

El Reino Unido y el Debate Nuclear

Alistair Scrimgeour

Deloitte. Socio

Jesús Navarro

Deloitte. Socio

PAPELES *DE*
CUADERNOS
DE ENERGÍA



EDITADO POR:



**CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA**

ENERCLUB

El Reino Unido y el debate Nuclear

Alistair Scrimgeour

Delloite. Socio

Jesús Navarro

Delloite. Socio

Publicación - Separata del nº 26 de Cuadernos de Energía

Edita



Reservados todos los derechos. Queda totalmente prohibida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluso fotocopia, grabación magnética y óptica o cualquier sistema de almacenamiento de información o sistema de recuperación sin permiso de los propietarios del copyright.

Club Español de la Energía
Paseo de la Castellana, 257, 8ª Planta
28046 Madrid
Tf. 91 323 72 21
Fax. 91 323 03 89

www.enerclub.es

Depósito Legal: M-21638-2008

Índice

Se necesita reacción...	5
Aire limpio	10
Afrontar los riesgos	16
Energía para afrontar los objetivos	25

Se necesita reacción...

Presentación del libro Debate Nuclear de Deloitte

El Primer Ministro del Reino Unido ha calificado al cambio climático como “el mayor desafío medioambiental del mundo”. Una de las medidas claves del gobierno del Reino Unido para abordar este desafío ha sido fijar el objetivo de conseguir que el 15% de la capacidad de generación eléctrica del Reino Unido provenga de fuentes renovables para 2020, en línea con las obligaciones vinculantes derivadas de la Unión Europea.

Sin embargo, es probable que los beneficios de las inversiones en el sector de energías renovables, en términos de reducción de CO₂, se vean anulados en gran medida si se permite que disminuya la contribución de la energía nuclear al conjunto de tipos de energía. En 2006 las centrales nucleares británicas generaron el 19% de la energía del país, mientras que el gas generó el 36% y el carbón, un 38%. En 2007 el porcentaje descendió hasta el 15%, y en 2008 llegó a caer a 19,2 TWh durante el periodo de seis meses terminado a finales de septiembre debido a los problemas sufridos por una central obsoleta. Además, aproximadamente el 3% de la demanda de electricidad en el país se cubre con importaciones de energía nuclear de Francia, así que el consumo total de energía nuclear en el Reino Unido suele estar normalmente en torno al 22%.

Se espera que esta cuota se reduzca al 7% para 2020 a no ser que se alargue la vida de las actuales centrales nucleares o que se construya una nueva generación de ellas, ya que todas las centrales nucleares, salvo una, estarán cerradas para el año 2023.

“Aproximadamente un 22% de la electricidad del Reino Unido se genera actualmente a partir de energía nuclear”.

En octubre de 2008 el Gobierno británico anunció su objetivo de reducir un 80% las emisiones de gases de efecto invernadero para 2050, y añadió el dato de que la energía nuclear sería esencial para tener alguna posibilidad de lograrlo. Los ministros y asesores del Gobierno han determinado que el 40% de energía nuclear es un dato realista y deseable, aunque el Ejecutivo no se ha marcado otra política más que la sustitución (20%). (Para llegar al 40% en 2030 se necesitarían aproximadamente 200 TWh, lo que requiere una capacidad nuclear de 30 GWe).

Reactores en funcionamiento en el Reino Unido

Reactores	Tipo	Capacidad neta individual	Inicio operaciones	Cierre previsto
Oldbury 1 & 2	Magnox	217 MWe	1968	Dic 2010**
Wylfa 1 & 2	Magnox	490 MWe	1971-72	Dic 2010**
Dungeness B 1 & 2	AGR	545 MWe	1985-86	2018
Hartlepool 1 & 2	AGR	595 MWe	1984-85	2014 (2019?)
Heysham 1 & 2	AGR	615 MWe	1985-86	2014 (2019?)
Heysham 3 & 4	AGR	615 MWe	1988-89	2023
Hinkley Point B 1 & 2	AGR	620 & 600 MWe*	1976-78	2016
Hunterston B 1 & 2	AGR	620 & 600 MWe*	1976-77	2016
Torness 1 & 2	AGR	625 MWe	1988-89	2023
Sizewell B	PWR	1.196 MWe	1995	2035
Total (19)		11.035 MWe		

* Activos al 70% de potencia indefinidamente

** La NDA ha estado examinando la posibilidad de ampliar la vida útil durante 2 años, y ha anunciado que Oldbury seguirá funcionando dos años más desde su fecha de cierre prevista para diciembre de 2008

La sustitución prevista del carbón por el gas como combustible para la generación eléctrica y, en menor medida, el aumento previsto de la generación a partir de energías renovables, permitirán una disminución de las emisiones de CO₂ para 2020, incluso aunque no se prolongue la vida de las actuales centrales nucleares o se construyan otras nuevas. Sin embargo, si se llevase a cabo la construcción de nuevas centrales o se prolongase su vida, la energía nuclear podría contribuir a alcanzar los objetivos de reducción de emisiones para esa fecha. Parece que en un contexto de restricción de emisiones, la inclusión de la energía nuclear como una medida auxiliar para alcanzar los objetivos de emisiones del gobierno, estaría, a primera vista, justificada.

Sin embargo, desde que el gobierno del Reino Unido adoptó un enfoque liberalizado y basado en el mercado para sus mercados eléctricos, no se ha puesto en servicio ninguna central nuclear en el Reino Unido a excepción de Sizewell B (que fue planificada y construida cuando British Energy aún pertenecía al Estado). Dicho de forma simple, parece que, el sector privado, al menos en el Reino Unido, no hubiera encontrado incentivos potenciales de inversión en nuevas centrales nucleares que sean suficientemente atractivos para justificar los riesgos inherentes a este tipo de proyectos.

Si bien esto se ha modificado en los últimos años. En una fecha tan reciente como 2003, el Gobierno británico era muy reacio a depender de la energía nuclear, pero su actitud ha cambiado desde el 2006. En vista de las medidas anunciadas, se prevé un periodo de preparación y planificación de 5,5 años, de modo que la construcción de nuevas centrales podría iniciarse a mediados de 2013. Varias de ellas podrían estar funcionando en 2020.

Reactores nucleares planificados y propuestos

Propuesta	Situación	Tipo	MWe	Inicio
EdF / BE	Sizewell, Suffolk	EPR x 2	3200	2019
EdF / BE	Hinkley Point, Somerset	EPR x 2	3200	2017
RWE + E.On	Oldbury, Gloucestershire	EPR o AP1000*	1600	2020+
RWE + E.On	Wylfa, Wales	EPR o AP1000*	3600	2020+

* Pendiente de obtener pre-licencia antes de tomar la decisión

La ecuación de inversión para el sector privado en el Reino Unido y en el continente se ve alterada por tres factores críticos al considerar el valor que las nuevas centrales nucleares aportarán a las carteras de los inversores.

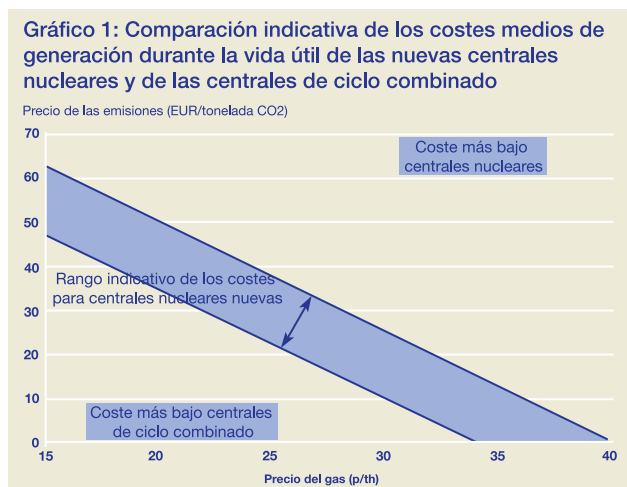
- El desarrollo del Régimen de Comercio de Derechos de Emisiones (RCDE) de la UE ha igualado, en cierta medida, las reglas de juego entre la generación a partir de combustibles fósiles y la nuclear, en términos de coste medioambiental.
- El “perjuicio” relativo del coste de los derechos de emisión se agrava a causa de los altos precios del petróleo, un patrón que según los analistas del sector puede continuar.
- Las tecnologías nucleares han cambiado sustancialmente en términos económicos y de eficiencia en las últimas décadas, y es posible que el Reino Unido pueda beneficiarse de la ventaja de ser el “segundo en llegar”, aprovechando la experiencia y el desembolso de los costes de la innovación de las nuevas centrales nucleares en Europa, EE.UU. y Asia.

Precio de las emisiones de CO₂

Parece existir consenso sobre el hecho de que la electricidad generada por las centrales nucleares tiene, sin considerar el coste de las emisiones de CO₂, un coste unitario medio de generación durante la vida útil más elevado que el de las centrales que utilizan gas como combustible. En el Reino Unido, esta postura ha sido confirmada por la Royal Academy of Engineering y está también reflejada en la modelización de costes de la generación de energía contemplada en el Libro Blanco del Ministerio de Comercio e Industria británico. En este contexto, parece racional la elección de no invertir en nuevas centrales de energía nuclear.

Una de las razones por las que la energía nuclear es más cara que la energía generada en las centrales de combustibles fósiles y, en particular, que la generada en las centrales que utilizan gas, es la diversidad de requisitos normativos en relación con las sustancias contaminantes emitidas durante la generación de electricidad. Mientras que el coste de la eliminación de residuos ha sido hasta ahora interno, responsabilidad del propietario de la central nuclear debido a la necesidad de constituir reservas de conformidad con el régimen normativo de las centrales nucleares, la contaminación derivada de las centrales de combustibles fósiles ha constituido un coste externo, que no se reflejaba en los costes de generación de la central. Esto cambió con la introducción del RCDE de la UE, que obliga a las centrales eléctricas que produzcan CO₂ a pagar derechos de emisión por cada tonelada de CO₂ emitida. En la práctica, esto impone un precio a las emisiones equivalente al precio de una cuota, aunque actualmente las centrales obtienen algunos derechos gratuitos. En principio, esto debería ayudar a aumentar la competitividad de la energía nuclear.

Nuestro primer capítulo considera el papel crucial del precio de las emisiones en los futuros aspectos económicos de las nuevas centrales nucleares. Las circunstancias en las que la energía nuclear es rentable se muestran, a modo de ejemplo, en el gráfico



adjunto. Con precios bajos de CO₂ y gas, es probable que el coste medio de generación durante la vida útil de la electricidad en una central que utiliza gas sea más bajo que el de la electricidad producida en una central nuclear. Inversamente, con unos precios elevados de CO₂ y de gas, es probable que el coste medio de generación durante la vida útil de la electricidad en una central nuclear sea inferior al de la electricidad producida en una central que utilice gas. El punto en el que una central nuclear empieza a ser más barata depende de diversos factores, de los cuales el más importante es el coste de establecimiento de cualquier nueva central nuclear. Puesto que dicho coste es incierto en el momento presente, nos ocuparemos de este tema en nuestro tercer capítulo. La cifra del gráfico muestra un rango indicativo de aspectos económicos relativos. Actualmente, opinamos que independientemente de la evolución del mercado de CO₂, el RCDE de la UE no debería considerarse la solución para igualar las reglas de juego entre la energía generada a partir de combustibles fósiles y la energía nuclear mediante la fijación de un precio de CO₂ para la energía generada a partir de combustibles fósiles. El compromiso político a largo plazo con el RCDE de la UE no está asegurado, hoy por hoy, más allá del 2020, por lo que este sistema no se considera una base lo suficientemente sólida sobre la que tomar decisiones de inversión a más de 40 años vista. Además, el proceso de toma de decisiones políticas en la UE que establece el límite global de derechos de emisión puede no conseguir establecer un tope en un nivel que refleje el valor a largo plazo de las emisiones no realizadas. Es el coste de la reducción de emisiones a largo plazo el que debería tomarse como base para valorar los beneficios de la energía nuclear. De hecho, aún está por ver si es posible establecer el coste de la reducción de las emisiones a largo plazo y reflejarlo en el precio de mercado del CO₂ en el nivel adecuado para contrarrestar el cambio climático.

El primer capítulo también tiene en cuenta los pasos que tendrá que dar el gobierno del Reino Unido fuera del RCDE de la UE, o

complementariamente al mismo, para asegurarse de que existe un compromiso político estable hacia el reconocimiento del valor de las emisiones no realizadas. Este compromiso puede, por ejemplo, incluir la suscripción por parte del gobierno de contratos de compensación de precios (CfD, por sus siglas en inglés) que garanticen un límite mínimo para el precio de las emisiones de CO₂ de las centrales, así como medidas fiscales como la reforma y ampliación del Impuesto para el Cambio Climático.

El mercado de la electricidad en el Reino Unido

El coste inicial más elevado de la energía nuclear supone que el coste de la electricidad generada incluye un componente mucho más elevado de servicio de la deuda, en comparación con una central de combustibles fósiles. En consecuencia, en una estructura de proyecto financiado, la exposición del prestamista a un retraso o a un impago del servicio de la deuda a causa de una caída del precio de mercado de la electricidad es mayor en el caso de las centrales nucleares que en el de las de combustibles fósiles. Para mitigar este riesgo, es probable que los inversores y los proveedores de fondos de una nueva central nuclear exijan acuerdos de compra de electricidad a largo plazo que garanticen el flujo de ingresos. Sin embargo, como resultado de la situación estructural del sector eléctrico y de la naturaleza de los acuerdos de comercialización en el Reino Unido, existe una liquidez relativamente limitada en los contratos a medio y largo plazo. Dado el elevado nivel de producción de una central nuclear típica, podría ser difícil para un operador nuclear independiente con proyecto financiado colocar su producción en el mercado mediante acuerdos a largo plazo sin, por ejemplo, algún tipo de obligación que exija a los compradores adquirir una parte de su cartera energética de centrales nucleares u otros incentivos que optimicen la situación a largo plazo de los operadores nucleares. Podemos aplicar las lecciones aprendidas de la experiencia de British Energy como una empresa con una cartera desequilibrada (sin suficiente reserva de clientes en la fase de distribución y comercialización).

Por el contrario, una empresa grande verticalmente integrada puede considerar una inversión financiada en energía nuclear y reflejada en el balance como parte de sus actividades generales de desarrollo de cartera, en el contexto de una cartera variada de combustibles y de una reserva de clientes minoristas en la fase de distribución y comercialización para diversificar y gestionar este riesgo a lo largo de los distintos ciclos de mercado.

Siempre que los acuerdos de mercado no distorsionen o impidan realmente a las empresas del sector privado decidir sobre la construcción de nuevas centrales nucleares, este supuesto de construcción de nuevas centrales financiadas por empresas requeriría un mínimo de intervención en el mercado por parte del gobierno y los organismos reguladores.

Además, los participantes en el mercado eléctrico del Reino Unido se enfrentan a una serie de mecanismos ad hoc que han evolucionado para abordar diversos aspectos de la política gubernamental en materia de energía, como la Obligación de Uso de Energías Renovables (“Renewables Obligation”) y el Impuesto para el Cambio Climático, cada uno con distintos grados de complejidad y aplicabilidad al sector. Puede que sea el momento oportuno para reconsiderar estas medidas diversas y racionalizar las señales de precio que se envían al mercado para reforzar la prioridad general del objetivo de cambio climático para el Reino Unido.

Nuestro tercer capítulo estudia qué cambios, si fuese necesario, habría que llevar a cabo en el diseño y funcionamiento del mercado eléctrico en el Reino Unido para superar algunas de las barreras a las que se enfrentarían tanto una empresa nuclear verticalmente integrada como un promotor nuclear independiente. Estos cambios podrían afectar a los acuerdos de negociación, a los incentivos a las demás partes para favorecer la contratación de energía nuclear y a la estructura vertical y horizontal del sector durante la próxima década. Este capítulo asumirá, sin embargo, que para apoyar cualquier programa futuro de nuevas centrales nucleares, el objetivo del gobierno del Reino Unido continuará favoreciendo un enfoque de mercado, tal como ha sucedido en otros sectores del mercado eléctrico.

Implicaciones económicas de la energía nuclear

Gran parte del debate sobre la energía nuclear se centra en los aspectos económicos: los detractores afirman que no es una energía competitiva cuando se compara con otras fuentes de generación, mientras que los defensores aseguran que la energía nuclear ha mejorado mucho en términos económicos, hasta el punto de ser competitiva en relación con otras fuentes de generación, sobre todo una vez que el coste del CO₂ a largo plazo se repercute en las centrales de combustibles fósiles.

La divergencia de opiniones se debe, en parte, al tipo de central nuclear que se esté considerando: las centrales nucleares tradicionales que, sobre todo en el Reino Unido, tienen a menudo un historial de escaso rendimiento económico, o los reactores actuales y de nueva generación, con una mayor rentabilidad y mejoras de los costes potenciales que han sido desarrollados por muchos de los principales proveedores de reactores. El debate se ve con frecuencia enturbiado por la falta de pruebas en los análisis económicos de la nueva generación de centrales nucleares.

En nuestro segundo capítulo, presentaremos un análisis de las implicaciones económicas de las nuevas centrales nucleares en el Reino Unido en diversas situaciones. Nos basaremos en un análisis transparente de los supuestos de información críticos para determinar las implicaciones económicas de la nueva generación de centrales nucleares:

Coste de establecimiento – En respuesta a las críticas relativas al alto coste de establecimiento de las centrales nucleares, los fabricantes de reactores afirman que la nueva generación de centrales tendrá unos costes de establecimiento significativamente más bajos. Sin embargo, ninguno de estos reactores se encuentra en funcionamiento aún, por lo que no se pueden sostener por el momento estas alegaciones.

Coste de capital – Dados los altos costes de establecimiento de los activos para la generación eléctrica, particularmente de las centrales nucleares, las diferencias en el coste de capital aplicado a los distintos tipos de activo puede tener un impacto importante en las conclusiones de cualquier análisis financiero. Sin embargo, dada la falta de inversión del sector privado en nuevas centrales nucleares en el Reino Unido, las expectativas de rentabilidad del mercado para la renta fija y la renta variable, y la relativa contribución de cada fuente a los requisitos totales de capital (apalancamiento) no están claras todavía.

Coste del combustible – Cualquier conclusión a la que se llegue al evaluar las ventajas económicas relativas de las centrales nucleares y de combustibles fósiles depende en gran medida de los supuestos asumidos en relación con los precios futuros del combustible. Este artículo analiza los aspectos económicos de las centrales nucleares en comparación con las centrales de combustibles fósiles en un contexto de distintos tipos de combustible.

Costes de explotación – Siguen existiendo variaciones significativas en el factor de carga y los costes de explotación de distintos operadores nucleares en todo el mundo. Los aspectos económicos de las centrales nucleares dependen en gran medida de estos parámetros. Nuestro análisis tendrá en cuenta una serie de situaciones, desde la rentabilidad media actual hasta las mejores prácticas internacionales actuales y futuras.

Vida económica útil – La vida operativa esperada de la nueva generación de centrales nucleares es de 60 años, como se está comprobando en EE.UU., donde la vida operativa de algunos reactores de agua a presión se ha prolongado hasta 60 años, un aumento importante en relación con la vida operativa de las actuales centrales del Reino Unido.

Puesta fuera de servicio y eliminación de residuos – El coste principal de puesta fuera de servicio y eliminación de residuos es significativo. Sin embargo, sólo se incurre en este coste al final de la vida operativa de una central nuclear, por lo que al calcular el coste en la valoración de la inversión al comienzo del proyecto en términos de valor actual, el coste es mucho más reducido.

Economías de escala – Es probable que la rentabilidad económica de las nuevas centrales nucleares en el Reino Unido varíe depen-

diendo de si se construye un único reactor o varios. Nuestro segundo capítulo considera ambos contextos.

Estructuración de proyectos y transferencia de riesgos

Los elevados riesgos asociados con la seguridad, la puesta fuera de servicio y la eliminación de residuos a largo plazo suponen que los gobiernos no pueden ser observadores pasivos del sector nuclear, sino que necesitan garantizar que se cumplen los requisitos estrictos para evitar, en el peor de los casos, una catástrofe nuclear. Estos requisitos estrictos deben ser respetados independientemente de las condiciones del mercado, y ni la reducción de costes por cambios en los procedimientos operativos ni las oportunidades de almacenamiento por cierre son estrategias tácticas alternativas válidas para los operadores nucleares si, por ejemplo, se produjese una caída prolongada en los precios de mercado.

Históricamente, las centrales nucleares en el Reino Unido y en muchas zonas del mundo han sido puestas en funcionamiento por empresas estatales de suministro público. Sin embargo, la inversión pública en una nueva generación de centrales nucleares sería incoherente con la estructura de mercado del sector eléctrico del Reino Unido. En el segundo capítulo, consideramos las posibles estructuras de financiación que podrían utilizarse si el sector privado construyese una nueva central, incluyendo la financiación corporativa dentro del balance y la financiación del proyecto fuera del balance. El análisis incluirá una evaluación de lo que cabe esperar en el caso de incumplimiento por parte del sector privado en las distintas situaciones.

Un factor principal en este análisis es la valoración de los riesgos del proyecto para ver cuáles podrían transferirse al sector privado y cuáles deberían recaer totalmente o en parte en el sector público. Este análisis detallado tiene en cuenta los riesgos desde el inicio del programa (p.ej., riesgo de obtención de licencias) hasta el final (p.ej., eliminación de residuos a largo plazo), e incluye un debate pormenorizado de los riesgos clave, incluidos, por ejemplo:

Riesgo de venta – Los contratos con grandes consumidores industriales han reducido el riesgo y, en consecuencia, el coste de capital, del nuevo reactor finlandés que se está construyendo. Como resultado, la estructura del proyecto necesitará tener en cuenta aspectos relacionados con la estructura del mercado eléctrico y la intensidad de la energía industrial que se abordan en nuestro tercer capítulo.

Riesgo de seguro – Los operadores nucleares en el Reino Unido están obligados a suscribir un seguro de 1.100 millones de EUR para cubrir accidentes nucleares. La capacidad de un operador nuclear con un proyecto financiado de obtener este nivel de cobertura aún no ha sido estudiada, y la obligación de contratar este seguro de elevado coste será otro factor diferenciador entre el coste de la energía nuclear y la energía de combustibles fósiles. Asimismo, la capacidad de un operador nuevo del sector privado para obtener cobertura frente al terrorismo sigue siendo incierta. En la situación actual, la cobertura podría ser un factor fundamental en la estructuración del proyecto.

Costes de salida: puesta fuera de servicio y gestión de residuos

Uno de los aspectos más conflictivos de la energía nuclear está relacionado con el método y el coste de la puesta fuera de servicio de las centrales y la eliminación de residuos a largo plazo.

No creemos posible que el gobierno transfiera totalmente al sector privado los riesgos financieros y de propiedad asociados a la puesta fuera de servicio y la eliminación de residuos a largo plazo. Puesto que la gran mayoría de estos costes se originan al final del periodo operativo, en una estructura de proyecto financiado, por ejemplo, la deuda bancaria y los beneficios de los accionistas habrán sido amortizados/pagados durante el periodo operativo. De este modo, si los fondos reservados para la puesta fuera de servicio y la eliminación final de residuos, acumulados durante la vida operativa de la central, resultan ser insuficientes, los inversores podrán permitir a la empresa propietaria de la central que se declare en quiebra, sin recurso a los inversores. En este contexto, el requisito de la puesta fuera de servicio de la central y eliminación de residuos seguirá en vigor y es probable que esta responsabilidad tenga que ser asumida por el gobierno.

Nuestro segundo capítulo estudia los riesgos que el gobierno, dentro de lo razonable, espera transferir al sector privado en relación con la puesta fuera de servicio y la eliminación de residuos a largo plazo. Igualmente, estudia los posibles escenarios de contribuciones que el sector privado puede necesitar hacer para financiar dichos costes de salida y la magnitud de estos costes dentro de la planificación económica de la central. Finalmente, valoramos si son necesarios cambios en el actual marco normativo para facilitar el reparto rentable del riesgo entre el sector público y privado en este ámbito.

Aire limpio

Hacia una política de precios a largo plazo para las emisiones de CO₂

El acuerdo sobre el cambio climático alcanzado en la cumbre del G8 en julio de 2005 dio un nuevo impulso a las acciones encaminadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En él se reconoce el cambio climático como un "grave desafío a largo plazo" y se declara que "sabemos lo suficiente para actuar ahora y situarnos en el buen camino para reducir y, según se ha demostrado científicamente, frenar y después invertir el crecimiento de gases de efecto invernadero". Aunque no va tan lejos como algunos habrían deseado, el acuerdo supone un importante paso adelante en el desarrollo de la cooperación internacional para limitar las emisiones.

El acuerdo del G8 incluye un plan de acción que reconoce la importancia de financiar la transición a una energía más limpia, y contiene un compromiso para utilizar (cuando proceda) "marcos de políticas basadas en el mercado" con el fin de "fomentar la confianza en el valor inmediato y a largo plazo de las inversiones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y otras sustancias contaminantes". Esto está en consonancia con la declaración de la Mesa Redonda sobre el Cambio Climático del Foro Económico Mundial formada por grandes empresas, en la que se instó a los gobiernos del G8 a establecer un marco a largo plazo basado en el mercado, hasta el año 2030, y a modo indicativo hasta 2050.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático aborda la amenaza del cambio climático a escala mundial. El Protocolo de Kyoto, en el que se establecen objetivos obligatorios de emisión para los países desarrollados que lo hayan ratificado, como los Estados miembros de la UE, fue sólo un primer paso hacia la reducción más significativa de las emisiones mundiales que será necesaria.

El régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE) de la UE en relación con el dióxido de carbono es la piedra angular de los esfuerzos comunitarios para reducir las emisiones de manera eficaz con respecto a los costes. En marzo de 2007, los dirigentes de la UE respaldaron un ambicioso plan en materia de cambio climático y energía para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero en la UE al menos en un 20 % para 2020 (respecto a los niveles

de 1990) y lograr, para 2020, el objetivo de que el 20 % del consumo total de energía en la UE sea renovable. En enero de 2008, la Comisión Europea propuso un nuevo paquete sobre energía y clima para lograr el objetivo de reducción de emisiones, que ha sido recientemente aprobado. Diversos sectores, como la agricultura, el transporte y la construcción, y todos los Estados miembros deben cumplir su cometido y contribuir a los objetivos europeos de acuerdo con sus respectivas capacidades financieras. La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero exigirá un mayor uso de las energías renovables así como la puesta en funcionamiento de plantas de demostración con captura y almacenamiento de CO₂, además de una mayor diversidad de fuentes de abastecimiento de energía para Europa.

Los efectos económicos de estas políticas para las centrales nucleares u otros medios de reducción de emisiones pueden ser significativos. Por ejemplo, la introducción de un precio para las emisiones de CO₂ aumenta los costes marginales de la generación a partir de combustibles fósiles que, si se mantienen las mismas condiciones, tienden a aumentar los precios al por mayor de la electricidad. Dependiendo del alcance de este efecto y de la proporción de plantas de combustible fósil dentro del sistema, estimamos que cada aumento de 10 EUR por tonelada de CO₂ en el precio de las emisiones, podría aumentar la tasa de rentabilidad de una central nuclear alrededor de un punto porcentual, o más, descontando impuestos. Para una central de 2000 MW, esto podría aumentar el Valor Actual Neto de la inversión en aproximadamente 400 millones de GBP (libras esterlinas) o más.

En consecuencia, aumentar la confianza del inversor en relación con el mantenimiento de un precio mínimo de las emisiones de CO₂, podría ayudar enormemente a la financiación de centrales nucleares y de otras inversiones a largo plazo. Los inversores en activos nucleares de larga duración tendrán que confiar en el compromiso gubernamental a largo plazo de fijar precios para las emisiones de CO₂, o en otros instrumentos, para que las políticas tengan un efecto adecuado en la toma de decisiones de los inversores.

Este documento estudia cómo se sitúan una serie de políticas basadas en el mercado, en relación con los objetivos paralelos de (I)

comprometerse de forma creíble a recompensar a largo plazo las inversiones para la reducción de emisiones y (II) armonizarse con los objetivos de políticas más amplias destinadas a asegurar la reducción eficiente de emisiones.

Políticas basadas en el mercado para la reducción de emisiones

Consideramos aquí cuatro tipos de políticas que recompensan las inversiones aumentando los beneficios obtenidos por el inversor a medida que aumenta la reducción de emisiones. También se pueden utilizar subvenciones para recompensar las inversiones en reducción de emisiones, pero no se contemplan aquí porque no están basadas en el mercado y parece menos probable que desempeñen un papel importante en el Reino Unido.

Las cuatro políticas que vamos a considerar se describen a continuación.

- Los programas de comercio de emisiones intentan limitar las emisiones totales, en términos absolutos o relativos, a un umbral de referencia. Mediante la limitación de la cantidad de emisiones permitidas, se crea un bien escaso y se impone, por tanto, un precio a las emisiones. En la actualidad, el Régimen de Comercio de Derechos de Emisiones (RCDE) de la UE es el mayor ejemplo de un programa de este tipo y es el ejemplo que estudiamos más adelante.
- Los impuestos sobre las emisiones de CO₂ pretenden poner un precio directamente a las emisiones. Estudiamos el ejemplo de un impuesto sobre el CO₂ en el sector eléctrico del Reino Unido.
- Las obligaciones buscan imponer la reducción de las emisiones, por ejemplo, mediante la obligación de generar una cierta cantidad de energía libre de emisiones de CO₂. Estas obligaciones pueden implementarse mediante certificados negociables u otros procedimientos como licitaciones competitivas, por lo que puede considerarse que están basadas en el mercado. La Obligación de

Uso de Energías Renovables del Reino Unido (“Renewables Obligation”) es un ejemplo de este planteamiento y más adelante se discute una obligación análoga de generación de una proporción de energía libre de CO₂.

- Los contratos de gestión del riesgo financiero emitidos por el gobierno intentan complementar mecanismos como los impuestos y el comercio de emisiones ayudando a gestionar el riesgo de precio derivado, en parte, de las incertidumbres sobre las políticas.
- ¿Constituyen estos instrumentos un compromiso creíble para recompensar las inversiones que favorezcan la reducción de emisiones a largo plazo? ¿Permitirán a los inversores del sector privado evaluar adecuadamente sus oportunidades de inversión a largo plazo, y serán, al mismo tiempo, coherentes con los objetivos más amplios de reducción eficiente de emisiones?

El Régimen de Comercio de Derechos de Emisiones de la UE

Desde que la Fase 1 del RCDE de la UE entró en vigor en enero de 2005, las empresas de generación de energía han tenido que utilizar derechos de emisión por cada tonelada de CO₂ que emiten. Los precios de los derechos han variado considerablemente, pasando de aproximadamente 7 EUR por tonelada de CO₂ a principios del año 2005, alcanzando su máximo en abril de 2006 (29,95 EUR por tonelada de CO₂), para luego no tener valor al final de la Fase 1 del RCDE. En la Fase 2 del RCDE alcanzaron su máximo a mediados del 2008 (28,75 EUR por tonelada de CO₂) y desde entonces han tenido una tendencia a la baja, estando actualmente en torno a 14 EUR por tonelada de CO₂, tal como muestra el gráfico adjunto.

La reciente aprobación del denominado “paquete verde” en la UE, que exige compromisos de reducción de emisiones hasta el 2020, no proporciona una certeza suficiente sobre los plazos relativos a las inversiones en nuevas centrales nucleares u otro tipo de inversiones a largo plazo, dada la volatilidad y bajos precios de los derechos de CO₂. Si bien, el RCDE post 2012, contempla la subasta como

Precios de las emisiones de CO₂ bajo el Régimen de Comercio de Derechos de Emisiones de la UE (EUR/tonelada de CO₂)



Fuente: European Energy Exchange

principio básico para la asignación, estableciéndose un sistema transitorio de eliminación de la asignación gratuita de derechos de emisión en determinados sectores, con el objetivo que en 2027 no se asigne ningún derecho de forma gratuita. Sin embargo, para el sector eléctrico se contempla la norma de venta completa por subasta a partir del 2013 con alguna excepción. A la fecha no se ha desarrollado la normativa relativa al calendario, gestión y demás aspectos de las subastas, por lo que es imposible prever el resultado de estas negociaciones y cómo afectarán a los precios al por mayor de la electricidad.

Asimismo a la fecha no existe un compromiso internacional de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La Unión Europea en el conjunto de legislación que compone el denominado paquete verde, introdujo el compromiso de reducir las emisiones un 30% en 2020 siempre que otros países desarrollados se comprometan a realizar reducciones comparables y que los países en desarrollo económicamente más avanzados se comprometan a contribuir convenientemente en función de sus responsabilidades y capacidades.

Así que, aunque el RCDE presenta la ventaja de que ya existe y de que es vinculante para todos los gobiernos de la UE sujetos a la ley comunitaria, los límites de emisión como instrumento de reducción de emisiones de CO₂ no son por sí solos suficientes. La actual recesión y el bajón de la demanda eléctrica del último año está deprimiendo el precio del CO₂, lo que no da una señal adecuada para invertir en tecnologías limpias. Por otra parte, aún no están completamente definidos los límites máximos, sujetos a un posible acuerdo internacional. En consecuencia, los inversores del sector privado pueden ver el RCDE como un programa sometido a un riesgo político importante

Impuesto sobre emisiones de CO₂ para el sector de la energía del Reino Unido

Otra posibilidad para reducir sustancialmente el riesgo asociado a los precios de las emisiones de CO₂ sería introducir un impuesto sobre las emisiones en el sector eléctrico del Reino Unido. Dicho impuesto supondría un fuerte incentivo para la reducción de emisiones siempre y cuando el sector sea suficientemente competitivo. Un impuesto sobre el combustible utilizado en las centrales de generación de energía sería un buen sustituto del impuesto sobre emisiones para las centrales convencionales, pero la posibilidad de captura de carbono tendría que ser reconocida mediante exenciones del impuesto adecuadas.

Un impuesto de este tipo no supondría un compromiso formal vinculante en relación con el precio de las emisiones, pero el nivel de ingresos obtenidos puede hacer difícil que el gobierno lo suprima una vez que ya esté introducido. El beneficio de un impuesto de 20 EUR por tonelada de CO₂ a las eléctricas del Reino Unido sería de

2.000 millones de GBP anuales con el nivel de emisiones del 2005. Se podría aumentar más el compromiso mediante la introducción de una escala móvil como por ejemplo la inflación o la "inflación más un margen". Si el impuesto se estableciese en un nivel relativamente modesto, el gobierno podría conservar la opción de aumentarlo en un futuro si los requisitos para incentivar la reducción de las emisiones implicasen niveles más elevados. Sin embargo, incluso un impuesto moderado puede bastar para mejorar significativamente la rentabilidad de las nuevas centrales nucleares y otras formas de reducción de emisiones. Si existiese un impuesto, el nivel de precios de las emisiones sería relativamente estable comparado con el precio bajo un régimen de comercio de emisiones, pero también habría menos certeza de conseguir un determinado umbral de nivel de emisiones.

Los incentivos podrían seguir la línea de los que ya existen en el sector si el Impuesto para el Cambio Climático (CCL, por sus siglas en inglés), que ya se aplica a los consumidores industriales, se reformase para adaptarse a cualquier impuesto sobre emisiones introducido en el sector energético del Reino Unido. Concretamente, sería deseable vincular el CCL a las emisiones de carbono en vez de a la energía. De esta forma se podría abordar con más precisión el aspecto medioambiental que el CCL pretende regular. También convendría suprimir el CCL sobre el consumo eléctrico de los usuarios industriales de energía si se introdujese un impuesto sobre el combustible utilizado para la generación de energía. El nivel del CCL y del impuesto sobre las emisiones de CO₂ en el sector de la energía podrían igualarse para dar señales de precios coherentes en todos los sectores.

Puede haber objeciones al hecho de que las empresas de generación de energía tengan que comprar los derechos de emisión y pagar también el impuesto sobre emisiones de CO₂. Sin embargo, un régimen de este tipo, no es necesariamente ineficiente o injusto en términos económicos. Por ejemplo, el límite impuesto por el RCDE de la UE podría ser menos estricto de lo que requeriría el nivel óptimo de reducción de emisiones, o las empresas eléctricas podrían estar sacando beneficios de la actual asignación de derechos de emisión gratuitos. Sin embargo, si se considera inapropiado obligar a las centrales eléctricas a comprar licencias de emisión y pagar al mismo tiempo el impuesto completo sobre las emisiones, sería posible en principio, abordar este problema, por ejemplo, descontando del impuesto sobre emisiones de CO₂ el precio medio de los derechos de emisión bajo el RCDE. Quedarían, en todo caso, aspectos importantes por resolver a la hora de calcular el descuento en la práctica. Por ejemplo, la ponderación de las medias puede dar lugar a controversias, al igual que la elección de un precio de referencia, especialmente si los mercados carecen de liquidez. Un descuento supondría conferirle al impuesto algunas de las características de un Contrato de compensación de precios (CfD, por sus siglas en inglés) unidireccional en relación con el precio del CO₂, que se trata más adelante, pero a diferencia de lo que sucedería con

un CfD, el gobierno obtendría ingresos en lugar de realizar pagos si el precio del CO₂ en virtud del RCDE de la UE fuese bajo.

Los ingresos obtenidos de un impuesto sobre las emisiones podrían utilizarse para mitigar cualquier efecto indeseado provocado por su introducción. Por ejemplo, podría utilizarse para reducir las facturas de la electricidad de los consumidores particulares más vulnerables y para compensar otros impuestos. También puede utilizarse para capacitar a los proveedores, por ejemplo mediante la financiación para el desarrollo de nuevas tecnologías como la Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS, por sus siglas en inglés), o recompensando a aquellas organizaciones que superen al resto en la reducción de emisiones.

En este sentido, la ampliación del impuesto sobre emisiones de CO₂ supondría una gran ventaja respecto a la Obligación de Uso de Energías Renovables. Estimamos que los pagos realizados por los consumidores por encima del precio de mercado de la electricidad en virtud de la Obligación de Uso de Energías Renovables superarán probablemente los 20.000 millones de GBP para 2020. Sin embargo, con este programa el gobierno no obtiene ningún beneficio que ayude a mitigar las consecuencias adversas.

La obligación de generación de energía sin emisión de CO₂

Podría establecerse una obligación para los proveedores de adquirir un determinado porcentaje de sus necesidades de abastecimiento a largo plazo a partir de fuentes libres de CO₂. Un programa de este tipo estuvo en vigor durante gran parte de los noventa a través de una Obligación de Uso de Combustibles No Fósiles. También podría reintroducirse para fomentar las inversiones en centrales nucleares y otras formas de generación que no emitan CO₂, de forma similar a la actual Obligación de Uso de Energías Renovables pero sin reproducir todas sus especificidades. También sería necesario considerar la coordinación con la actual Obligación de Uso de Energías Renovables. El desarrollo de una obligación de uso de energía libre de CO₂ independiente de la Obligación de Uso de Energías Renovables podría aumentar la fragmentación del mercado. Por otro lado, la coordinación con la Obligación de Uso de Energías Renovables requeriría evitar diluir la efectividad de la misma para conseguir mantener la confianza en ambos instrumentos.

Existen una serie de limitaciones a la eficiencia económica de esta opción. A diferencia del RCDE de la UE o de un impuesto sobre las emisiones de CO₂, no incentivaría el cambio del carbón al gas, o la construcción de centrales de combustibles fósiles más eficientes. Asimismo, podría suponer un coste más elevado de reducción de CO₂ en comparación con otros sectores.

Existen otros problemas potenciales con un mecanismo de este tipo. Por ejemplo, en la práctica los proveedores pueden verse

obligados a adquirir el producto de una de las escasas nuevas centrales nucleares si otras tecnologías libres de CO₂ no están disponibles rápidamente. La débil posición negociadora creada por esta situación puede aumentar los costes.

También puede ser difícil establecer una obligación de este tipo al nivel adecuado. Por ejemplo, la obligación podría establecerse en un nivel demasiado bajo. A falta de otros incentivos, esto podría resultar en la pérdida de oportunidades de reducir las emisiones de forma rentable. Por otro lado, la obligación puede establecerse en un nivel demasiado elevado, en cuyo caso, podría resultar demasiado costosa en relación con la reducción de emisiones en otros sectores. Además, la modificación del nivel de la obligación de forma rentable a lo largo del tiempo puede ser especialmente complicada, sobre todo una vez que la obligación se ha establecido. Por ejemplo, el coste de una central nuclear y de otras tecnologías como la CCS podría disminuir a medida que se adquiere experiencia en todo el mundo. Será difícil valorar por adelantado cuándo debe intentarse que esto favorezca a la obligación. Sin embargo, existen también ventajas en este tipo de obligación. Proporciona fuertes incentivos, y si la dotación de tecnología es adecuada, garantiza ciertos resultados. A este respecto, podría ser útil para asegurar que no se dejan escapar ventajas claras de la reducción de emisiones en el sector energético y esto podría contribuir de forma importante a la reducción global de emisiones.

Contratos de compensación de precios del CO₂

Una garantía directa, por parte del gobierno del Reino Unido, del valor de las inversiones en reducción de emisiones podría materializarse en un CfD sobre el precio del CO₂. Los CfD darían lugar a pagos, seguramente una cantidad estipulada por MWh de generación de energía libre de CO₂, si el precio del CO₂ se redujese por debajo de un determinado nivel. También podrían obligar a las centrales eléctricas a pagar al gobierno en caso de que los precios de las emisiones superaran un determinado nivel, es decir, se trataría de CfD bidireccionales en lugar de unidireccionales.

El importe de los pagos podría calcularse de varias formas, por ejemplo a partir de un nivel predeterminado de emisiones por MWh generadas por las Centrales de Ciclo Combinado (CCGT). Los contratos podrían ser negociables, y su precio de mercado reflejaría las expectativas existentes sobre los precios de emisiones de CO₂.

Este mecanismo podría ofrecer la certidumbre necesaria a las empresas de generación de energía a largo plazo puesto que constituiría un contrato vinculante. Podría constituir un instrumento neutral para las distintas tecnologías de generación libre de CO₂ mediante su puesta a disposición para todas las centrales eléctricas que deseen gestionar sus riesgos de precio del CO₂.

Sin embargo, un instrumento de estas características podría tener un efecto más limitado que otros tipos de instrumentos, en el sentido de que es probable que beneficie a los inversores en centrales nucleares en lugar de fomentar la conservación o la inversión en otros sectores. Por el contrario, el RCDE de la UE o un impuesto sobre las emisiones en línea con un CCL reformado podría aplicarse a todos los sectores.

Existirían también dificultades para diseñar y redactar los CfD en las circunstancias actuales porque puede no estar claro qué instrumento, o combinación de instrumentos, se incluirían en el precio del CO₂ sobre el que se calcula la diferencia. Por ejemplo, el RCDE de la UE puede desarrollarse junto con o ser sustituido por un régimen internacional más amplio que puede implicar más de un instrumento, y, en consecuencia, tener más de un “precio de CO₂” implícito. Sin embargo, si existiese un impuesto sobre las emisiones, podría ser más sencillo redactar un CfD en función del coste por tonelada de CO₂ del impuesto. También existirían dificultades importantes para aplicar un CfD, especialmente si se trata de un CfD bidireccional, por ejemplo, en áreas como la demanda de margen adicional y la gestión del flujo de efectivo.

Sería necesario prever otras características de los posibles diseños de los regímenes de precios de CO₂ si los CfD proporcionaran la confianza necesaria a los inversores en centrales nucleares. Por ejemplo, el precio del CO₂ podría ser elevado, por lo que puede que no se active un CfD, o que dé incluso lugar a pagos por parte de las centrales de generación eléctrica libre de CO₂ al gobierno. Esto sería preocupante si se concediese a las nuevas centrales de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles asignaciones gratuitas de derechos de emisión en virtud del RCDE y, en consecuencia, el efecto del precio del CO₂ en el precio de la electricidad a largo plazo fuese relativamente pequeño. En estos casos, las centrales nucleares no se beneficiarían de pagos previstos en los CfD

ni del efecto del precio de las emisiones de CO₂ en los precios de la electricidad.

Méritos relativos de los instrumentos

En la siguiente tabla se resumen los méritos de estos posibles instrumentos para llevar a cabo las políticas en función de unos criterios de valoración, incluido el compromiso a largo plazo. Esta evaluación es indicativa, pero ilustra el tipo de evaluación que habría que llevar a cabo en un análisis completo de las opciones para establecer un marco de políticas basado en el mercado.

Dado el potencial de estos instrumentos para influir en la variedad y el tipo de centrales en el Reino Unido, sería necesario estudiar su impacto en los objetivos de otras políticas, como por ejemplo la garantía del abastecimiento.

Los instrumentos no tienen por qué ser mutuamente excluyentes. Por ejemplo, el comercio de derechos de emisiones puede convivir con un impuesto sobre el CO₂. Un CfD podría utilizarse junto con un impuesto sobre el CO₂ y un régimen de comercio de emisiones. Una obligación de generación de energía libre de CO₂ podría utilizarse para garantizar un cierto nivel de generación energética libre de CO₂.

También son posibles otras combinaciones de instrumentos. Recientemente los responsables de las mayores eléctricas europeas han lanzado el mensaje de la necesidad de lanzar más incentivos para desarrollar tecnologías energéticas limpias: la iniciativa más novedosa partió de E.On que propuso a Bruselas la creación de un “banco central europeo del dióxido de carbono (CO₂)” que se encargue de dar estabilidad al mercado de emisiones. Las combinaciones de instrumentos de este tipo pueden ayudar a encontrar la proporción adecuada de certidumbre para los inversores y a encajar con los objetivos de otras políticas.

Adecuación de las políticas basadas en el mercado a una serie criterios ilustrativos para su evaluación					
Criterios	Razones	RCDE de la UE	Impuesto sobre emisiones de CO ₂	Obligación de generación libre de CO ₂	Contratos de compensación de precios de CO ₂
Proporciona una garantía a largo plazo de recompensa de la inversión	Se garantiza a los inversores el valor de la inversión en reducción de emisiones a largo plazo.	No por sí sólo dada la volatilidad de los precios de los derechos de CO ₂ .	Sí, pero no es vinculante puesto que el gobierno mantiene el derecho a modificar el impuesto.	Sí, aunque con algunos riesgos de política (por ejemplo, en lo referente a los niveles a largo plazo).	Sí.
La recompensa refleja el nivel de reducción de las emisiones	Los beneficios para los inversores aumentarán a medida que se reduce más cantidad de emisiones con el fin de proporcionar incentivos eficaces para la reducción.	Sí.	Sí.	Parcialmente.	Sí, dependiendo del diseño.
Tecnología imparcial	Una amplia variedad de tecnologías, desde la captura y almacenamiento de carbono (CCS) hasta la mejora de la eficiencia de los aparatos eléctricos, puede contribuir a reducir las emisiones. Los costes relativos de estas tecnologías son difíciles o imposibles de determinar por adelantado para cualquier organismo regulador, por lo que es más probable que un mecanismo que premie la reducción de emisiones independientemente de la tecnología utilizada conduzca a una reducción con un menor coste.	Sí.	Sí.	Sí, dentro del sector energético.	Sí, dentro del sector energético.
Amplia cobertura sectorial	Una recompensa que sea igual en todos los sectores fomentará la reducción de emisiones en los sectores que puedan lograrlo a un menor coste	Sí.	Sí, si es coherente con el CCL reformado para el sector.	No.	No.
Cobertura internacional	Una recompensa que sea igual en todos los países fomentará la reducción de emisiones en los países que puedan lograrlo a un menor coste.	Sí.	Es difícil conseguir una armonización.	No.	No.
Costes minimizados de las políticas	El recorte de los costes de reducción de emisiones puede suponer la disminución de los costes directos (p.ej. costes administrativos) o de los costes indirectos (p.ej. inversiones ineficientes).	Incentivos eficientes económicamente, pero ciertos costes administrativos	Su gestión es relativamente barata.	Riesgo de decisiones de inversión de calidad inferior.	Su gestión es relativamente barata.
Permite mitigar los resultados que no concuerden con otros objetivos de políticas	El grado en que la política pueda diseñarse de forma que incluya medidas para, por ejemplo, mejorar la asequibilidad de la energía suministrada, influirá probablemente en su aceptación.	Sí, si los derechos de emisión no se asignan gratuitamente.	Sí.	No.	No, y puede resultar caro para el gobierno.

Afrontar los riesgos

Estructurar la inversión para la construcción de nuevas centrales nucleares

En el capítulo anterior se señalaba que el mercado empezará a considerar seriamente la construcción de nuevas centrales nucleares cuando las condiciones económicas sean favorables para la energía nuclear; y que el único factor que podría mejorar dichas condiciones es una política clara a largo plazo en lo que respecta a la fijación de precios para las emisiones de CO₂ de las centrales térmicas. En este capítulo se analiza una serie de cuestiones a las que habrá que prestar atención en caso de que los posibles inversores concluyan que las condiciones económicas son ahora favorables para la energía nuclear en el Reino Unido y empiecen a pensar en cómo estructurar sus inversiones. Las cuestiones son las siguientes:

- Análisis de las diferencias actuales entre invertir en una central nuclear y en una central térmica,
- La diferencia entre invertir en una única central o en una serie de centrales nuevas,
- La distribución del riesgo, y
- Las funciones del gobierno y del sector privado.

Tomar la decisión

Suponiendo que la coyuntura económica sea la adecuada, ¿se tomará del mismo modo la decisión de construir una nueva central nuclear que otros tipos de centrales?

Desde la introducción en 1997 de los Nuevos Acuerdos sobre Comercialización de Energía (NETA, por sus siglas en inglés) en el Reino Unido, el mercado de los productores independientes de energía (PIE) ha sido muy limitado. En contraposición, nuevas centrales eléctricas de gran tamaño (por ejemplo, con una potencia instalada superior a 100MW) están siendo construidas por una de las pocas empresas verticalmente integradas que actualmente dominan el mercado eléctrico del Reino Unido. La mayoría de las inversiones en nueva capacidad de generación se ha destinado a turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT, por sus siglas en inglés).

A la hora de decidir si construir o no, por ejemplo, una nueva central térmica, el inversor tendrá en cuenta, entre otros, los siguientes factores:

- Las funciones claramente definidas del inversor, las entidades financieras, los órganos reguladores y el gobierno.
- El nivel de riesgo. La tecnología de ciclo combinado está ya afianzada, por lo que los planes de negocio pueden desarrollarse con un alto grado de confianza en lo que respecta, por ejemplo, a los costes de construcción, el tiempo requerido y los niveles futuros de rentabilidad.
- Si fuese relevante, el valor incremental de la central dentro de la cartera del inversor (en lo que respecta a la reducción global del riesgo y a la correlación de flujos de efectivo).
- La naturaleza de cualquier condición estipulada relacionada con un contrato llave en mano.
- La posición relativa del inversor en el mercado (neta larga/corta) y los acuerdos contractuales asociados con la compra de electricidad (precio, volumen, plazo, estabilidad del suministro, etc.) y
- La posición actual y prevista de los diferenciales denominados "spark spreads" (y de otros combustibles alternativos como, por ejemplo, los "dark spreads") en el mercado, que obviamente también tendrá en cuenta los costes relativos de la emisión de CO₂ para las carteras de los distintos inversores.

Cuando se comparan estos factores con la decisión de invertir o no en una central nuclear, surgen numerosas e importantes diferencias:

- No se ha puesto en marcha ninguna nueva central nuclear en el Reino Unido desde 1995. Desde que comenzó la construcción de Sizewell B, el mercado energético del Reino Unido se ha liberalizado y privatizado. Como resultado, el papel de inversores, entidades financieras, organismos reguladores y el gobierno en la construcción y explotación de nuevas centrales nucleares hoy en

día no está nada claro. Como se comenta a continuación, uno de los requisitos para poder construir nuevas centrales nucleares en el Reino Unido es que las partes se pongan de acuerdo sobre las funciones que les corresponderán durante la puesta en marcha y el desmantelamiento de la central.

- Desde que se construyó la última central nuclear del Reino Unido en Sizewell B, los proveedores de energía han desarrollado una nueva generación de reactores nucleares. Éstos afirman que esta nueva generación de centrales será más barata y más rápida de construir, tendrá un funcionamiento más seguro gracias a sistemas de seguridad más pasivos y ofrecerá una mayor rentabilidad. Sin embargo, actualmente no existen datos sobre la explotación comercial que sustenten estas afirmaciones: el reactor europeo de agua a presión EPR, actualmente en construcción en Finlandia, será el primero de este tipo de centrales en ser explotado comercialmente. Estas incertidumbres desaparecerán a medida que se negocien los contratos con los proveedores, pero en las primeras etapas de desarrollo de cualquier plan de negocio siempre habrá incertidumbres importantes.
- Las centrales nucleares son generalmente de gran tamaño, con potencias instaladas que oscilan entre los 600 y los 1.600 MW. Aunque existen centrales térmicas de gran tamaño, también se pueden construir otras más pequeñas. Actualmente, esto no es posible en el caso de las centrales nucleares (aunque, por ejemplo, la investigación sobre reactores de lecho de bolas podría modificar el panorama), lo cual significa que es más probable que una empresa integrada de electricidad que esté considerando invertir en energía nuclear tenga que tener mucho más en cuenta la demanda global de electricidad que la demanda de su propia cartera de clientes. Una mayor exposición al mercado podría modificar el perfil de riesgo de la empresa respecto a sus competidores.

Además de estos factores, existe una diferencia básica entre el funcionamiento económico de una central nuclear y el de una central térmica: los costes de construcción de las centrales nucleares son bastante más elevados que los de las centrales térmicas, aunque las primeras se benefician luego de unos costes de explotación más bajos. La posibilidad de cierre temporal o de transformación en una fuente de energía alternativa que tienen las centrales térmicas simplemente no existe en el caso de las centrales nucleares (aunque un inversor en una central nuclear que posea otras centrales podría mitigar parcialmente este riesgo cerrando provisionalmente, por ejemplo, una central térmica y manteniendo la central nuclear en funcionamiento).

Estos factores nos llevan a preguntarnos si – incluso en el caso de que la coyuntura económica se presente más favorable para las centrales nucleares que para las térmicas – la decisión de invertir en energía nuclear puede equipararse ya a la decisión de invertir en,

por ejemplo, una central de ciclo combinado. Con el tiempo, estas diferencias se reducirían si se empezasen a construir y explotar nuevas centrales nucleares (en el Reino Unido o fuera), pero por el momento siguen siendo un obstáculo potencial para el sector privado que está abriendo el camino para la inversión en nuevas centrales nucleares.

Objetivo: conseguir un campo de juego equilibrado

Si actualmente resulta difícil evaluar las inversiones en centrales nucleares del mismo modo en que se evalúan las inversiones en centrales térmicas, ¿constituye esto un problema? O, dicho de otro modo, ¿cuál es el objetivo primordial de la introducción de medidas que permitan una energía nuclear más económica? ¿Se trata de conseguir un campo de juego equilibrado en el que los inversores puedan decidir construir una central nuclear en lugar de, por ejemplo, una térmica?

Es probable que el gobierno del Reino Unido prefiera que sea el sector privado el que asuma la mayor parte de los riesgos y beneficios derivados de la construcción y explotación de nuevas centrales nucleares, del mismo modo que asume el riesgo de otras formas de generación de energía. Sin embargo, cabe preguntarse si sería deseable para el gobierno crear un escenario en el que los inversores del sector privado tomen todas las decisiones de inversión basándose en su propia evaluación de los riesgos y beneficios, sin considerar el impacto que estas externalizaciones pueden tener en el gobierno y sus objetivos.

Por ejemplo:

- Sean cuales sean las circunstancias, es probable que el gobierno del Reino Unido tenga que seguir asumiendo algunos riesgos como, por ejemplo, la responsabilidad de la construcción de un depósito en profundidad para almacenar residuos a largo plazo y la gestión a largo plazo de estos residuos. Y este riesgo será mayor cuantas más centrales nucleares se construyan. Aunque los responsables de la explotación de la central puedan acumular fondos para este depósito durante la vida operativa de las centrales nucleares, en cuyo caso los costes serían asumidos por el sector privado, podría darse una diferencia entre la cantidad de fondos finalmente disponible y los fondos necesarios. Por lo tanto, el gobierno podría desear intervenir en el proceso para establecer el nivel de riesgo/costes (reales o contingentes) que está dispuesto a aceptar en lugar de simplemente tener que absorber lo que le presente el mercado. La decisión sobre el nivel de riesgo nuclear que quiere asumir es tanto política como económica.
- Si la energía nuclear resultase claramente más rentable que otras formas de generación eléctrica, unos cuantos inversores podrían decidir construir su propia central nuclear simultáneamente. En estas circunstancias, cada inversor podría decidir utilizar diferentes

diseños de reactores. Esto daría lugar a una serie de centrales nucleares individuales en vez de a una flota (en este artículo hemos utilizado el término “flota” para referirnos a una serie de reactores del mismo diseño suministrados con una cierta coordinación), lo cual podría tener repercusiones en los costes para el gobierno.

- Los requisitos para la concesión de licencias exigen personal cualificado adecuado para la explotación de una central nuclear. El número de estos especialistas es, sin embargo, limitado en el Reino Unido. Por lo tanto, un solo inversor que construya un único reactor nuclear podría limitar potencialmente las oportunidades de otras empresas para invertir en nuevas centrales nucleares.

Una cuestión de envergadura

Una complejidad adicional que no parece haberse puesto suficientemente de manifiesto en el limitado debate que ha tenido lugar hasta la fecha respecto a la estructuración de nuevas inversiones en centrales nucleares es la diferencia entre construir una central nuclear individual y una flota de nuevas centrales nucleares. Consideramos que se trata de una cuestión fundamental en cualquier análisis de estructuras financieras.

Los proveedores de energía nuclear han señalado que el ahorro en una serie de centrales nucleares sucesivas se sitúa entre un 10% y un 40% del coste de la primera central, lo cual constituye un incentivo importante para que un inversor se embarque en la construcción de más de un reactor. Este nivel de ahorro se debe, entre otras cosas, a:

- Costes iniciales. Se ha señalado frecuentemente que los costes iniciales incurridos en la construcción de la primera central nuclear de un nuevo diseño son elevados. Sin embargo, a no ser que el Reino Unido construyese un tipo de reactor que no hubiese sido construido en ninguna otra parte del mundo, lo normal es que estos costes fuesen menos importantes de lo que hubieran sido en el pasado: la construcción de reactores nucleares hoy en día es un negocio global y puede que la experiencia adquirida por otro país se transmita al Reino Unido. Así, los costes iniciales se limitarían a las adaptaciones de diseño necesarias en el Reino Unido para obtener las licencias de construcción. La Inspección de Instalaciones Nucleares (NII) podría mitigar aún más este riesgo comprometiéndose con un único diseño, obligando al mercado a construir dicho diseño sin necesidad de coordinación entre las distintas compañías eléctricas. Sin embargo, incluso con estas medidas, la primera empresa en construir una central nuclear en el Reino Unido estaría expuesta a una cierta cantidad de costes iniciales, que podrían tener un efecto disuasorio en las decisiones de inversión.
- Economías de escala. Se trata de economías de escala durante las fases de construcción y explotación que van más allá de las tí-

picas economías de gestión compartida y ahorro por compras que pueden obtenerse por la compra de grandes cantidades de cualquier activo. Las economías de escala de una flota de centrales nucleares empiezan antes y se prolongan más que para otros activos. Por ejemplo:

- Una flota de centrales con el mismo diseño permitiría repartir el coste inicial de obtención de licencias entre las distintas centrales. En función de la ubicación de las centrales, esto también puede aplicarse a algunas autorizaciones de permisos.
 - Una flota de centrales con el mismo diseño permitiría alcanzar soluciones únicas para la gestión y eliminación de residuos y desarrollar planes de desmantelamiento. Como se ha señalado anteriormente, en la medida en que parte de la responsabilidad por estos costes puede recaer en última instancia en el gobierno, sería de esperar que un diseño único de reactor para una nueva flota de centrales mitigase el riesgo para el gobierno.
 - Una flota de centrales con el mismo diseño permitiría hacer un uso más eficiente del limitado número de profesionales del sector nuclear del Reino Unido.
- Transferencia del riesgo. Sería posible transmitir una mayor parte del riesgo al proveedor de reactores si se acordase la compra de una serie de reactores. Esto se debe a que el proveedor del reactor también podría repartir la prima de riesgo del primer reactor entre una serie de centrales. Como consecuencia, pueden aumentar las oportunidades, por ejemplo, de formalizar contratos llave en mano más favorables con los proveedores de reactores.

Si se estima que el coste total de construcción de una nueva central nuclear de 1.000 MW de capacidad oscila entre 1.500 y 2.300 millones de libras esterlinas, es probable que las principales empresas eléctricas integradas verticalmente sean capaces de asumir los costes de inversión de una nueva central nuclear en su balance, sin perjuicio de sus compromisos relacionados con centrales nucleares en otros países.

Dado el coste de un solo reactor, incluso contando con economías de escala, el coste de una flota de reactores será elevado. Y ello sin entrar en la cuestión del tamaño que debería tener la flota. Construir una flota de nuevos reactores no sólo significaría una suma de dinero mucho mayor en el balance de un inversor individual, sino que además el suministro de varios miles de megavatios de potencia adicional de una única fuente de generación supondría que el mix de generación de cualquiera de las principales empresas eléctricas integradas, respecto a sus competidores, se modificaría (aunque esto se considerará en la base de generación total de la empresa y no sólo en sus activos en el Reino Unido). Asimismo, una potencia tan elevada suministrada en un período de tiempo lo suficientemente corto para beneficiarse de las economías de escala

ofrecidas por el proveedor de reactores supondría también que la propia cartera de clientes de la empresa no tendría apenas la oportunidad de absorber la nueva capacidad.

Es posible que estos factores afecten a la evaluación que hace el mercado del perfil de riesgo del inversor en relación con sus competidores, lo cual podría tener un impacto negativo en el precio de las acciones de la empresa. Cuando se decide invertir en energía nuclear, al igual que con cualquier otra decisión de inversión, es poco probable que los inversores tomen decisiones que tengan un impacto negativo en la cotización de las acciones de la empresa.

El reto

El reto de construir una flota de nuevas centrales nucleares consiste en diseñar una estructura de suministro y explotación que permita beneficiarse de las economías de escala y que, al mismo tiempo, esté en sintonía con la estructura global del competitivo mercado eléctrico del Reino Unido.

Dicho de forma simple, para beneficiarse de las economías de escala es necesaria una coordinación entre todas las partes interesadas. ¿Qué parte está más preparada para gestionar esta coordinación?

Participantes en el mercado

Como se señala más adelante al hablar del riesgo, cualquier inversión en energía nuclear va a resultar muy compleja. Será necesario conseguir un equilibrio entre los intereses y las exigencias – que cambian con el tiempo – de una multitud de partes – que también cambiarán posiblemente con el tiempo. Desde una perspectiva estructural, puede pensarse que lo más sencillo sería que una de las principales empresas eléctricas financiase y gestionase la flota de nuevas centrales nucleares por cuenta propia. Sin embargo, por las razones esgrimidas anteriormente, cabe cuestionar la viabilidad de esta solución.

Un inversor que esté pensando en construir una flota de nuevas centrales nucleares podría reducir el riesgo de exposición al mercado por grandes niveles de electricidad, que no es capaz de suministrar a su propia cartera de clientes, formalizando acuerdos de compra a largo plazo con terceros. Esto invertiría la tendencia generada a raíz de los nuevos acuerdos sobre comercialización de energía, por la que apenas se dan ya acuerdos de compra de grandes cantidades de electricidad a largo plazo. Si fuese necesario, este enfoque podría ser respaldado por el gobierno mediante la introducción del requisito a los proveedores de adquirir un porcentaje de su electricidad de fuentes con baja emisión de CO₂.

Sin embargo, esta solución no aborda el riesgo de que el mercado aplique una prima de riesgo a las acciones de cualquier empresa

eléctrica que esté considerablemente más expuesta a la energía nuclear que sus competidores. Con o sin razón, la energía nuclear suele considerarse en el mercado como una fuente con mayor riesgo que otras formas de generación eléctrica. Y, puesto que el riesgo de una percepción adversa del mercado aumenta a medida que crece la cantidad de energía nuclear generada por una empresa en relación con sus competidores, este riesgo perjudica al objetivo de intentar maximizar el beneficio mediante economías de escala.

Las estructuras comerciales diseñadas para abordar este riesgo comienzan a cuestionar percepciones comunes sobre cómo debería funcionar el mercado. Por ejemplo, una posible solución podría ser que dos o más competidores en el mercado de la generación eléctrica formasen un consorcio para establecer una entidad de propósito especial que poseyese y explotase una flota de centrales nucleares, construida a lo largo de un período de tiempo dilatado. Con el suficiente apoyo por parte del sector público, esta estrategia podría llevarse a cabo con una financiación de recursos limitada.

El Gobierno

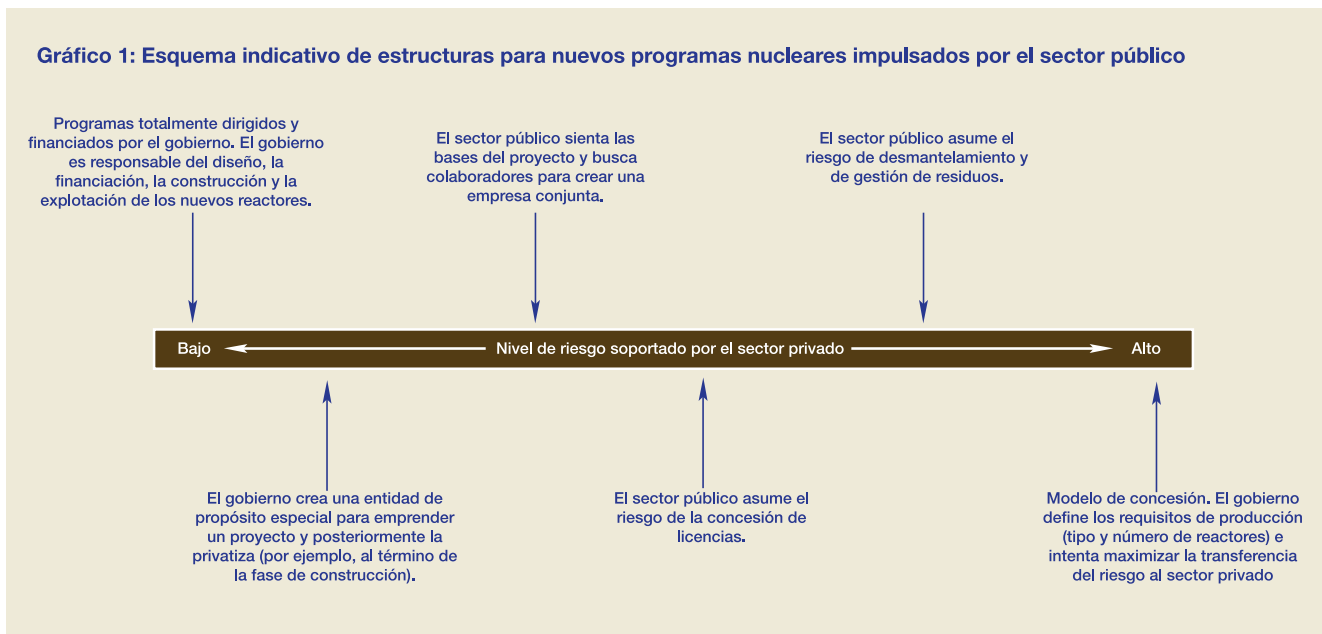
Un enfoque alternativo sería un segundo programa de inversión nuclear impulsado por el gobierno con el objetivo de intentar maximizar las posibilidades de que se cumplan las políticas gubernamentales (en caso de que el gobierno adoptase alguna) relacionadas con la cuota de energía nuclear en el mix de energía futuro.

Esta solución parece incongruente con la estructura liberal del mercado eléctrico del Reino Unido. Supondría la vuelta al enfoque anterior en el que la iniciativa y la financiación corrían a cargo del sector público, cuando las inversiones en capacidad nuclear dependían de los gobiernos, que asumían la mayor parte de los riesgos asociados con el desarrollo, la financiación, la construcción y la explotación de centrales nucleares.

Sin embargo, un programa impulsado por el gobierno no implica necesariamente un retorno al modelo anterior en el que el gobierno dirigía y financiaba los proyectos de inversión. Aunque se trata de una posible opción de estructuración, es tan sólo una entre muchas otras opciones que atañen al gobierno. Resulta ya evidente por la experiencia de otros países que están considerando nuevas inversiones en capacidad de generación de energía nuclear que, mientras que el apoyo del gobierno en estos países sigue siendo fundamental para el desarrollo de los proyectos, la financiación pública ha dejado de ser la solución preferida y se están probando nuevos esquemas de financiación en estos mercados.

En el otro extremo del espectro de soluciones, se sitúa una serie de enfoques basados en el concepto de sociedad de personas mixta o público-privada (una combinación de capital público y privado)

Gráfico 1: Esquema indicativo de estructuras para nuevos programas nucleares impulsados por el sector público



que han sido adoptados en otros grandes proyectos de infraestructura. Apurando al máximo este enfoque, el gobierno podría convocar un concurso para que una parte (probablemente un consorcio) obtuviese la concesión para diseñar, construir, financiar y explotar un número determinado de nuevas centrales nucleares utilizando una única tecnología de reactor (cuyo diseño podría incluso ser seleccionado por el gobierno, aunque es probable que esto no fuese necesario). El gobierno podría garantizar que los costes iniciales se reparten entre todas las nuevas centrales nucleares al tiempo que se maximiza el nivel de competencia mediante una serie de concesiones menores (por ejemplo, una o dos unidades) y comprometiéndose con los principales proveedores de reactores a adquirir un número total determinado de unidades.

Salvo que el gobierno del Reino Unido pusiese en marcha una flota de nuevas centrales nucleares mediante encargos individuales, central por central, en cuyo caso la financiación podría correr a cargo de las principales empresas eléctricas integradas, la mayoría de las estructuras mencionadas anteriormente requerirán probablemente el establecimiento de una entidad de propósito especial para diseñar, construir, financiar y explotar las nuevas centrales nucleares.

En el Gráfico 1 se contempla una serie de posibles opciones dentro de este espectro.

Desarrollar una estructura

La transferencia efectiva de riesgo es uno de los ejes principales del programa de sociedades mixtas del Reino Unido. Ha hecho posible que riesgos tradicionalmente soportados por el gobierno se transfieran a empresas del sector privado mejor capacitadas para ges-

tionarlos. Por ejemplo, en proyectos de iniciativa privada de financiación (PFI, por sus siglas en inglés) del Reino Unido, los contratos a largo plazo entre el sector público y privado han permitido la transferencia del riesgo de vida completa del sector público al privado. De este modo, se sustituye el modelo anterior en el que el sector público soportaba a menudo gran parte del riesgo de mantenimiento tras la entrega física de un activo. Mediante la asignación de los riesgos del proyecto a la parte que está mejor preparada para gestionarlos, debería prestarse un servicio de alta calidad con unos costes que permitan ofrecer una buena relación calidad-precio.

La naturaleza exclusiva de los riesgos inherentes a la generación de energía nuclear implica que el sector público tendrá que asumir una parte de los mismos. La razón es que una de las partes debe actuar como red de protección en la gestión de algunos de los principales riesgos: un propietario/concesionario no puede desentenderse de una central nuclear sin crear riesgos inaceptables para la seguridad y la salud públicas. Por ello, el gobierno del Reino Unido intervino para proporcionar apoyo financiero al grupo British Energy, de capital privado, cuando se enfrentó a la quiebra en 2002. Por lo tanto, con independencia de si se adopta un enfoque de mercado o un programa dirigido por el gobierno, la distribución del riesgo entre el sector público y privado tendrá que realizarse de una forma satisfactoria para todos.

Este punto de partida requiere una reevaluación fundamental de la distribución de los riesgos en los nuevos proyectos de energía nuclear en el Reino Unido, ya que la actual flota de centrales nucleares fue diseñada y construida según un modelo creado y financiado por el gobierno. La participación del sector privado en el diseño y

construcción de estas centrales se limitaba por aquel entonces a su papel de proveedor.

Para poder realizar una distribución de los riesgos es preciso entender cómo cambian los riesgos a lo largo de la vida del proyecto. El Gráfico 2 resume las distintas fases de la vida de una central nuclear.

Sea o no cierto, la generación de energía nuclear se percibe a menudo como una actividad en la que los riesgos en todas las fases de la vida del activo son más elevados que en otras fuentes de generación. Es cierto que la energía nuclear tiene riesgos inherentes, e importantes, que están directamente relacionados con la tecnología (por ejemplo, la eliminación definitiva de residuos con alto nivel de radiactividad). Sin embargo, estas diferencias no deberían enmascarar el hecho de que los proyectos de energía nuclear también conllevan un amplio espectro de riesgos comunes a otros proyectos de inversión a gran escala en energía o infraestructura.

Utilizando los precedentes de otros importantes proyectos de infraestructura, es posible determinar qué riesgos son inherentes a los proyectos de energía nuclear y cuáles están presentes tanto en los proyectos de centrales nucleares como en otro tipo de proyectos de infraestructura de gran envergadura. En el Gráfico 3 se presenta una evaluación preliminar de estos riesgos. A efectos de nuestro análisis, el Gráfico 3 se ha elaborado partiendo de la hipótesis de que la financiación de la construcción de cualquier central nuclear nueva se basaría fundamentalmente en los méritos propios de la central y en la previsión de su capacidad para generar flujos de efectivo.

Del gráfico se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Los riesgos de la fase previa a la construcción recaen principalmente en el gobierno. La obtención de permisos y licencias para las centrales nucleares puede llevar varios años y el sector privado no puede hacer gran cosa para gestionar el riesgo de denegación de las autorizaciones necesarias. Esto plantea de nuevo la cuestión de quién está más capacitado para desarrollar proyectos futuros de centrales nucleares en el Reino Unido: el sector privado (con un enfoque de mercado) o el sector público (con un enfoque de planificación dirigido por el gobierno).
- Es probable que la mayoría de los riesgos asociados a los costes de salida (es decir, desmantelamiento y eliminación de residuos) recaigan en el sector público. Aunque el concesionario del sector privado puede contribuir a un fondo que cubra la totalidad de los costes de estas actividades, es probable que el gobierno siga siendo el responsable de asumir la factura en el caso de que los fondos acumulados sean insuficientes para afrontar los costes reales.
- Es probable que el riesgo de las obligaciones no asegurables recaiga en el gobierno, ya que al sector privado le resultaría difícil realizar el cierre financiero si aún quedasen riesgos importantes por cubrir.
- A pesar de todo lo anterior, consideramos que la gran mayoría de los riesgos no exclusivos de la energía nuclear no sólo pueden transferirse al sector privado (es decir, pueden evaluarse y tasarse)

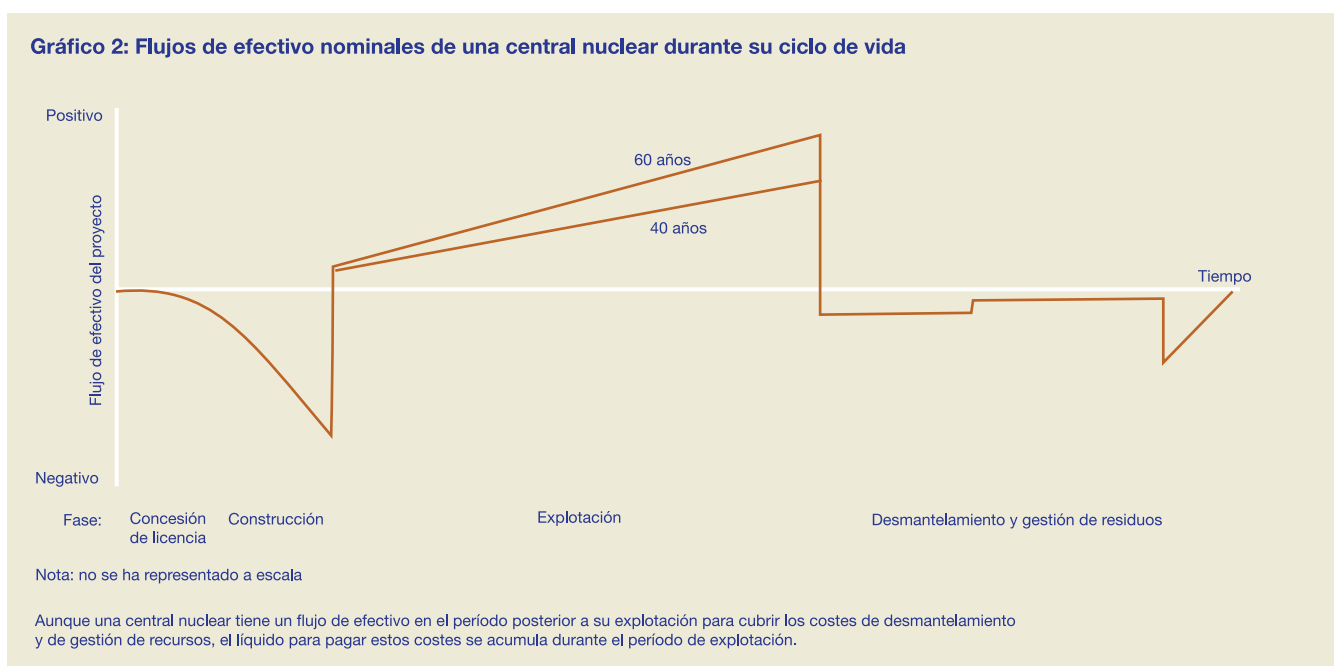


Gráfico 3: Distribución preliminar del riesgo para una nueva central nuclear

	Tipo de riesgo		Propuesta de distribución de riesgos	
	Riesgo específico de los proyectos de energía nuclear	Riesgo asumido por el gobierno	Acordada por el sector público y privado	Riesgos transferibles al sector privado
Fase previa a la construcción				
Plan de acción para la eliminación definitiva de residuos radiactivos	✓	✓		
Ubicaciones	✓	✓		
Permisos y licencias	✓	✓		
Fase de construcción				
- Diseño				✓
- Tecnología				✓
- Técnicas				✓
- Sobrecostos			?	✓
- Demoras			?	✓
- Financiación (con capital propio)				✓
- Tipo de cambio				✓
- Tipos de interés			?	✓
- Seguro (negocio y propiedades)				✓
- Factores políticos	✓	✓		
- Fuerza mayor			✓	
- Medio ambiente				✓
- Incidentes nucleares	✓	✓		
- Finalización de la construcción				✓
- Puesta en marcha (por ejemplo, el período comprendido entre la finalización de la construcción de la central y el comienzo de su explotación comercial)				✓
Fase de explotación				
- Explotación (disponibilidad reducida y/o poca rapidez)				✓
- Suministro de combustible (cantidades y precios)				✓
- Venta de electricidad (cantidades y precios)			?	✓
- Tipo de cambio				✓
- Tipos de interés				✓
- Seguro (negocio y propiedades)			?	✓
- Seguro (responsabilidad civil por daños nucleares)	✓		?	✓
- Factores políticos	✓	✓		
- Fuerza mayor			✓	
- Medio ambiente				✓
- Incidentes nucleares	✓	✓		
Salida del ciclo				
- Gestión del combustible consumido y de los residuos	✓	✓	?	
- Desmantelamiento	✓	✓	?	
- Incidentes nucleares	✓	✓		

sino que, en muchos casos, el sector privado está mejor capacitado para gestionarlos.

Será vital volver a analizar la alineación a largo plazo de los intereses de las partes interesadas en las nuevas centrales nucleares para establecer relaciones contractuales duraderas. De este modo, se conseguirá probablemente una mejor distribución de los recursos y los conocimientos expertos aportados por cada parte, lo que, a su vez, dará lugar, entre otras cosas, a una gestión más sofisticada de los riesgos asociados con las inversiones. Una mejor distribución y gestión del riesgo debería tener, con el tiempo, un impacto positivo en la capacidad global de financiación de las inversiones.

Esperamos ver financiación más innovadora, con más apalancamiento, basada en acuerdos contractuales corporativos y comerciales muy estructurados. Los acuerdos que pueden ser considerados por el mercado son:

- Programas en los que la propiedad y explotación de los activos, o la propiedad de los activos y la comercialización de la electricidad, no estuviesen integradas en una sola empresa sino que pudiesen asignarse a entidades jurídicas distintas. Esto daría lugar a obligaciones contractuales diferentes para las partes y, en consecuencia, a un perfil de riesgos diferente para cada una de ellas.
- Algún tipo de concentración de recursos de las empresas integradas verticalmente. Por ejemplo, las partes interesadas del mercado podrían cooperar para construir, financiar y posiblemente explotar los nuevos activos. A cambio de su inversión en el proyecto, recibirían un porcentaje de la electricidad generada por las centrales nucleares, que venderían independientemente. Así, mientras que las partes compartirían una misma base de costes, se mantendrían las tensiones competitivas en la actividad de comercialización.

¿Una estructura emergente?

La experiencia en otros países (por ejemplo, en Finlandia, Rumanía, Bulgaria) sugiere que el antiguo modelo en el que los gobiernos tenían que dirigir y financiar las inversiones en energía nuclear ya no tiene por qué ser el punto de partida. El sector privado quiere participar en la estructuración de las nuevas centrales nucleares.

Sin embargo, es preciso recordar que, hoy por hoy, la decisión de invertir en centrales nucleares y en otras formas de energía no supone lo mismo para el sector privado.

Ya sea impulsada por el sector privado o por el público, es probable que la estructuración de la inversión en nuevas centrales nucleares sea compleja y requiera el desarrollo de vehículos innovadores, así como de estructuras de financiación y comerciali-

zación. Creemos que una posible opción de financiación y construcción de nuevas centrales nucleares estaría estructurada alrededor de una serie de partes interesadas vinculadas entre sí por acuerdos contractuales comerciales complejos y respaldados por un conjunto de técnicas de financiación de proyectos y empresas. Los modelos y estructuras utilizados hace diez años para financiar a los productores independientes de energía, combinados, posiblemente, con un mayor grado de recurso a las partes interesadas, pueden ser fuentes de inspiración.

Pero una vez que hemos admitido que la estructuración de las inversiones en nuevas centrales nucleares será compleja en cualquier circunstancia, ¿es necesario, llegados a este punto, ir más allá y desarrollar la estructura?

Lo cierto es que no creemos que sea posible empezar a desarrollar la estructura más adecuada para nuevas centrales nucleares en el Reino Unido mientras queden aún muchas variables importantes por resolver: ¿se trata de una flota de centrales o de una única central?, ¿cuáles son las funciones y las obligaciones del gobierno?, etc. Es preciso responder primero a estas cuestiones fundamentales.

Creemos que si tanto el gobierno como las principales empresas eléctricas deciden acometer inversiones en nuevas centrales nucleares, emergerá entonces una estructura comercial adecuada a medida que el alcance del proyecto, así como la distribución de los riesgos, sean acordados por las partes interesadas (incluidos accionistas, proveedores, entidades de financiación, clientes y gobierno). Dada la naturaleza única de algunos riesgos nucleares específicos, puede que la estructura comercial resultante también sea única – diseñada para cumplir los requisitos específicos del proyecto. Teniendo esto en cuenta, no creemos que exista ninguna ventaja en intentar anticipar esta estructura.

Pero aunque aún no sepamos cuál es la estructura óptima del proyecto, este artículo ha identificado diversas cuestiones que deberán abordarse si se quieren construir nuevas centrales nucleares en el Reino Unido:

- Aunque haya aumentado la rentabilidad de las centrales nucleares en relación con las centrales térmicas, esto no significa que el proceso de toma de decisiones para las inversiones en nuevas centrales nucleares sea el mismo que para otros tipos de capacidad de generación.
- Las decisiones del sector privado podrían tener un impacto significativo en el nivel de costes y riesgos soportados por el sector público. El gobierno podría desear implicarse más activamente en cualquier solución de mercado de lo que se implicaría para otras tecnologías de generación eléctrica, como en un proyecto de sociedad mixta.

- Parece que existen ventajas de economías de escala al construir una flota de nuevos reactores en lugar de un solo reactor. Sin embargo, el diseño de una estructura que se beneficie de las economías de escala puede requerir la actuación conjunta de algunos de los principales participantes del mercado o la coordinación del proceso por parte del gobierno.
- Puesto que el gobierno tendrá que asumir a largo plazo muchos de los riesgos específicos de la energía nuclear, será una pieza clave en cualquier nuevo programa nuclear en el futuro.

¿Cómo progresaremos entonces en el debate sobre la estructuración? Cabe preguntarse si el sector privado realizará fuertes inver-

siones en el desarrollo de planes de negocio para centrales nucleares antes de que las condiciones económicas de la energía nuclear mejoren y el papel y las responsabilidades de las distintas partes interesadas, incluido el gobierno y los organismos reguladores, estén claramente definidos. El sector privado, al enfrentarse a estos obstáculos por su cuenta, tan sólo podrá realizar pequeños progresos.

Por lo tanto, como punto de partida, una vez que el gobierno haya definido más claramente sus políticas respecto a la energía nuclear, tendrá que entablar, como parte interesada clave en el futuro, un debate con los inversores potenciales sobre la distribución óptima de los riesgos y las estructuras corporativas y de financiación.

Energía para cumplir los objetivos

¿Respalda el actual diseño del mercado la generación de energía nuclear?

Siguiendo la Serie Debate Nuclear de Deloitte, este capítulo analiza si la organización de los mercados energéticos en el Reino Unido favorece o no la generación de electricidad a partir de energía nuclear. Los mercados energéticos del Reino Unido, en particular los de electricidad y gas, han evolucionado enormemente durante las dos últimas décadas. La propiedad y la regulación estatal han dado paso a la privatización y liberalización y al uso de mecanismos de mercado para cumplir con los objetivos a pesar de los cambios en las políticas. Entretanto, grandes transformaciones han tenido lugar en la estructura del sector, algunas de ellas previstas en la agenda de políticas y otras no. Al tiempo que se producían estos cambios, el debate que rodea a la energía nuclear ha evolucionado mucho. Aunque la convicción general al comienzo del nuevo milenio era que la energía nuclear no formaba parte de la agenda, y algunos países se planteaban incluso el desmantelamiento acelerado de sus centrales, un gran número de nuevos impulsores contempla la perspectiva de renovar la flota existente, que serán clausuradas en la próxima década, y ampliarlas. Algunos de los factores que sorprendentemente han ayudado a invertir la tendencia son los crecientes costes de las fuentes de energía de hidrocarburos, la necesidad de conseguir la drástica reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y las presiones para asegurar la continuidad del suministro de energía diversificada y fiable para el Reino Unido en el futuro.

Al reabrir el debate sobre la energía nuclear, vuelven a surgir muchas de las cuestiones tradicionales sobre financiación y aspectos económicos. Por ejemplo:

- El coste de establecimiento y los gastos por intereses;
- Los procesos de planificación y el enfoque normativo;
- Los costes presupuestados y reales de construcción e instalación, iniciales y a lo largo del tiempo;
- Las implicaciones económicas de la generación de energía nuclear en comparación con otras fuentes de energía;

- Disponibilidad y precio del uranio;
- Costes de salida de la extracción y gestión de residuos del combustible nuclear;
- Costes de puesta fuera de servicio; y
- Política de eliminación de residuos nucleares en el Reino Unido.

Al reexaminar estas cuestiones, es preciso tener en cuenta los importantes cambios que han tenido lugar en los mercados energéticos del Reino Unido. Dichos cambios nos llevan a plantearnos si son o no necesarias repuestas diferentes y nuevas a las cuestiones anteriores. En este contexto se ha sugerido que el actual diseño de mercado puede estar reñido con cualquier intento de revitalizar el sector nuclear.

Para saber si hacen falta nuevas respuestas e incluso, quizás, nuevos paradigmas para avanzar en el debate nuclear, será útil entender el funcionamiento de los mercados de la energía y la electricidad. ¿Cómo han evolucionado concretamente los mercados energéticos del Reino Unido? El estado actual de los mercados de electricidad y gas es el resultado de un legado. La ley de electricidad de 1989 (Electricity Act) contemplaba los objetivos de competencia y privatización. La reestructuración del sector fue de la mano de la privatización, y los mecanismos de mercado sustituyeron a la ineficaz regulación para alcanzar objetivos como precios competitivos, beneficios adecuados para los inversores y dedicación del capital a nuevas inversiones. El ritmo de la liberalización y la privatización culminó en el Nuevo Acuerdo de Comercio de Electricidad (NETA, por sus siglas en inglés). Mientras que anteriormente la energía se vendía mediante un acuerdo central de compra, el mercado mayorista o "pool", éste fue sustituido por un mercado de contratación basado en actividades bursátiles y extrabursátiles. A principios del siglo XXI, la combinación de los nuevos competidores, la liberalización y los bajos precios de los factores de producción de la energía junto con la revocación de los contratos que aún restaban de la etapa previa a la privatización, impulsaron en ocasiones

los precios de la electricidad por debajo de los costes variables medios, expulsando del mercado a muchos participantes dedicados exclusivamente a la compraventa. A esto siguió la consolidación del mercado a medida que los activos vendidos fueron adquiridos por las empresas afectadas por la operación.

Las consecuencias de la liberalización y la privatización

Las consecuencias de la liberalización y la privatización constituyen alguno de los factores que aparentemente no favorecen a la generación de energía nuclear. Volviendo la vista hacia el objetivo original de las políticas, la situación actual podría, en cierta manera, sorprender. En los noventa, la liberalización y la privatización, unidas a otros factores, dejaron al Reino Unido con una estructura verticalmente integrada y concentrada similar a un oligopolio, como en el conjunto de Europa, donde la gran parte de la generación y distribución de energía está en manos de cuatro grandes grupos. En el Reino Unido, los requisitos originales acordados por amplio consenso para conseguir mercados energéticos negociados y competitivos: la separación de las actividades de generación y distribución y suministro para garantizar el acceso sin restricciones de terceros, se han quedado en el camino.

La idealizada estructura de mercado competitivo diseñada para su adaptación a la privatización y liberalización no se ha materializado, con el consiguiente impacto en el comportamiento competitivo, como la fijación de precios, que sigue siendo objeto de debate. Dada la situación actual, algunos analistas opinan que la liberalización y la privatización no tienen por qué estar relacionadas con la construcción de nuevas centrales nucleares, mientras que otros creen que la estructura y el comportamiento actuales han creado una tendencia en contra de la expansión de la generación de energía nuclear.

El papel de los mercados de negociación

¿Qué implicaciones tiene lo anterior para el futuro de la energía nuclear? Una de las muchas preocupaciones relacionadas con la gene-

ración de energía nuclear es que la naturaleza intensiva en capital de la tecnología (actualmente los precios del kilovatio (kW) de capacidad instalada casi duplican a los de la generación a partir de gas) no es compatible con un mercado liberalizado y privatizado de energía. ¿Por qué? En un mercado así, los precios determinados por la negociación se toman, afirman algunos, como referencia para dar señales tanto de optimización operativa a corto plazo como de asignación de activos a largo plazo. El llamado modelo de negociación implica que todos los riesgos de precios y de mercado se concentran en una operación bursátil, mientras que los gestores de activos y las centrales supervisan el riesgo operativo y el sector minorista se ocupa del riesgo de marca y de cliente, tal como se muestra en la Tabla 1. En el modelo de negociación, las curvas de futuros, por oposición a las previsiones, se utilizan para la planificación de la inversión.

Desde la perspectiva del modelo de negociación, la financiación de la construcción de nuevas centrales nucleares presenta muchas complicaciones. La naturaleza intensiva en capital de la generación de energía nuclear, considerando conjuntamente los intereses capitalizados durante la construcción y el coste de puesta fuera de servicio, implica unos esquemas de amortización que no pueden asumirse dados los actuales indicadores de precios de los mercados de futuros. Según el modelo de negociación que se muestra aquí, el equipo de gestión de activos recibe un flujo de ingresos fijos por la negociación a precios vigentes en mercados extrabursátiles. Algunos mantienen que si en lugar de la participación en el capital, se considerasen acuerdos de compra de energía a largo plazo a un precio fijo o mínimo para asegurar el flujo de ingresos, un mercado liberalizado y privatizado basado en la negociación no impulsaría las señales de inversión a largo plazo que necesitan los inversores en energía nuclear para cumplir con el servicio de la deuda. La próxima generación de centrales de este tipo podría tener una vida económica de cincuenta años mientras que en los mercados de futuros negociados, el "largo plazo" apenas abarca tres años, y la liquidez, si es que existe, es muy limitada. Se cree que una compañía eléctrica que dependa de los mercados de negociación tiene una perspectiva a muy corto plazo. Por ello, un sector liberalizado y privatizado, en el que el riesgo de precio y de volumen re-

Tabla 1. El modelo de negociación de una empresa eléctrica de suministro integrada

Sub-organización	Gestor de activos	Contratación	Venta al por menor y al por mayor
Perfil de riesgo	Riesgo operativo	Riesgo de precio, volumen, y de liquidez	Riesgo de marca, cliente y crédito
Posición corta	Venta de opciones sobre diferenciales de precio del gas y la electricidad (spark spread)	Opciones cortas de energía sobre la forma	Swaps y opciones de posiciones cortas a clientes
Posición larga	Recibe un interés fijo	Opciones largas sobre diferenciales "spark"	Opciones largas de forma de carga

side en la negociación, no favorece, en opinión de algunos analistas, a la energía nuclear.

De esta manera, algunos consideran que los mercados de negociación, aunque existan algunos en los que sólo participan unas pocas empresas, no son coherentes con los acuerdos contractuales a largo plazo ni las participaciones de capital en la industria nuclear. Los enfoques modernos para la gestión del riesgo exigen capital riesgo frente a posiciones que no se pueden cubrir, como por ejemplo un acuerdo de compra de energía a precio fijo a veinte años. Por supuesto, los acuerdos para comprar energía a un precio fijo durante un período que sea superior a dos años no son susceptibles de cobertura. (La experiencia de los contratos firmes de compra de gas a principios de los noventa no se ha olvidado). Incluso se ha sugerido que, en vista de esta tendencia en contra de los compromisos a largo plazo, debería imponerse una obligación nuclear, como la Obligación de Uso de Energías Renovables (Renewables Obligation) a las empresas eléctricas integradas a fin de crear un mercado para la electricidad generada con energía nuclear.

La perspectiva estratégica

Reflexionando más en profundidad sobre el papel de la negociación en el contexto de los mercados energéticos del Reino Unido, se pone de manifiesto que no existe mucha preocupación en relación con la tendencia contra los compromisos a largo plazo provocada por la cultura de la negociación. Aunque una serie de participantes imaginaron, inmediatamente después de la introducción del NETA que las curvas de precios a plazo serían lo suficientemente líquidas para proporcionar señales de asignación de activos a largo plazo, pronto se demostró que se trataba de algo ilusorio. (Basándose en estas percepciones, muchas empresas del sector de la energía de EE.UU., confiando en la negociación, penetraron en el mercado del Reino Unido en los noventa para acabar convirtiéndose en vendedores de activos objeto de venta forzosa en 2002 y 2003). Las empresas europeas, por el contrario, nunca consideraron la negociación y el modelo de mercado de negociación como una forma de asignación de capital o de transferencia de riesgo a largo plazo. Las decisiones de inversión, como las inversiones en centrales de ciclo combinado o la decisión de Centrica de formalizar contratos de suministro de gas a largo plazo con proveedores continentales, no se basan únicamente en las curvas de precios a plazo disponibles.

El escepticismo de las empresas europeas afectadas en relación con los mercados negociados a plazo para operaciones distintas a la optimización operativa, la compensación y la gestión de riesgos a corto plazo, radica no sólo en la disminución de participantes en el mercado, sobre todo de los intermediarios de compraventa, sino

principalmente en el reconocimiento de que los mercados a plazo en bienes no almacenables tienen un propósito económico limitado. El argumento clásico a favor de los mercados a plazo es que representan una forma de almacenamiento sintético. Un consumidor que teme las subidas de precio puede acumular productos físicos y financiar el coste de capital o utilizar los mercados a plazo para alcanzar el mismo nivel de mitigación del riesgo. En condiciones de equilibrio, los mercados a plazo representan el coste neto de financiación, ajustado al rendimiento de conveniencia¹. En el caso de productos agrícolas, los mercados a plazo pueden incluso proporcionar indicaciones de cuándo hay que sembrar. ¿Qué representan los mercados a plazo para los bienes no almacenables como la energía?

En los mercados de productos básicos como la electricidad, puede que los mercados a plazo meramente representen la actitud de los inversores a corto plazo. ¿Cómo han justificado entonces los cuatro principales grupos dominantes del mercado energético del Reino Unido las inversiones y adquisiciones a largo plazo? Es mediante el uso de análisis fundamentales económicos y previsiones a largo plazo, que residen en el núcleo del riesgo empresarial, como se llevan a cabo las inversiones. (Sin embargo, una vez que se ha realizado la inversión, las curvas a corto plazo se utilizan para ayudar a los inversores a "negociar", facilitando la optimización operativa del valor de la central).

Adaptando físicamente la generación flexible de energía a los clientes se minimizan e internalizan el riesgo de volumen a corto plazo y los riesgos de correlación de precios en una empresa integrada de energía. La participación en el mercado de negociación sirve para la formación de precios y la compensación a corto plazo y genera oportunidades para las negociaciones y las operaciones estructuradas; sin embargo, no facilita, por sí misma, la toma de decisiones estratégicas. De ahí que sea difícil sostener el argumento de que la percepción de que una cultura de negociación y su carencia de indicadores de inversión en activos a largo plazo disuade la asunción de riesgos estratégicos y que no son susceptibles de cobertura, necesaria para la inversión en energía nuclear.

La falta de liquidez en la curva de precios a plazo de la energía a más de dos años no ha sido un obstáculo para la inversión históricamente ni ha motivado la reciente actividad transfronteriza.

Además, si un entorno de negociación no es propicio para la energía nuclear, tampoco será propicio para la inversión en centrales de gas y de carbón cuyas vidas económicas excedan el desarrollo de la curva líquida de precios a plazo. Si ni la situación de los mercados de energía tras la privatización ni el modelo de negocio basado

¹ El rendimiento de conveniencia de una posición en productos físicos se define como el beneficio adicional del que se disfruta mediante el acceso inmediato a las existencias en lugar de enfrentarse al riesgo de liquidez inherente a los mercados de negociación.

en la negociación representan un obstáculo a la energía nuclear, ¿cuáles son los otros impedimentos?

El valor de la generación flexible

Los problemas experimentados por British Energy en 2002 también se han citado como prueba de que la actual estructura de mercado no favorece a la energía nuclear. Aunque generalmente los precios energéticos demasiado bajos exacerbaban su situación, se ha observado que la falta de clientes minoristas y las características de carga básica de la generación nuclear, situaba a British Energy en una posición de desventaja en relación con las empresas integradas con acceso a una generación adaptada y flexible.

Aunque es poco probable que dichas circunstancias se repitan en el futuro próximo, gracias a los precios de las emisiones de CO₂ según el RCDE, la generación no flexible de carga básica en un mercado volátil y en rápida evolución que otorga gran importancia a la flexibilidad y la programación de la producción, sitúa potencialmente a la energía nuclear en una posición desfavorable.

¿Cuál es la solución? La generación de energía nuclear comercial independiente, sin acuerdos de compra a largo plazo, plantea riesgos excepcionales para los accionistas, lo cual refuerza la tesis de que dichas instalaciones deben ser propiedad de empresas integradas y ser gestionadas por éstas, ya que pueden utilizar la carga básica nuclear para reforzar la producción. De este modo, puede que el fallo no esté en el diseño de mercado sino en la naturaleza de la tecnología nuclear. A diferencia de las centrales de gas para horas de máxima carga e incluso algunas centrales de carbón, la generación nuclear no ofrece las opciones inherentes a otras tecnologías: funciona a carga completa para amortizar el reembolso del capital y de los intereses y debido a sus características tecnológicas, no tiene capacidad para aumentar o disminuir el ritmo de producción en función de las condiciones de mercado. Además, no puede aprovechar el valor añadido de adaptarse a las necesidades del cliente mediante la creación de una forma intradía. Por lo tanto, la energía nuclear se enfrenta al obstáculo de un margen limitado para la integración de los negocios de distribución y venta, donde podrían obtenerse precios más altos. Pero ¿representa esto un obstáculo insuperable? Dadas las limitaciones tecnológicas y los riesgos inherentes a la energía nuclear, es posible que esto simplemente justifique la participación de las empresas integradas verticalmente en la generación flexible, en lugar de las empresas independientes.

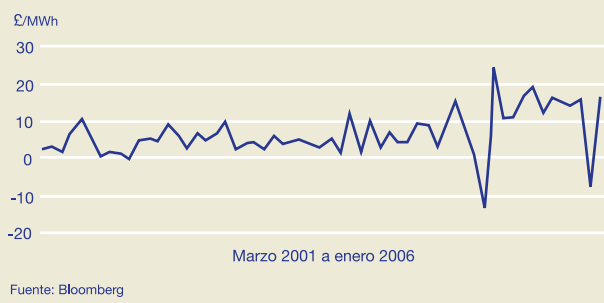
Estructura, comportamiento y rendimiento del mercado

Además del argumento de que la negociación en el mercado y la liberalización no se adaptan a las necesidades del sector nuclear, existe otro referente a la estructura de mercado y su incompatibilidad, tal como ha evolucionado, con el desarrollo de la energía nuclear. Nos quedaríamos cortos si dijésemos que la relación entre la

estructura, el comportamiento y el rendimiento del mercado es compleja. Desde principios de los 90 ha aumentado la concentración del sector de la generación eléctrica en el Reino Unido, pero, ¿significa esto que un comportamiento no competitivo puede perjudicar al renacimiento de la generación de energía nuclear? Las características distintivas del mercado energético incluyen precios que superan los costes marginales, la ausencia de alternativas para el consumidor, una innovación mínima y una rentabilidad excesiva. Se ha criticado que la actual estructura de mercado no se presta a ideas y perspectivas nuevas. A no ser que se creen incentivos, ¿por qué asumir nuevos riesgos como el de la generación de energía nuclear cuando las rentas del oligopolio, tal como creen algunos, ya se disfrutan con la tecnología actual?

En lo que respecta a los márgenes, como se muestra en el Gráfico 1, los diferenciales denominados spark spreads sobre la carga básica del día, que se muestran como medias mensuales, han sido moderados, poniendo de manifiesto una gran volatilidad y periodos negativos, a pesar del respaldo del Régimen de Comercio de Emisiones a los precios de la electricidad.

Gráfico 1. Márgenes unitarios de beneficio (diferencial “spark” entre el precio del gas y la electricidad)



En cuanto a las medidas de rentabilidad financiera, como se muestra en la Tabla 2, utilizando datos de empresas del Reino Unido y, si procede, de las sociedades dominantes del continente, los re-

Tabla 2. Rentabilidad financiera

Empresa energía	Rentabilidad de los recursos propios (ROE) Media de 6 años	Rendimiento del capital (ROC)
Centrica	43,07%	25,35%
EON	13,32%	7,91%
RWE	32,90%	12,90%
Scottish Power	41,14%	17,34%
Scottish & Southern	39,65%	20,26%

Fuente: Amadeus, Onesource

sultados de rentabilidad no parecen poner de manifiesto una situación obvia de abuso de mercado o de alta rentabilidad. Existen también indicios de competencia, reflejados en el cambio de proveedor por los consumidores y los usuarios comerciales e industriales. Existe la libertad de elección y se ejerce. Según estudios de OFGEM, los clientes cambian regularmente de proveedor, y todos los participantes en el sector dedican grandes esfuerzos a preservar y ganar cuota de mercado.

Teniendo en cuenta lo anterior, creemos que la afirmación de que la liberalización y la privatización han conducido a una rentabilidad excesiva y a la autocomplacencia carece de un fundamento sólido. No existen pruebas de animadversión hacia la innovación y las ideas nuevas. A diferencia de otras partes de Europa, no ha emergido en el mercado eléctrico del Reino Unido un "campeón nacional", en terminología de la Comisión Europea. El argumento de que debido a la escasa competitividad, el mercado eléctrico del Reino Unido se inclina en contra de la generación de energía nuclear no es fácil de sustentar.

El comportamiento competitivo, determinado por la estructura de mercado, de los actuales proveedores del Reino Unido, incluyendo la fijación de precios, las estrategias de producto, la investigación e innovación y el marketing, no va en contra de la generación de energía nuclear. Tampoco la estructura de mercado ni la dinámica de comportamiento de los mercados eléctricos del Reino Unido, incluida la eficiencia de producción y distribución, están reñidas con la energía nuclear.

Sin embargo, ¿significa esto que las empresas de suministro serán las más fervientes defensoras de la energía nuclear? Sí, pero sólo si la generación de energía nuclear permite un perfil recompensarriesgo que sea al menos igual de favorable que el de otras inversiones, como explicamos a continuación.

La perspectiva del insolidario (free rider)

Una vez descartados algunos de los dogmas sobre la buena o mala predisposición de la estructura del mercado eléctrico del Reino Unido a la renovación o ampliación de la generación de energía nuclear, trataremos ahora algunos de los argumentos a favor de la energía nuclear para ver si tienen aceptación entre las empresas eléctricas integradas del mercado, los potenciales accionistas y los bancos, que pueden sacar provecho de la construcción de una nueva generación de centrales. El sorprendente cambio en las vicisitudes de la generación de energía nuclear parece deberse a factores como el aumento de los costes de las fuentes de energía de hidrocarburos, la preocupación sobre la emisión de gases de efecto invernadero, la decreciente producción de gas en el Mar del Norte y la garantía del suministro mediante el recurso a fuentes lejanas de gas y petróleo. Los avances tecnológicos de la generación de energía nuclear ofrecen, además, una mayor seguridad y fiabilidad ope-

rativas, así como la posibilidad de una salida más rápida del ciclo de combustible y de menores costes de puesta fuera de servicio. El reconocimiento de que la generación a partir de energías renovables, como las turbinas eólicas, es problemática desde el punto de vista de la ubicación geográfica y la intermitencia, ha ayudado también a impulsar la energía nuclear, que actualmente está adquiriendo importancia.

Las fuentes seguras de energía bajas en emisiones de CO₂ tienen muchos admiradores pero, ¿son válidos estos argumentos para las principales empresas eléctricas integradas de Europa que dominan el mercado del Reino Unido? Probablemente no. Con el actual marco regulatorio, las sólidas ganancias que las empresas de electricidad y energía han obtenido con las energías renovables son el resultado de incentivos y de la búsqueda de ventajas de diversificación, y no simplemente de la preocupación de las empresas del Reino Unido por el suministro. Ideas importantes como obtener garantías de suministro están fuera de los cálculos financieros de las principales empresas, incluso cuando consideran las energías renovables.

La dirección de la mayor parte de empresas eléctricas considera la seguridad del suministro desde una perspectiva insolidaria. Se conforman con disfrutar del suministro garantizado en un mercado maduro y bien organizado, pero ninguna empresa independiente tendría interés en crear beneficios externalizados, como la eliminación del riesgo país, incluso aunque fuera posible. Para los principales grupos eléctricos de Europa, la decisión de vender o no electricidad generada en el continente al Reino Unido depende de consideraciones financieras, y no de la inquietud sobre las políticas nacionales relativas a la seguridad del suministro. Igualmente, la transición a una generación baja en emisiones de CO₂ puede no contar con el beneplácito de los accionistas, a no ser que se incrementen las recompensas de forma que proporcione rentas económicas superiores a las ganancias actuales de la producción no marginal, por ejemplo, en centrales de carbón.

El modelo *Netback*

Si la seguridad del suministro no forma parte del cálculo financiero de las empresas de energía, y la inversión en energía nuclear requiere una rentabilidad ajustada al riesgo comparable a la que se obtiene de otras tecnologías, debemos preguntarnos cómo se valoran las oportunidades potenciales. Puede parecer sorprendente, pero un futuro en el que el gas natural no provenga del Mar del Norte podría, de hecho, favorecer los intereses de las empresas energéticas europeas que operan en el Reino Unido. La compra de gas en el national balancing point (punto virtual de intercambio de gas) o a las principales petroleras con reservas en el Mar del Norte a precios ajustados al mercado, reduce el margen para obtener beneficios por encima del límite normal. En cada eslabón de la cadena de valor, desde el pozo hasta el cliente, se pagan precios de

mercado. En comparación, el gas de fuentes de nuevos enclaves, en Rusia, la República Checa o Rumanía, con bajos costes de producción, que puede obtenerse de depósitos participados por accionistas, es más atractivo desde un punto de vista financiero.

Por ello la participación de una de las principales empresas alemanas en la construcción de un nuevo gasoducto que atravesará el mar Báltico, la incursión de otra importante empresa del mismo país en la producción de gas en Europa Central y el interés de algunos productores nórdicos por introducirse en la cadena de distribución y venta en el Reino Unido forman parte del intento de conseguir un beneficio o netback de las posiciones en recursos naturales, como se muestra en el Gráfico 2, en las que los beneficios se derivan de las rentas económicas por la propiedad del recurso. Se trata de una estrategia a largo plazo de las empresas de suministro integradas para captar, cuando sea posible, rentas económicas en las fases del negocio de exploración y extracción, que son menos competitivas.

Dada la lógica financiera que alberga a veces el modelo netback, sería difícil justificar las inversiones a menos que la participación en la energía nuclear como inversor ofrezca rentabilidades superiores a las que se obtienen, o esperan obtenerse, mediante la integración vertical en los sectores de gas o electricidad. Es probable que los acuerdos de compra de electricidad o los derechos de producción de una cantidad proporcional a la participación de capital que se posee ofrezcan tasas de rentabilidad de mercado normales, como adquirir gas en el national balancing point.

Sin embargo, es probable que una estrategia de consorcio, que puede ser necesaria para la participación en el capital, requiera una fijación libre del precio en todas las fases. Para participar en una sociedad mixta de capital público y privado o en una iniciativa de fi-

nanciación privada, sería necesario también que los parámetros financieros fuesen muy atractivos en comparación con las ganancias actuales mediante métodos probados. Además, siguen quedando riesgos no cuantificables de naturaleza soberana, normativa y tecnológica.

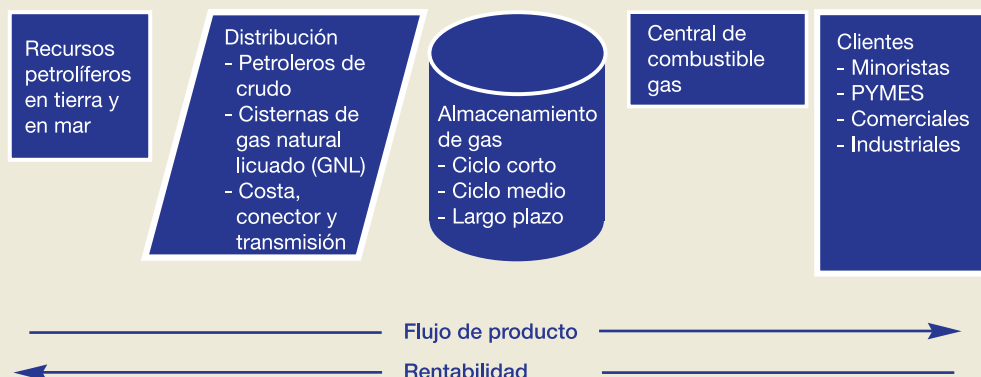
Queda por ver si el valor de una empresa individual aumentaría gracias a una cartera tecnológica totalmente diversificada.

Conclusiones

La afirmación de que la actual estructura del sector eléctrico del Reino Unido es contraria a la generación de energía nuclear carece de un fundamento sólido. La negociación desempeña un papel útil en el mantenimiento del equilibrio a corto plazo, la formación de los precios y la gestión operativa, pero no sirve para justificar las inversiones estratégicas y la toma de decisiones. Aunque la actual estructura de mercado está muy concentrada, no existen, a primera vista, motivos para pensar que esto constituye un obstáculo para la innovación y la diversificación. La adopción de energías renovables y de actividades de cogeneración por las empresas del sector, aunque sea con algún tipo de ayuda, dice mucho de su voluntad de avanzar por caminos no tradicionales.

Los obstáculos a la renovación y ampliación de la generación de energía nuclear no radican en la actual estructura de mercado liberalizado y privatizado, sino en la carencia histórica de atractivo financiero. A diferencia de las centrales de carbón y gas, en manos de empresas integradas con intereses en la exploración y explotación de recursos naturales, la energía nuclear gira mayoritariamente en torno al coste de establecimiento. Aunque puede que no produzca los beneficios económicos que se obtienen mediante la integración vertical y la vinculación de beneficios a los recursos

Gráfico 2. La cadena de valor en una empresa eléctrica integrada



de hidrocarburos, en términos de coste marginal a corto plazo representa menos de la mitad del coste de operar una central de ciclo combinado, que es la que determina el precio marginal de la electricidad. Los obstáculos a la revitalización del sector nuclear no residen en el actual diseño de mercado ni en la forma en la que éste ha evolucionado, sino que están relacionados con la consecución de un rendimiento financiero adecuado con respecto a

otras formas de generación. Siempre que la generación de energía nuclear forme parte de una cartera diversificada, que se respeten los plazos y los costes de construcción de centrales y que éstas se gestionen de forma eficiente, por ejemplo a través de un consorcio aprobado por las autoridades, no hay razón para sugerir que no puede cumplir los requisitos de la comunidad financiera y de los inversores.

