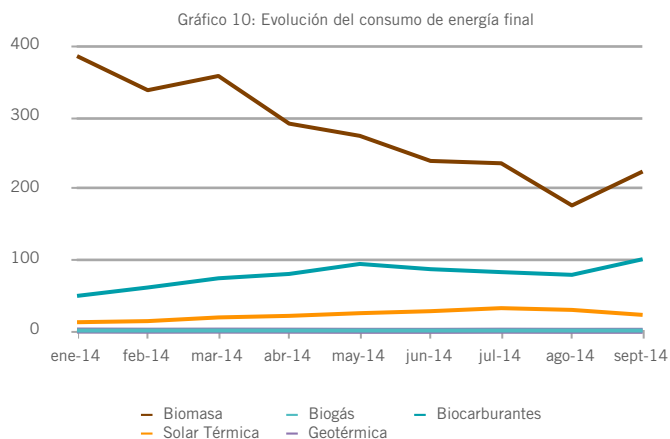
El gráfico 9 muestra el consumo de energía final, a la cabeza del consumo se encuentran los productos petrolíferos, con un 52,0%, seguidos del gas natural con un 16,5%, mientras que las energías renovables solo han supuesto un 15,2%.

Gráfico 9. El consumo de energía final de Octubre de 2013 a Septiembre de 2014



Fuente: IDAE

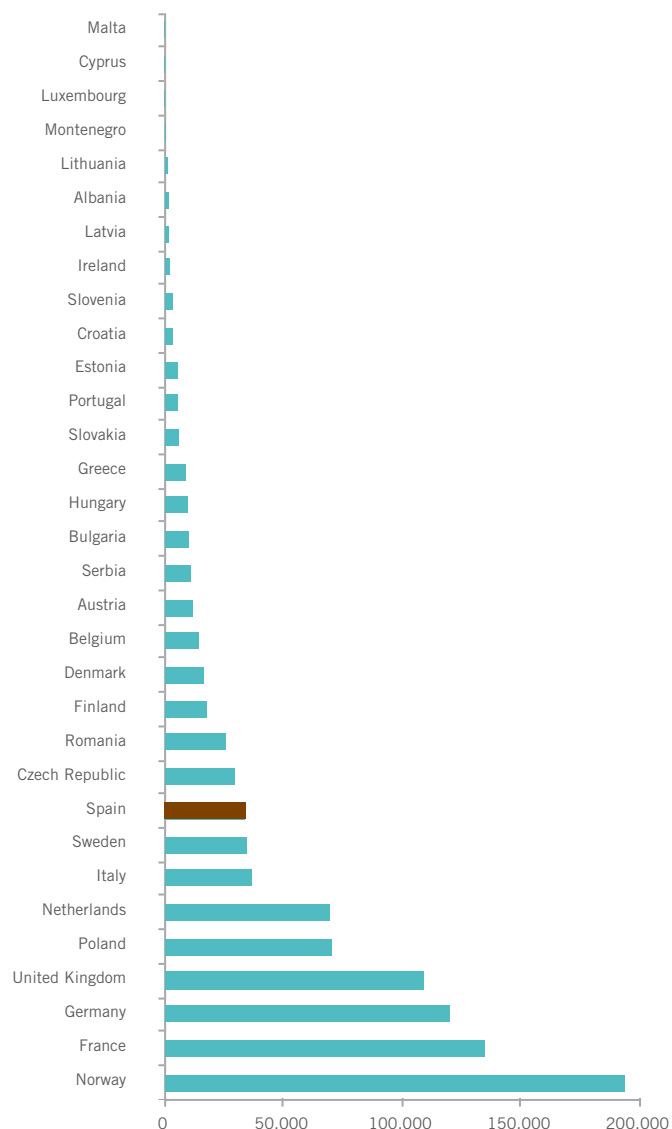
Si analizamos la evolución en el consumo final que han tenido en 2014 las energías renovables (gráfico 10) se aprecia como las mayores caídas se encuentran en el consumo de biomasa; el descenso si lo comparamos con el mismo periodo de 2013 es de 11,7%.



Fuente: IDAE

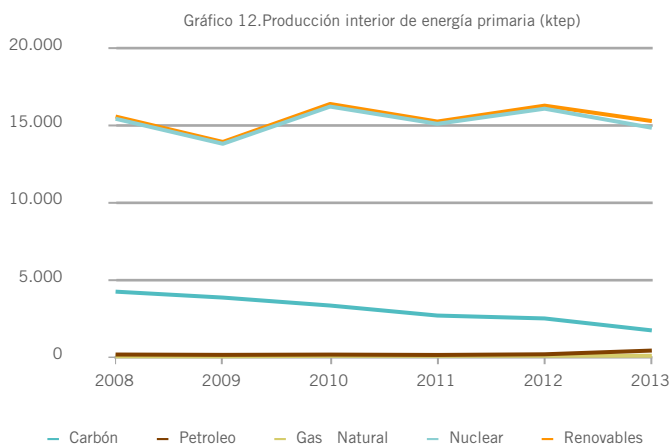
La producción interior de energía primaria en 2013 fue sobre los 34.000 ktep, cifra similar a la de 2012. Sin embargo, ha países europeos que cuadriplican a España en producción energética. Ejemplo de ello es Noruega, que se encuentra a la cabeza en Europa con una producción de 193.916 ktep, seguida de Francia, con 135.087 ktep, y de Alemania, con una producción de 120.566 ktep. España se encuentra en noveno lugar, lo que supone una diferencia abismal con los países que se encuentran a la cabeza (gráfico 11).

Gráfico 11: Producción de energía primaria en 2013 (ktep)

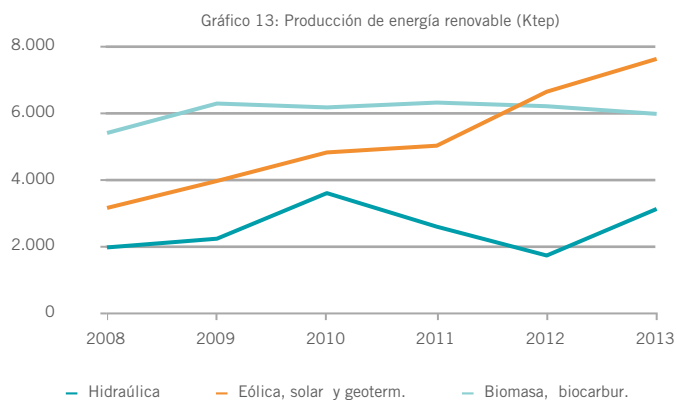


Fuente: Eurostat

La producción interior de energía primaria en España está muy diversificada, como se puede ver en el gráfico 12, pero la mayor parte se centra en la producción de energías renovables con 15.219 ktep; en segundo lugar se encuentra la producción de energía nuclear, que en 2013 fue de 14.785 ktep. Para que nos hagamos una idea del déficit productivo respecto a Europa, Francia produjo en 2013 109.291 ktep de energía nuclear.



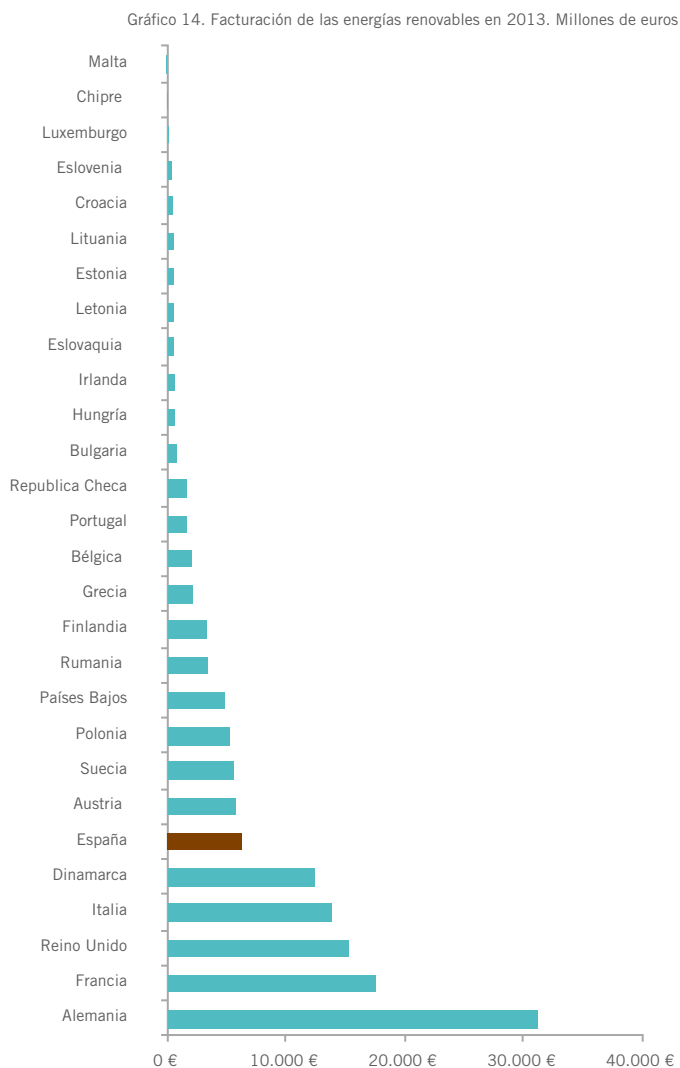
Si desglosamos la producción interior de energía renovable (gráfico 13), vemos cómo en 2013 la energía eólica, solar y geotérmica se encuentran en el primer lugar con un volumen de 7.663 Ktep, lo que supone un incremento del 14,7% sobre 2012. Pero el mayor incremento se encuentra en la producción de energía hidráulica, que creció un 79,0% en 2013. La categoría de producción de biomasa y biocarburantes es la única que retrocedió en 2013, un 3,7% respecto al año anterior.



## La generación de electricidad española a partir de energías renovables en el contexto europeo.

La facturación de los 28 países de la Unión Europea en 2013 ascendió a 138.161 millones. A la cabeza se encuentra Alemania, que representa el 25% del total (gráfico 14). El factor que puede ser determinante para incrementar los beneficios es, sin duda, el de las ganancias de eficiencias que se puedan conseguir en la producción. Esto incrementaría los márgenes obtenidos por los países, pero requiere de grandes inversiones. Para encontrar a España en este ranking hay que descender hasta el sexto puesto, con una facturación de 6.265 millones de euros, cantidad

que queda muy lejos de la facturación de Alemania con 31.230 millones de euros y de Francia con 17.630 millones de euros.



## 4 | Efectos de la mala regulación del sector eléctrico en España.

### 4.1 Aumento del precio de la energía.

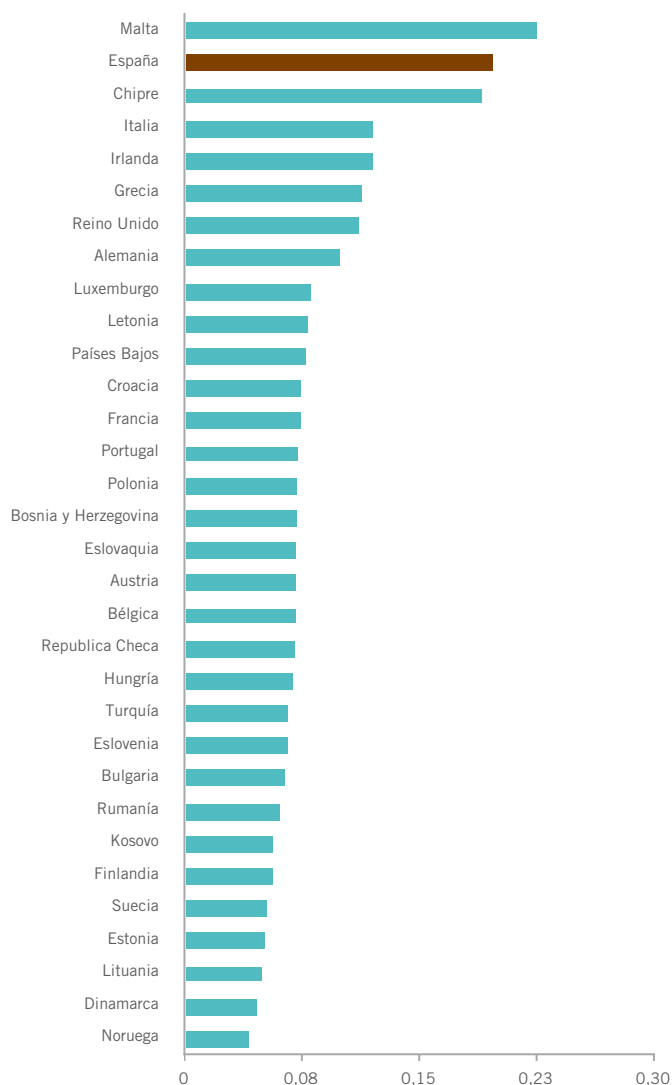
En lo que respecta al precio de la electricidad la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en lo sucesivo CNMC) ha advertido del alto precio de la electricidad en España, puesto que es uno de los más caros de Europa y de la elevada concentración que tiene ese sector energético. El precio de la electricidad para los consumidores industriales se encuentra en el segundo puesto en la zona euro, solo superado por Malta (gráfico 15). En 2013 se incrementó el precio un 75,3 % respecto a 2012 lo que supone el mayor aumento de toda la zona euro. El elevado precio que pagan los consumidores se debe en parte a los impuestos y subvenciones que soportan, pero aunque se eliminasen esos recargos, el precio lleva un ritmo vertiginoso de crecimiento en los últimos años. Otro de los principales caballos de batalla para los consumidores es la falta de competencia en el sector que apenas ha cambiado desde la liberalización de 2003. Ello afecta a la competitividad de las empresas españolas. No conviene olvidar que



*En lo que respecta al precio de la electricidad la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en lo sucesivo CNMC) ha advertido del alto precio de la electricidad en España, puesto que es uno de los más caros de Europa y de la elevada concentración que tiene ese sector energético.*

la energía es el segundo *input* más importante en los costes de las empresas después del *input* trabajo, y en algunos sectores industriales es incluso el primero.

Gráfico 15 :Precio de los componentes de la electricidad para los consumidores industriales en centimos/Mwh

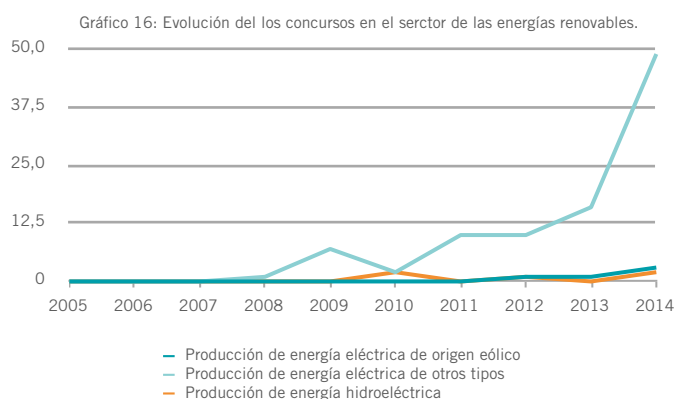


Fuente: Eurostat

## 4.2 Aumento de los concursos de acreedores.

Tras tres años consecutivos de incrementos en el número de insolvencias, llegando a máximos históricos en 2013 con más de 8.800 concursos de acreedores de sociedades mercantiles en 2014 por primera vez desde 2011, se han reducido en un 26,2%.

Pero **las empresas del sector energético no siguieron esa tendencia descendente en el número de procedimientos formales de insolvencia, siendo uno de los pocos sectores en los que los concursos se incrementaron en 2014**. Si analizamos detenidamente este sector la mayor parte de los concursos se encuentran concentrados en la producción de energía eléctrica de otro tipo, en el que se han incrementado los concursos en 2014 tres veces más que el año anterior, este sector está formado por la producción de energía eléctrica por transformación de energía solar, fotovoltaica y térmica, tal y como muestra el gráfico 16.



Fuente: axesor

Eso sí, si bien es cierto que el sector energético acumuló 72 procesos formales de insolvencia en 2014, de los cuales el 76,3% pertenecen a energías renovables estas cifras son sensiblemente inferiores a las de otras actividades, como el sector de la construcción, que en 2014 acumuló 1.673 concursos o el sector del comercio al por mayor y al por menor, con 1.338 concursos. Pero si comparamos estos datos con los de 2013, en la construcción se

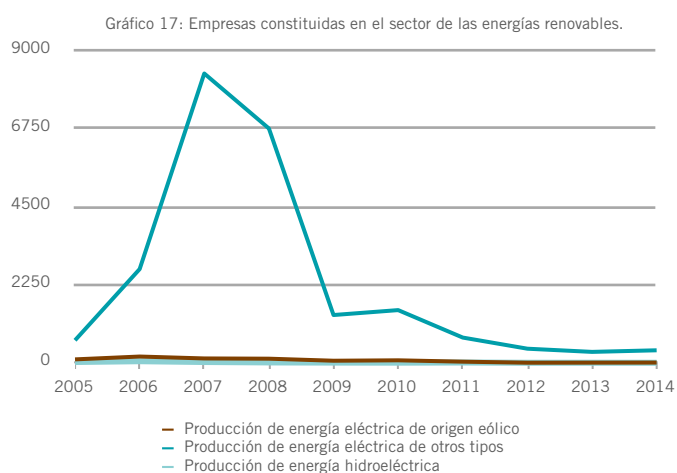


produjo un retroceso del 36,6% en el número de concursos y en el comercio se produjo un retroceso del 17,7%. Sin embargo, en el sector de las energías se incrementaron más del doble los procesos formales de insolvencia.

#### 4.3 Caída en la creación de empresas.

En 2014 se crearon 94.089 sociedades mercantiles en España, un 0,3% más que el año anterior. **En el sector energético se constituyeron 505 empresas, aunque no es el que tiene mayor número de constituciones, si es uno en los que más crecieron las altas respecto al año anterior (un 13,2%).**

En lo que atañe a las energías renovables, en los años anteriores a la crisis se constituyeron un gran número de empresas en la producción de energía eléctrica, alcanzando su punto máximo en 2007 con 11.133 constituciones. A partir de entonces, comenzaron a caer de forma muy significativa, hasta el punto de que en 2014 se constituyeron 361 empresas (gráfico 17).



Fuente: axesor

#### 4.4 Caída del crédito.

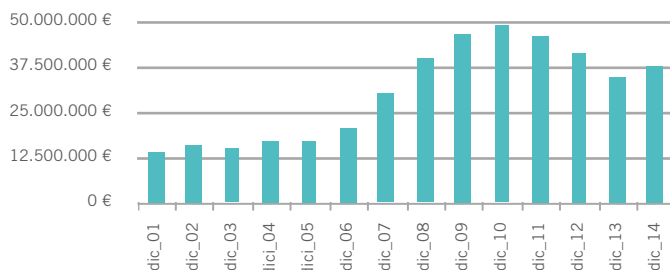
En cuanto a financiación ajena, la principal fuente de las sociedades no financieras (especialmente de las de menor dimensión) es el crédito bancario. Tras el fuerte crecimiento que experimentaron los préstamos concedidos en las etapas anteriores a la crisis, desde mediados de 2009 han sufrido una gran contracción debido a la situación económica desfavorable. La incertidumbre regulatoria que ha acompañado al sector eléctrico ha agravado los problemas de demanda y de oferta de crédito del sector.

El crédito para financiar actividades productivas cayó un 31,5% entre junio de 2009 y junio de 2014. En junio de 2014, el saldo vivo de crédito era de 693.915 millones de euros.

Como muestra el gráfico 18, la financiación concedida por parte de las entidades financieras a los sectores productivos la producción y distribución de energía eléctrica, gas y agua es una de las actividades que menos financiación reciben. **En diciembre pasado, el flujo de crédito a este sector ascendió a 37.889 millones de euros lo que supone un descenso del 8,5% respecto al mismo trimestre del año anterior.** Si lo comparamos con otros sectores, el sector servicios se encuentra a la cabeza en cuanto a crédito concedido para financiar actividades productivas, con un saldo vivo

de 494.364 millones de euros al cierre del cuarto trimestre de 2014, un 5,9% menos que el mismo período del año anterior. La producción de energía queda encuadrada dentro del sector industrial, cuyo saldo se situó al cierre del año en 112.271 millones de euros.

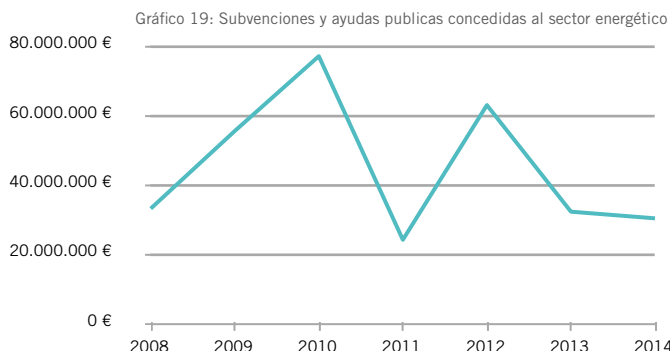
Gráfico 18: Crédito concedido a la producción y distribución de energía eléctrica, gas y agua. Miles de euros



Fuente: Banco de España

#### 4.5 Caída de las subvenciones.

A la dificultad que tienen las empresas del sector energético para obtener financiación por parte de las entidades de crédito se suman los recortes que está sufriendo el sector en materia de subvenciones (fondos percibidos por las empresas sin contraprestación alguna) y ayudas públicas (fondos percibidos por las empresas que tienen que devolver pero con unas condiciones mucho mejores que las que ofrece el sector privado), según se puede observar en el gráfico 19. Así, **las subvenciones y ayudas públicas percibidas por las sociedades mercantiles energéticas ascendieron en 2010 a 76,9 millones de euros, mientras que en 2014 se situaron en 30,2 millones de euros (46 millones de euros menos).**

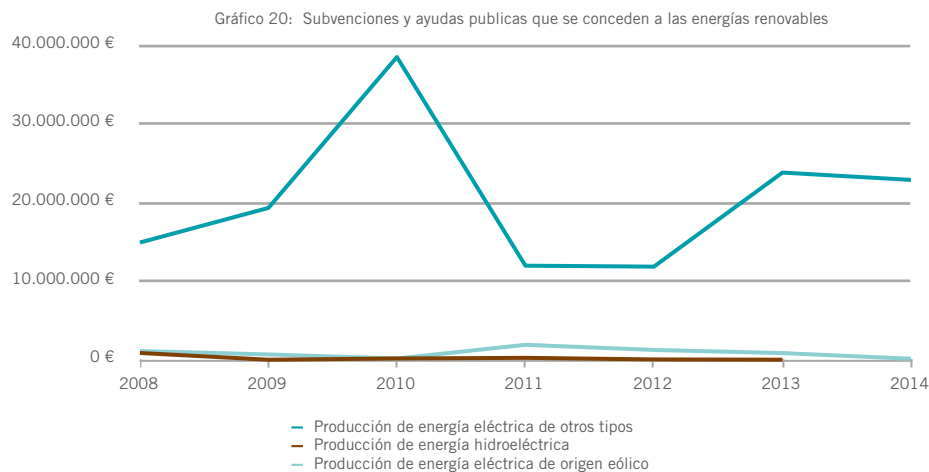


Fuente: axesor

Dentro del sector energético, la implantación de energías renovables requiere un gran desembolso inicial y para facilitarlo el Estado concedía altas subvenciones que se han ido recortando conforme avanzaba la crisis. En 2010, el 50% de las subvenciones concedidas al sector energético iban a parar a la producción de energía eléctrica por medio de fuentes renovables, es decir, 38,4 de los 76,9 millones de euros concedidos. En 2014 el panorama ha cambiado significativamente, las subvenciones al sector energético disminuyeron un 61%, mientras que el importe destinado a energía



eléctrica renovable se había ajustado un 41%, situándose en 22,8 millones de euros, lo que implica que tres de cada cuatro euros concedidos al sector eléctrico van a parar a las renovables. . En contraste, la producción de energía eléctrica de origen hidráulico no obtuvo en 2014 ningún tipo de ayuda (gráfico 20).



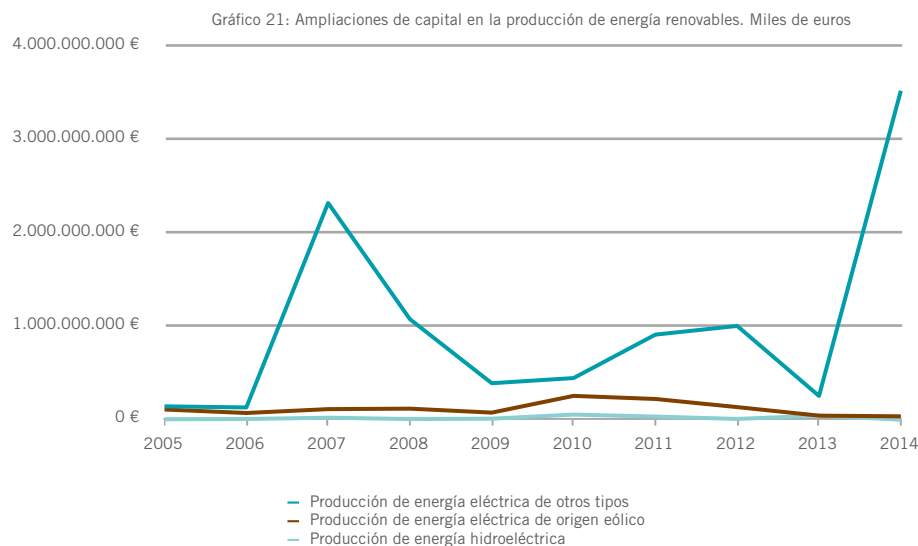
Fuente: axesor

*En el sector energético se constituyeron 505 empresas, aunque no es el que tiene mayor número de constituciones, si es uno en los que más crecieron las altas respecto al año anterior (un 13,2%).*

#### 4.6 Aumento de las ampliaciones de capital.

El capital ampliado por parte de las sociedades españolas, lleva tres años descendiendo, lo que puede explicarse en 2014 como resultado de una posición todavía conservadora para acometer nuevos proyectos de inversión, a lo que se añade el hecho del paulatino restablecimiento del flujo de crédito al tejido empresarial, que hace menos necesaria la opción de ampliar capital. En este sentido, y según la Encuesta sobre Préstamos Bancarios del Banco de España, en 2014 se observó una mayor demanda de crédito por parte de las empresas, probablemente influida por una leve mejoría en las ventas y en la situación económica en general. La oferta también se muestra algo más laxa en la concesión de préstamos, algo en lo que parece haber influido la competencia entre entidades y la amplia liquidez de la que gozan las entidades de crédito gracias a las distintas medidas adoptadas por el BCE (y todo ello pese a la exigente normativa de Basilea III).

Sin ser una consecuencia directa de la regulación, pero sí de la situación financiera que ésta ha provocado sobre las empresas del sector de energías renovables, si analizamos las subvenciones a la producción de energía eléctrica de otros tipos (renovables) observamos las mayores ampliaciones en 2014 con más de 3.500 millones de euros cifras históricas desde 2005 (gráfico 21).

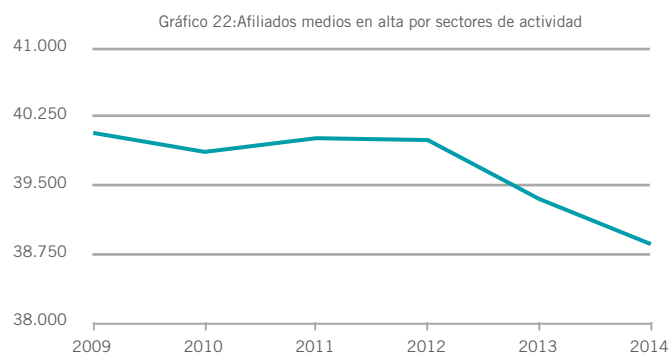


Fuente: axesor



#### 4.7 Caída del empleo.

Según los datos del Ministerio de Empleo y la Seguridad Social de afiliación media del mes (el promedio de los que están en alta cada uno de los días laborables del mes) **Los afiliados medios para el suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire ascendían en 2014 a 38.858 (gráfico 22), un 1,2% menos que en 2013, manteniendo la tendencia negativa iniciada en 2011. Los primeros datos de 2015 no son demasiados esperanzadores: para el mes de enero los afiliados medios disminuyeron un 3,9%, comparado con el mismo mes de 2014.**

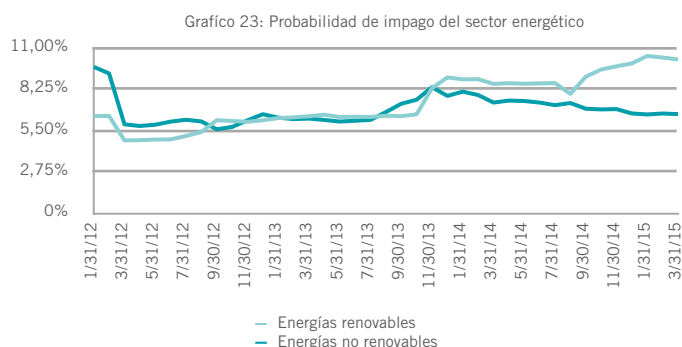


Fuente: Ministerio de Empleo y la Seguridad Social

#### 4.8 Aumento del riesgo de crédito.

La probabilidad media de que las empresas españolas incurran en un impago se situó en febrero en el 11,2%, un 22,6% menos que en el mismo mes de 2014. La probabilidad de impago es un indicador de coyuntura realizado en base a un universo de más de 300.000 sociedades mercantiles privadas (quedan excluidas de la estadística las empresas públicas) con información financiera válida, es decir que no hayan transcurrido más de 30 meses desde la última publicación de depósito de cuentas. Este indicador determina la probabilidad de que una empresa suspenda pagos frente a cualquier acreedor.

En el sector energético, **la probabilidad de impago de las empresas pertenecientes al sector de renovables fue del 10,2% en el mes de marzo, un 18,8% más que el mismo mes del año anterior**, el riesgo de impago en este sector lleva en aumento varios meses consecutivos. Las energías no renovables tienen un riesgo de impago menor, que en marzo se situó en el 6,6%, un descenso del 10,4% sobre el mismo mes del año anterior. Si comparamos el riesgo de impago de las empresas energéticas con los demás sectores vemos como quedan muy lejos del 19,9 % que tiene el sector de la hostelería y del 15,0% que tiene la construcción.



Fuente: axesor

Es preciso subrayar que con el nuevo sistema de financiación de la tarifa eléctrica (vigente desde 2014), las empresas con actividades reguladas van recibiendo la retribución en función de la entrada de ingresos al sistema. Hasta la actualidad (abril de 2015), las empresas han recibido el 85% de lo que les corresponde, pero para recibir el 15% restante deberán esperar hasta finales de este año. Será entonces cuando recibirán del Ministerio de Industria 1.000 millones de euros de su retribución de 2014, que completarán la partida presupuestada de 7.125 millones de euros de incentivos a estas tecnologías. Esta situación ha llevado a las empresas a solicitar a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC) algún tipo de notificación oficial que permita a los productores de electricidad acudir a un banco con un certificado que acredite cuánto dinero se les debe.



*En lo que respecta al precio de la electricidad la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en lo sucesivo CNMC) ha advertido del alto precio de la electricidad en España, puesto que es uno de los más caros de Europa y de la elevada concentración que tiene ese sector energético.*

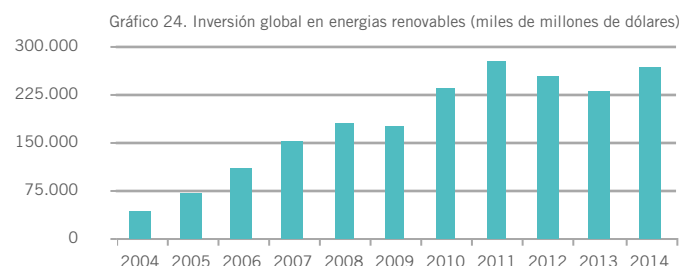
## 5| Tendencias recientes de las energías renovables en el mundo.

**2014 fue un año de avances significativos en el sector de las energías renovables a nivel mundial. La inversión creció con fuerza tras dos años de declive, de modo que la potencia instalada en energías renovables (excluyendo la energía hidráulica) alcanzó los 100 GW por vez primera en la historia, y donde la participación de los países en desarrollo, liderados por China, se quedó muy cerca de alcanzar la inversión en energías renovables de los países desarrollados. Fue un año récord en inversiones en energía solar en China y Japón así como en energía eólica offshore en Europa.**

En un año que ha registrado una de las mayores caídas del precio del petróleo (cerca del 50%, entre junio de 2014 y marzo de 2015), y con el efecto indirecto que ello tiene presionando también los precios del gas hacia abajo (un competidor directo de energía eólica y solar), las energías renovables han estado a la altura del desafío. Sirva como ejemplo que en enero de 2015 un proyecto en Dubai ha marcado un nuevo récord de precio mínimo de generación de electricidad en una planta de paneles solares fotovoltaicos. De modo que 2015 se presenta como un año donde es posible seguir reduciendo aún más el coste de generación de electricidad a partir de fuentes solares y eólicas. El buen comportamiento de la inversión en renovables también demuestra que, a pesar de que la caída en los precios del petróleo probablemente merma la confianza de los inversores, en el petróleo y las renovables no compiten los mismos fondos de inversión, de modo que la caída de los precios del petróleo no debería impedir que la energía renovable siga creciendo, en particular si es capaz de seguir reduciendo sus costes.

No obstante, **la principal noticia a destacar sea quizá el hecho de que la inversión en renovables creció un 17% en 2014, alcanzando los 270.000 millones de dólares.** Se trata del primer incremento interanual en los últimos tres años, y sitúa el total de

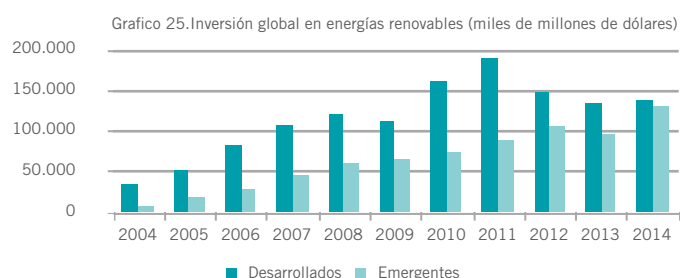
inversión tan sólo un 3% por debajo del máximo alcanzado en 2011, como muestra el gráfico 24.



Fuente: Bloomberg New Energy Finance

Ahora bien, **la inversión alcanzada en 2014 va también asociada a menores costes de capital tanto en energía solar como en energía eólica, de manera que cada millón de euros comprometido generó mucha más capacidad instalada medida en MW que en años anteriores.** La estimación de potencia instalada en 2014 es de 103 GW, frente 86 GW en 2013 o 80,5 GW en 2011.

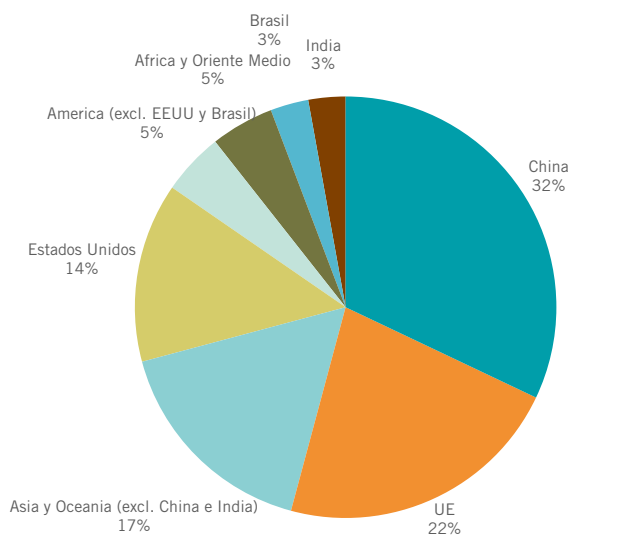
El año 2014 también fue testigo de cómo las iniciales localizaciones en occidente de proyectos de energías renovables se extienden y globalizan hacia otros países emergentes, de modo que este año las inversiones en energías renovables en economías emergentes casi se igualan con las que tuvieron lugar en países desarrollados y alcanzan los 131.000 millones de dólares (un volumen del que China representó 83.000 millones), un aumento del 33% respecto al año anterior, como se puede observar en el gráfico 25.



Fuente: Bloomberg New Energy Finance

Es este, sin duda, el mejor indicador de atractivo para la internacionalización de las empresas españolas del sector para aprovechar las numerosas oportunidades de inversión que están surgiendo fuera de España. Los proyectos solares y eólicos, especialmente, ya no están concentrados en Europa u otros países desarrollados. Muy al contrario, como muestran los datos de 2014, casi la mitad de proyectos relacionados con las energías renovables tuvieron lugar en economías emergentes. El gráfico 26 muestra el reparto de las inversiones en 2014 por regiones/países del mundo.

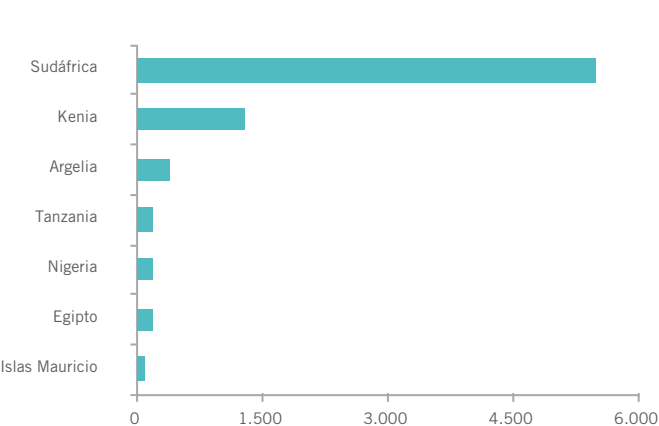
Gráfico 26. Reparto geográfico de las inversiones en energías renovables en 2014



Fuente: Bloomberg Energy Finance

**Del top 10 de países inversores, China destaca muy por encima de los demás países, pues de cada 3 dólares invertidos en renovables en 2014, uno tuvo lugar en el gigante asiático. También destacan por importantes aumentos Brasil y Holanda.**

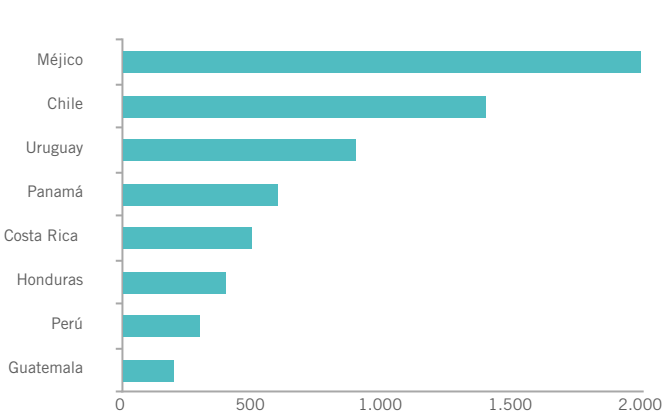
Gráfico 27. Inversión en energías renovables en 2014. Top África. Millones de dólares



Fuente: Bloomberg Energy Finance

Entre los retrocesos más importantes se encuentran los de Italia y Australia, en plena reconversión de su política energética y donde parece reducirse los subsidios y los incentivos a este tipo de energías. Una incertidumbre en política energética bastante generalizada en occidente, que no está favoreciendo el desarrollo potencial de las energías renovables.

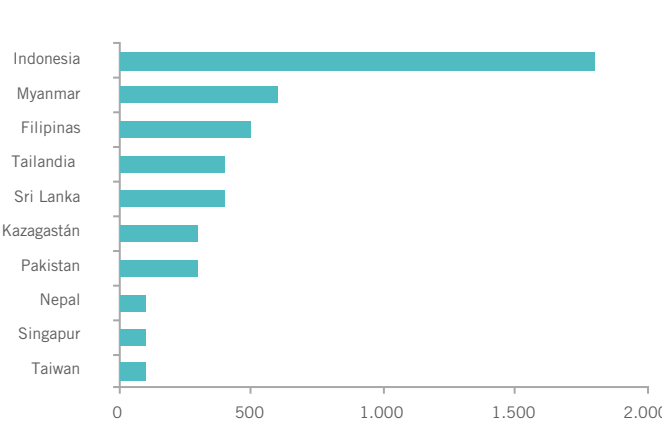
Gráfico 28. Inversión en energías renovables en 2014. Latinoamérica (sin Brasil). Millones de dólares



Fuente: Bloomberg Energy Finance

Del resto de países, destacan por haber alcanzado volúmenes de inversión superiores a 500 millones de dólares: Méjico, Indonesia, Turquía, Chile y Kenia (todos ellos por encima de los 1.000 millones), Costa Rica, Jordania, Myanmar, Panamá, Filipinas, Tailandia y Uruguay. Los gráficos 27, 28 y 29 recogen los principales destinos de las inversiones en renovables en 2014, tanto en África como en Latinoamérica y Asia.

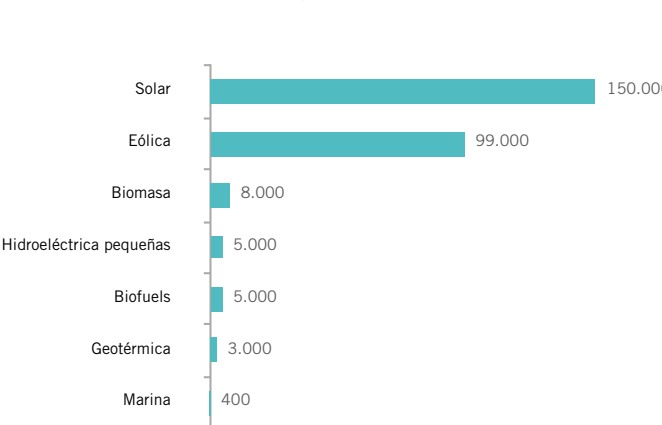
Gráfico 29. Inversión en energías renovables en 2014. Asia (sin China e India). Millones de dólares



Fuente: Bloomberg Energy Finance

En cualquier caso, **a nivel global, el buen comportamiento de las economías emergentes ha permitido que la inversiones en 2014 presentaran incrementos interanuales de dos dígitos, tanto en energía solar (+33%) como en energía eólica (+11%), como muestra el gráfico 30.**

Gráfico 30. Inversiones mundiales en energías renovables. 2014. Miles de millones de dólares



Fuente: Bloomberg Energy Finance



**Hay tres factores que juegan a favor de las energías renovables:**

**1. La creciente evidencia del papel que las energías renovables y tecnologías eficientes energéticamente están jugando en limitar el aumento global de las emisiones de gases de efecto invernadero.** Por otra parte, la eficiencia energética es uno de los factores que más ha contribuido a la sorprendente tendencia a la baja de la demanda de electricidad de los países de la OCDE.

**2. La batalla para reducir las emisiones de gases cada vez parece más urgente, conforme el mundo se prepara para la Conferencia sobre Cambio Climático que tendrá lugar a finales de año en París.** Datos recientes sobre el contenido de dióxido de carbono en la atmósfera han mostrado un aumento de 3 partículas por millón (ppm) en los últimos doce meses y de 21 ppm en una década. El CO<sub>2</sub> podría alcanzar las 404 ppm esta primavera.

**3. Las energías renovables se ven, cada vez más, como una inversión estable (incluso de reducido riesgo) por parte de los inversionistas institucionales.** Ello se hace evidente con los datos de inversiones en este tipo de activos y proyectos acontecidos en 2014. También se hace patente con el máximo marcado por las emisiones de “bonos verdes”, que alcanzaron los 39.000 millones de dólares en 2014. Finalmente, comportamientos como los del gigante alemán EON, cuando en noviembre de 2014 decidió mantener todas sus plantas e inversiones en renovables y separarlas de sus estructuras generadoras de energía convencional, son representativos de dónde aprecian estas empresas ausencia de riesgo y oportunidad de obtener rentabilidad.

La importancia creciente de la energía renovable en el mundo también se deduce de los siguientes datos. **Las inversiones en energías renovables representaron en 2014 el 48% la capacidad de generación de electricidad instalada en el mundo en este año lo que permitió que el peso global de las energías renovables alcanzase el 9,1%.** Si bien esta cifra disfraza realidades muy distintas entre países, el peso en economías muy

relevantes en el ámbito internacional indica que el crecimiento de las energías renovables es una tendencia imparable.

En Alemania, el peso de las energías renovables (incluyendo la energía hidroeléctrica) representa el 26% del total en 2014, cuando en 2007 tan sólo era un 14%. En Dinamarca, la energía eólica por sí sola supuso el 34% de la generación en 2013, desde un 18% en 2007. En Reino Unido, la importancia de la energía renovable pasó del mero 6% en 2008 al 18% en 2014. En Estados Unidos, y a pesar del boom del gas de esquisto, las energías renovables pasaron de representar el 8,5% en 2007 al 13% en 2013.

Esa cuota de mercado del 9,1% a nivel mundial equivale a evitar la emisión a la atmósfera de 1,3 gigatoneladas de gases anualmente. El aumento de las inversiones en energías renovables debe enviar una fuerte señal de oportunidad a gobiernos y empresas para que a finales de 2015, en la Conferencia prevista sobre Cambio Climático en París, se logre alcanzar un acuerdo global sobre la necesidad de llevar a cabo un crecimiento económico sostenible.

## 6 | El papel de los inversores evoluciona.

Ante las barreras comentadas anteriormente, los inversores hacen lo posible por sortearlas. Por ejemplo, **los “bonos verdes” ofrecen a los inversores institucionales un producto líquido y con rentabilidad fija que hace atractiva la inversión en energías renovables, mientras que las denominadas “yieldcos” o “empresas de alto rendimiento” ofrecen a los inversores un instrumento equivalente pero orientado a fondos de renta variable, ofreciendo de forma constante altos dividendos.** Estas últimas son compañías que cotizan en Bolsa y que poseen una cartera de activos renovables operativos. Recientemente, ACS creó una entidad de este tipo, al separar sus activos en renovables y con el objetivo de generar flujos de caja estables y, de este modo, otorgar dividendos regulares a sus accionistas a través de Saeta Yield. La

*Las inversiones en energías renovables representaron en 2014 el 48% la capacidad de generación de electricidad instalada en el mundo en este año lo que permitió que el peso global de las energías renovables alcanzase el 9,1%.*

pionera fue Abengoa cuando creó Abengoa Yield en Estados Unidos.

En general, los inversores institucionales están teniendo un importante papel en el “reciclado” de deuda y capital en proyectos de energía renovable en funcionamiento. Los bancos, los fondos, los desarrolladores de proyectos y las empresas de servicios públicos mantienen el valor de activos eólicos y solares maduros de los que obtienen una rentabilidad estable, y que pueden vender en algún momento futuro a instituciones con aversión al riesgo y que invierten preferentemente a largo plazo, como ocurre en el caso de los fondos de pensiones y aseguradoras, pudiendo los inversores originales reinvertir los ingresos en el desarrollo y construcción de nuevos parques eólicos y solares.

**Merece la pena destacar el creciente interés que en los últimos años han acaparado los proyectos de energías renovables para los inversores institucionales tales como fondos de pensiones, compañías de seguros o gestores de fondos.** Ello se ha visto reflejado en la aparición de los “bonos verdes” o *green bonds*, como un producto que otorga una rentabilidad fija ligada a proyectos de energía limpia, así como de las *yieldcos* y los *project funds*, como productos de renta variable expuestos a los flujos de caja procedentes de proyectos de energías renovables.

Sin embargo, otro importante canal que ha permitido la llegada de dinero procedente de los inversores institucionales es la inversión directa en proyectos de energías renovables. Algunos inversores institucionales han construido equipos muy competentes para valorar los proyectos de energía eólica y solar, con la idea específica de ser los dueños de todo o parte de estos proyectos de bajo riesgo y flujos de caja bastante predecibles. Si a



ello añadimos rentabilidades de los bonos soberanos y corporativos en mínimos históricos, es lógico que estos proyectos de infraestructuras de energías renovables hayan atraído su atención.

**El dinero procedente de inversores institucionales en proyectos de energías renovables alcanzó su máximo en 2014 con 2.800 millones de dólares, siendo claramente superior a los 1.800 millones de 2013.** Entre las mayores operaciones se encuentran cuatro fondos de pensiones daneses que invirtieron 600 millones de euros en el 50% de *Gode Wind offshore wind park*, La Caisse de Depot & Placement du Quebec que invirtió 644 millones de libras esterlinas en la mitad del proyecto de London Array y una serie de inversiones en parques eólicos y solares por parte de aseguradora alemana Allianz.

Finalmente, el papel del sector financiero en el proceso de transición que están viviendo las energías renovables está también cambiando en otros ámbitos. Así, por ejemplo, el movimiento de los gobiernos encaminado a poner en marcha subastas para la adjudicación de tarifas y acuerdos de compra de energía a proyectos de energías renovables puede situar a los bancos en una posición de pivote en el ciclo del proyecto antes del cierre financiero (y no sólo desde el cierre financiero en adelante).

## 7 | *Project Finance*, green bonds y bonos de proyecto en energías renovables como instrumento de internacionalización y diversificación de la financiación.

La economía española se encuentra inmersa en un proceso de transición hacia un tejido empresarial menos dependiente de la financiación bancaria. Y son probablemente las empresas de infraestructuras y de energías renovables las que mejor pueden aprovechar las ventajas que otorgan los denominados *bonos de proyecto* o *project bonds*.

De manera breve, y aunque después ahondaremos en su definición y

características, los bonos de proyecto se pueden definir como aquellos emitidos para la financiación de un proyecto concreto en el que la empresa obtiene financiación cediendo los flujos de caja futuros que se espera que genere el activo a una sociedad que, a su vez, emite bonos que se hacen acreedores de dichos flujos de caja. Así, el comprador del bono adquiere el derecho sobre los flujos de caja de dicho proyecto pero si quiebra éste, no podrá reclamar al *sponsor* o patrocinador que ha construido el proyecto y promovido el bono.

La financiación no bancaria juega un papel muy importante en Estados Unidos y en el Reino Unido, donde representa más de las tres cuartas partes de la financiación total. En Europa Continental, sin embargo, su peso ronda un tercio de la financiación total en la actualidad, habiendo sido en España su peso cercano al 10%. Conviene introducir brevemente cuales son las grandes ventajas que brindan, a las empresas en particular y a la economía española en general, un mejor acceso a los mercados de capitales, un mayor acceso, en definitiva, a la financiación no bancaria.

**Una primera gran ventaja para las empresas de infraestructuras y energías renovables es que los bonos de proyecto concretamente pueden ser una solución a la paulatina desaparición del *Project Finance* bancario.** Los bancos no están interesados en prestar a plazos tan largos. La financiación no bancaria también permite a las empresas ganar visibilidad a través del proceso de emisión y cotización del bono, generándose en el proceso significativas externalidades al grupo, tanto reputacionales como de negocio. En tercer lugar, este tipo de financiación permite extender los vencimientos de la deuda. Es obvia la importancia para un empresario que quiere acometer inversiones de medio plazo de disponer de financiación de largo plazo. Si la financiación disponible es sólo de corto plazo se reducirá la inversión agregada en la economía, ya que existe el riesgo de que el banco no renueve la línea de crédito pudiendo llevar a la empresa a la quiebra (sobran ejemplos en la reciente crisis económica española de empresas solventes que devinieron insolventes por problemas de liquidez). Por último, la financiación no bancaria diversifica las

fuentes de financiación, lo que permite evitar que una contracción crediticia tras una crisis bancaria como la vivida por la economía española pueda hacer de una empresa ilíquida una empresa insolvente. Y todo ello sin olvidar que la diversificación de las fuentes de financiación permite a las empresas, además, mejorar las condiciones de negociación de sus líneas bancarias.

**El *Project Finance* es una técnica de financiación usada para financiar inversiones en un amplio espectro de actividades o sectores, entre los que destacan los proyectos de generación de energía.** Uno de los principales atractivos de esta modalidad de financiación para el dueño del proyecto, al que se le suele denominar *sponsor* o patrocinador es que el coste de financiar un proyecto usando esta modalidad de financiación puede ser minimizado hasta el punto de que la deuda emitida para financiar el proyecto sea pagada después de transcurrido un largo periodo de tiempo y usando como garantía e ingresos únicamente los procedentes de los flujos de caja netos que origine el proyecto de inversión.

En el momento de lanzar el proyecto, el *sponsor* o ente patrocinador considerará acudir a la fuente de financiación vía deuda más barata, algo sobre lo que influirá la localización del proyecto, el sector, la identidad del *sponsor* o los asesores de la empresa que lanza el proyecto, pero el determinante crucial será uno sobre el que la empresa no tiene control: la liquidez existente en los mercados de deuda en ese momento de lanzamiento.

La banca comercial ha sido, históricamente, la primera fuente de financiación de *Project Finance*. Pero, como es bien sabido, en los últimos años la banca comercial en los países ricos se ha caracterizado por fuertes restricciones de crédito, producto de una combinación de efectos provocados por la crisis financiera internacional y la necesidad de incrementar sus ratios de capital. **En la medida en que la nueva regulación de Basilea III requiere de los bancos un mejor equilibrio entre pasivos (préstamos) y activos, seguirán existiendo oportunidades atractivas de financiación para proyectos de energías renovables (especialmente si estos**



*En la medida en que la nueva regulación de Basilea III requiere de los bancos un mejor equilibrio entre pasivos (préstamos) y activos, seguirán existiendo oportunidades atractivas de financiación para proyectos de energías renovables (especialmente si estos requieren fuertes inversiones y largos plazos de devolución) en los mercados de capitales, sobre todo en el segmento de project bonds.*

**requieren fuertes inversiones y largos plazos de devolución) en los mercados de capitales, sobre todo en el segmento de project bonds.**

**Los project bonds no son algo nuevo, pese a que gozan de un buen momento. Existen desde los años 80 en Estados Unidos, país donde el mercado de project finance tiene una larga experiencia en el uso de project bonds.**

No es casualidad que, de hecho, hasta la fecha, la mayoría de bonos de proyecto se hayan emitido en Estados Unidos y, principalmente, para financiar proyectos en Estados Unidos.

**Respecto a los participantes en los bonos de proyecto podemos destacar:**

**1. Sponsor o Promotor:** es el licitante y desarrollador del proyecto y puede ser un grupo financiero o industrial. Dentro del ámbito financiero puede tratarse de entidades financieras o de fondos de infraestructuras.

**2. Ente concedente:** hace referencia a las Administraciones Públicas licitadoras del proyecto, directamente o bien a través de una sociedad o Ente Público.

**3. Entidades financieras públicas o privadas.**

**4. Inversores.** Fundamentalmente inversores institucionales, aseguradoras.

La actividad en el mercado de bonos de proyecto del sector de energías renovables disminuyó en 2014, cayendo el importe total de emisiones hasta los 630 millones

de dólares. Ello representa una caída del 82% con respecto al año anterior. Las emisiones de *project bonds* relacionados con energías renovables alcanzaron en 2013 los 3.100 millones de dólares, un aumento del 53% respecto a 2012, según datos de Bloomberg New Energy Finance y del Infrastructure Journal.

**Entre las razones de la fuerte disparidad de emisiones entre 2014 y 2013 podemos encontrar las siguientes:**

**1. Que 2013 fue un año récord de emisiones, gracias a varias emisiones muy elevadas.** Las dos emitidas por MidAmerican Energy Holdings por sí solas alcanzaron los 1.300 millones de dólares.

**2. Europa, que representó en torno a una quinta parte de las emisiones los dos últimos años,** ha visto cómo sus empresas volvían a disfrutar de la financiación bancaria y, además, a costes históricamente reducidos, lo que ha debilitado los incentivos para emitir bonos para financiar proyectos.

**Norteamérica, pese a haber registrado una caída de emisiones del 85%, fue la región que llevó a cabo la emisión de bonos más importante: 209 millones de dólares para una cartera de seis proyectos solares en Canadá llevada a cabo por Northland Power.** Se trata de una refinanciación de carteras de proyectos ya existentes, del mismo modo que otras refinanciaciones de varios proyectos hacen que podamos pensar que sea una tendencia que continúe en 2015.

En Europa las emisiones también cayeron hasta un 85%, si bien podemos destacar dos grandes proyectos: la emisión de bonos por valor de 76 millones de dólares por parte de Estover Energy en el Reino Unido y la emisión por valor de 105 millones de dólares de Antin Solar Investments en Italia.

**Por último, varios grupos de trabajo se han creado en China, con el objetivo de que un mercado de bonos de proyectos de energías renovables vea la luz en 2015.**

La categoría más amplia, que incluye los *green bonds* promovidos por bancos de desarrollo y los bonos corporativos, disfrutó de unos emisiones de 39.000 millones de dólares, lo que representó multiplicar por 2,6 veces las emisiones de 2013. Este volumen récord de emisiones fue posible por dos emisiones del Banco Mundial y agencias gubernamentales nacionales respectivamente así como por los bonos corporativos de GDF Suez de Francia y Verbund de Austria. Del mismo modo, el banco alemán de desarrollo, KfW, emitió bonos verdes por valor de 2.000 millones de dólares en julio de 2014. Una segunda emisión que llevó el total hasta los 3.500 millones de dólares situaron a este banco alemán como el segundo emisor europeo, sólo por detrás del Banco Europeo de Inversiones (BEI), con 15 acuerdos que alcanzaron un valor de emisión de 5.500 millones de dólares.

*En lo que respecta al precio de la electricidad la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en lo sucesivo CNMC) ha advertido del alto precio de la electricidad en España, puesto que es uno de los más caros de Europa y de la elevada concentración que tiene ese sector energético.*



Las cifras anteriores dan muestra del significativo papel que siguen desempeñando los bancos de desarrollo en la financiación de proyectos de energías renovables. En 2013, según la investigación de Bloomberg New Energy, los bancos de desarrollo invirtieron 84.900 millones de dólares en el mundo en energías limpias, una categoría que incluye la eficiencia energética así como la transmisión y la distribución y las energías renovables. Ello supuso una caída del 10% sobre 2012, fundamentalmente por las menores inversiones de KfW de Alemania y BNDES de Brasil. Las cifras para 2014 aún no están disponibles.

El BEI se situó en segundo lugar en 2014 como mayor prestamista, con un crédito de 1.500 millones de dólares, un 20% por debajo de la cifra de 2013. El banco apoya proyectos dentro y fuera de Europa. Muchas esperanzas están puestas en el recientemente creado Banco Asiático de Inversiones de Infraestructuras, liderado por China, al que de momento no pertenece Estados Unidos pero si la mayoría de países occidentales.

Por otra parte, sorprende el hecho de que el auge del mercado de bonos verdes apenas se resiente del reciente desplome en el precio del petróleo. Y es que, las rentabilidades nulas o incluso negativas que ofrece buena parte de la deuda pública favorece una mayor demanda de deuda corporativa. De ahí que las estimaciones para 2015 del consenso de analistas sean que las emisiones de bonos

verdes corporativos puedan superar por vez primera los 30.000 millones de dólares. El importe conjunto de emisiones de bonos verdes se triplicó en 2014, hasta alcanzar los 39.000 millones de dólares. Pero de esta cifra, solo 19.000 millones correspondieron a deuda corporativa.

**En Europa, compañías como Vestas o Peprec han captado entre ambas casi 1.000 millones de dólares en lo que llevamos de año. Pero el consenso de analistas considera que el mayor boom de emisiones corporativas de bonos verdes procederá de China.**

La naturaleza predecible y estable de los ingresos que provienen de un proyecto de infraestructura como es el caso de los proyectos de energías renovables hace estos proyectos especialmente adecuados para los inversores procedentes de los mercados de capitales. Además, en muchos casos, el proyecto conlleva un acuerdo de suministro (por ejemplo, un acuerdo de compra de energía o una concesión) que dotará al proyecto de una renta aún más segura y predecible a lo largo del tiempo y que excederá el periodo de duración de la deuda. Y a lo anterior hay que añadir que muy a menudo los acuerdos de suministro son celebrados con agencias gubernamentales o apoyados por entidades solventes, haciendo aún más atractivo el futuro flujo de rentas.

Conforme la viabilidad a largo plazo de las rentas previstas en estos activos se

apuntala, los inversores centrarán su atención en asegurar que el proyecto sea capaz de generar sólidos ingresos durante el periodo de pago del bono de proyecto. Un acuerdo de suministro apoyado por un buen crédito y una estructura fuerte de precios permitirá a los potenciales inversores en el bono de proyecto asegurarse una corriente de ingresos a largo plazo, estable y predecible.

No obstante, **emitir un bono de proyecto es un proceso laborioso y que lleva tiempo.** Y una vez que el promotor ha emitido el bono de proyecto, este tiene que interactuar con un nutrido grupo de bonistas a lo largo de la vida del proyecto (en lugar de con un grupo de prestamistas acostumbrados a las demandas de una financiación de proyecto). **Con costes de deuda competitivos y plazos de devolución más amplios otorgados por los mercados de capitales, la decisión de emitir bonos debe tener en cuenta algunas consideraciones de relevancia, que exponemos a continuación.**

#### **1. Requisitos regulatorios.**

Los bonos de proyecto son valores negociables y, por lo tanto, están sujetos a amplias y complejas leyes sobre valores que se afanan en proteger a los inversores de abusos tales como el fraude, el *insider trading* y la manipulación del mercado. La legislación sobre valores a la que queda sujeta el bono de proyecto hace el proceso inevitablemente más complejo y laborioso de lo que sería si simplemente



solicitásemos un préstamo a un banco, debido al trabajo regulatorio que lleva aparejado.

## **2. Consentimiento y relaciones con los acreedores.**

Una de las ventajas de los bonos de proyecto para sus promotores o *sponsors* es que los tenedores de bonos tendrán unos requisitos de documentación menos onerosos, lo que permite a la empresa mayor flexibilidad a la hora de decidir la construcción y la gestión del proyecto.

A pesar de la extensa documentación que rige las relaciones entre todos los entes participantes, los temas que no hayan sido contemplados en el momento de la firma pueden aparecer a lo largo del periodo de financiación, situación en la que el consentimiento del prestamista será normalmente requerido para cualquier enmienda o renuncia de las condiciones de la documentación relativa a la financiación.

En el caso de los bonos de proyecto, este proceso puede ser problemático para los promotores o *sponsors* ya que, generalmente, es más difícil lograr el acuerdo de un gran número de bonistas que el de un pequeño grupo de bancos comerciales acostumbrados a las exigencias de la financiación vinculada a proyectos.

Es relativamente normal que los *sponsors* acudan a estructuras de varias fuentes de financiación para sus proyectos, lo que significa que no es extraño que un proyecto se financie a través de un préstamo de una entidad financiera, deuda pública y bonos de proyecto en los mercados de capitales. Así, incorporar un bono en la estructura de capital del proyecto y lograr una relación armoniosa entre bancos, agencias de exportación, agencias de desarrollo y bonistas requiere de una gestión cuidadosa por parte de expertos abogados.

## **3. Requisitos de calificación crediticia.**

Las agencias de calificación crediticia publican detalles de los criterios que usan para calificar los proyectos. El mínimo grado de calificación crediticia aceptado por gran parte de los inversores para aceptar los bonos es *investment grade* o grado de inversión. Si bien existen organismos como el Banco Europeo Inversiones cuya participación en el *pool* como avalista puede ayudar a la empresa a mejorar su *rating*, que podría pasar incluso de *high yield* a

*investment grade*. Uno de los mayores problemas que, en este sentido, se encuentran las empresas de países emergentes para emitir es que su *rating* está condicionado por la calificación de crédito que ostenta el país (*rating* soberano) y si la deuda del país no se considera de grado inversión la empresa no encontraría inversores interesados en la compra de los bonos.

## **4. Riesgo de construcción.**

La construcción es generalmente considerada uno de los riesgos más significativos en un proyecto debido a que el proyecto se apoya en un número limitado de activos para generar ingresos. Por ello, el riesgo de construcción, aunque puede ser suavizado a través del apoyo a la finalización, ha sido considerado tradicionalmente el principal obstáculo para los bonos de proyecto. Los tenedores de bonos o bonistas han sido reticentes, históricamente, a asumir el más mínimo riesgo de construcción del proyecto. Este rechazo proviene del perfil de la base inversora de estos proyectos, que suele incluir aseguradoras, tesorías bancarias, fondos de pensiones y gestores de activos que buscan activos a largo plazo con flujos predecibles y estables de ingresos.

Una opción interesante para los promotores del proyecto puede ser introducir en la documentación financiera inicial la posibilidad de refinanciar los préstamos iniciales con bonos de proyecto (pues éstos serán más atractivos en la medida en el proyecto está plenamente operativo, ya que los bonistas ya no estarán asumiendo el riesgo de construcción al invertir en deuda).

Es poco probable que los promotores busquen refinanciar deuda con banca para proyectos iniciados entre 2004 y 2008 ya que, en términos comparativos, y a los precios actuales que ofrece el mercado, no sería una operación interesante. Ahora bien, el interés puede cambiar sustancialmente si se trata de deuda bancaria contraída a partir de 2008.

**Cualquier calificación crediticia asignada a un bono proyecto durante la fase de construcción se verá fuertemente afectada por la calidad crediticia del contratista constructor. Entre las posibles opciones de reducir el riesgo asociado a la construcción (y así elevar la calificación crediticia del bono proyecto) se encuentran:**



**a) Obtener un contrato de construcción con un precio máximo garantizado y, de este modo, transferir el riesgo de aparición de sobrecostes durante el proceso de construcción al contratista.**

El contrato de construcción también incluirá incentivos financieros (*bonus*) e indemnización por daños y perjuicios a fin de incentivar al contratista a construir el proyecto de acuerdo a la planificación y el presupuesto iniciales, compensando a la empresa o ente promotor de cualquier pérdida o retraso en la ejecución.

**b) Obtener una carta de crédito irrevocable, incondicional y bajo demanda o un bono de ejecución facilitado por una institución financiera con una elevada calificación crediticia por una cantidad suficiente para cubrir los costes de reemplazo estimados asociados con un contratista insolvente o de bajo rendimiento, retrasos o posibles sobrecostes.**

**c) Implementar una estructura financiera que permita el pago del servicio de la deuda planificado en un escenario de construcción adverso** (para afrontar retrasos en la ejecución del proyecto).

A los riesgos anteriores hay que añadir el hecho de que financiar un proyecto utilizando instrumentos del mercado de capitales también representa un desafío único en el sentido de que un gradual periodo de giro o de cambio de fase representa un reto para una clase de activo que, en general, no prevé o no establece un compromiso por fases de los inversores. Por lo tanto, al emitir un bono de proyecto durante la fase de construcción puede existir un coste de acarreo o *cost of carry* significativo, conforme se haga necesario pagar un interés por deuda emitida en exceso. Este coste de acarreo puede reducir una parte significativa de las ganancias en forma de menor coste de la financiación obtenido gracias a la financiación no bancaria. El diseño de bonos de proyecto para proyectos que se encuentran aún en su fase de construcción es más exigente que el diseño cuando se trata de estructurar el acuerdo ya en la fase operativa.

## 5. Riesgo en el periodo de funcionamiento del proyecto.

Tras el periodo de construcción, en general no existen costes significativos ni impredecibles relativos al proyecto, lo que reduce el riesgo por menor probabilidad de contingencias (suponiendo que el proyecto haya sido construido de acuerdo a lo establecido) y permite generar estables flujos de caja durante periodo de recuperación de la inversión en el bono. Esta reducción del riesgo del proyecto hace que una colocación exitosa del bono de proyecto sea mucho más sencilla.

Dicho esto, el proyecto no está totalmente ausente de riesgo durante el periodo de funcionamiento, ya que proyecto puede tener que frente a problemas de gestión o de funcionamiento (*operational problems*) que desemboquen en costes mayores a los previstos, menor disponibilidad o producción limitada.

Entre las posibles acciones encaminadas a mitigar el riesgo operativo (y, por tanto, aumentar la calificación crediticia de un bono proyecto) se encuentran:

a) Contratar a un operador experimentado bajo un acuerdo de servicio de largo plazo.

b) El uso de tecnología probada y contrastada. Los proyectos que utilizan tecnología probada con un amplio historial de eficiencia son

considerados más seguros y con más probabilidades de éxito que aquellos que confían en tecnologías nuevas y poco contrastadas.

c) Garantizar materia prima de calidad y buenos acuerdos de combustible.

d) Lograr unos acuerdos con las aseguradoras razonables, incluido el seguro de interrupción del negocio.

## 8 | Conclusión.

Las energías renovables son parte crucial del futuro energético y forman parte de la revolución energética que experimenta el mundo en la actualidad.

A nivel global, los sistemas eléctricos nacionales se enfrentan a numerosos desafíos. El reto es buscar el equilibrio entre la sociedad civil, los operadores tradicionales y los nuevos entrantes para garantizar una energía limpia y asequible. Para ello es necesario una regulación moderna y equilibrada, de modo que el papel que juegan las instituciones reguladores y los gobiernos no es menor.

En España, una mala regulación permitió crecer demasiado rápido al sector de energías renovables, lo que derivó en una situación que, agravada por la fuerte caída de la demanda producto de la profunda crisis económica, se ha caracterizado por reducción de creación de nuevas empresas, aumento de cierres y de concursos de acreedores, destrucción de empleo así como elevación del riesgo de crédito medio de las empresas del sector.

Las energías renovables tienen en España un coste público elevado. No es que las energías renovables sean las causantes del déficit tarifario sino que es el propio esquema tarifario el que permitió una total discrecionalidad en el traslado de los incrementos de costes subyacentes a los precios. El esquema tarifario también creó incentivos perversos al promover la sobreinversión en energías renovables. Si los costes de las energías renovables se hubieran trasladado a los precios de forma automática antes, la señal de alarma hubiera surgido también antes. A los problemas estructurales de la regulación sectorial se han añadido el tradicional problema del carácter intermitente de las energías renovables, que necesita de los ciclos combinados para asegurar la continuidad del suministro y la caída de la demanda eléctrica por la menor actividad económica consecuencia de la crisis, que obliga a repartir entre un menor número de usuarios por lo que el coste medio por kwh es mayor, sin necesidad que aumente el precio de la energía primaria.

No obstante, las energías renovables deberían impulsar en España las nuevas tecnologías y el empleo cualificado. El fuerte y temprano crecimiento del sector hasta 2008 permite a España contar con empresas de referencia mundial en el sector así como con un amplio tejido empresarial. Dadas las dificultades actuales para crecer en España, las empresas deben buscar fuera de España las oportunidades de inversión que, afortunadamente, son muchas. El crecimiento del sector a nivel mundial así lo demuestra, con un impulso del 17% en 2014. Las oportunidades de inversión ya no se encuentran sólo en los países desarrollados sino que por vez primera los países en desarrollo colideran estas inversiones, impulsados por la gran inversión registrada por la economía china.





Tanto los bonos verdes (*green bonds*) como los bonos de proyecto (*project bonds*) son instrumentos útiles y adecuados para minimizar riesgos y lograr la financiación necesaria para abordar inversiones en energías renovables fuera de España. Y cuentan con gran interés de la comunidad inversora, especialmente por parte de los fondos de pensiones y aseguradoras. Su atractivo reside en la naturaleza predecible y estable de los ingresos que provienen de un proyecto de infraestructura como es el caso de los proyectos de energías renovables. Además, en muchos casos, el proyecto conlleva un acuerdo de suministro (por ejemplo, un acuerdo de compra de energía o una concesión) que dotará al proyecto de una renta aún más segura y predecible a lo largo del tiempo y que excederá el periodo de duración de la deuda. Y a lo anterior hay que añadir que muy a menudo los acuerdos de suministro son celebrados con agencias gubernamentales o apoyados por entidades solventes, haciendo aún más atractivo el futuro flujo de rentas.

Copyright © 2015 AXESOR CONOCER PARA DECIDIR S.A. Todos los derechos reservados.

*Esta publicación está protegida por derechos de autor. No está autorizada su difusión sin la previa autorización por escrito de AXESOR. Queda prohibida divulgar ningún contenido ya sea total o parcial de la publicación en ningún tipo de soporte ni facilitarla a terceros, ni trasladar, comunicar, transferir, ceder, subarrendar, sub-licenciar, vender o realizar cualquier otro acto de disposición de los datos o información contenida en la misma, ya sea de forma gratuita u onerosa, ni alterar, transformar o tergiversar de cualquier forma, total o parcialmente, la publicación; así mismo, tampoco podrá copiar y/o duplicar o incorporar a base de datos, la publicación haciendo extensiva esta prohibición a la copia de la misma, una vez modificada y/o fusionada, así como a la creación de ficheros que contengan total o parcialmente la información contenida en la publicación. La publicación y su contenido no se utilizarán para ningún propósito ilegal o no autorizado por AXESOR.*

