

Esta es la versión aceptada del artículo "Torró, H., & Martínez, B. M. (2010). Cobertura con contratos de futuros en los mercados europeos del gas. Harvard Deusto Finanzas y Contabilidad, (97), 52-61."

Hipòlit Torró

Profesor del Departamento de Economía Financiera y Actuarial de la Universidad de Valencia.

Beatriz Martínez

Estudiante de doctorado del programa interuniversitario de Banca y Finanzas Cuantitativas de las universidades Complutense de Madrid, País Vasco, Castilla-La Mancha y Valencia.

El enfoque utilizado por los autores permite medir con más exactitud las variaciones no esperadas del precio del gas, no subestima la efectividad de la cobertura y permite estimaciones más eficientes de la ratio de cobertura de mínima varianza. Los resultados alcanzados en este estudio para el mercado europeo del gas confirman los obtenidos por Ederington y Salas (2008) en el mercado estadounidense del gas.

La importancia del gas como fuente de energía está aumentando en los últimos años. Su demanda creciente provoca incrementos de volatilidad y de precio, de los que los agentes participantes en el mercado deberían cubrirse dada su mayor exposición al riesgo. La desregulación creciente de los mercados del gas en los países desarrollados también provoca un incremento de la volatilidad. Ante este panorama de aumento de precios, es necesario dotar al mercado de mecanismos de cobertura para hacer frente a los desequilibrios que se producen entre la oferta y la demanda.

Las zonas de producción se hayan mayoritariamente lejos de las zonas consumidoras, lo que implica que los países consumidores deberían dotarse de suficiente capacidad de almacenamiento para prevenir posibles problemas de aprovisionamiento. El almacenamiento de gas (en adelante, *storage*) es fácilmente medible. En la Unión Europea existe una escasa capacidad de almacenamiento en comparación con otras zonas desarrolladas, como Estados Unidos. En 2005 sólo existían 120 unidades de almacenamiento en la Unión Europea de los 25 (UE-25), 44 de las cuales se encuentran en Alemania, seguida de Francia, con 15; España cuenta con 2.

La importancia del almacenamiento de gas en un contexto como el actual es clara. Con la inestabilidad geopolítica de las zonas productoras, el incremento del número de almacenamientos permitiría amortiguar los incrementos de precio, al tiempo que actuaría como cobertura.

Mercado español del gas

El desarrollo de las infraestructuras gasistas en España viene condicionado por la escasa producción de gas nacional y por la situación geográfica de España, alejada de los yacimientos europeos del Mar del Norte y Rusia. Ambos factores provocaron un desarrollo tardío del gas natural, que comenzó a finales de los años sesenta con la construcción de la primera planta de regasificación en Barcelona, abastecida con gas natural licuado (GNL) libio y argelino, seguida de las de Huelva y Cartagena. Posteriormente, en 1993 se realiza la conexión por gasoducto con Francia, que conecta la red española con el yacimiento francés de Lacq, y en 1996 se finaliza el gasoducto del Magreb, que conecta la Pe-

Con la inestabilidad geopolítica de las zonas productoras, el incremento del número de almacenamientos permitiría amortiguar los incrementos de precio, al tiempo que actuaría como cobertura

nínsula Ibérica con los yacimientos de gas argelinos, atravesando Marruecos y el estrecho de Gibraltar.

La peculiaridad del sistema de gas español, en comparación con los de otros países europeos, radica en la elevada dependencia de las importaciones y el elevado protagonismo de las plantas de regasificación en el aprovisionamiento. El avance de las infraestructuras de gas natural por el territorio peninsular experimenta un gran impulso a partir del Protocolo del Gas de 1985, avance que continúa en la actualidad y que se concreta en varios planes de gasificación acordados entre las empresas de gas y las comunidades autónomas. El desarrollo de las infraestructuras de gas está condicionado por la elevada extensión territorial, así como por la distribución de la población y la industria.

Las infraestructuras actuales de gas natural en España se componen de tres plantas de regasifica-

Nota

Se agradece la ayuda económica recibida del FEDER y del Ministerio de Educación a través de los proyectos CGL2009-09604/CLI y ECO2009-14457-C04-04. Beatriz Martínez agradece la ayuda económica de la beca FPU AP2005-0044 del Ministerio de Educación. Los errores que subsistan son únicamente responsabilidad de los autores.

ción de gas natural licuado, unos 6.000 kilómetros de gasoductos de transporte, más de 31.000 kilómetros de gasoductos para la distribución, dos almacenamientos subterráneos, tres yacimientos y cuatro conexiones internacionales (una con Marruecos, una con Francia y dos con Portugal), además de otras instalaciones auxiliares, estaciones de compresión y plantas satélite de gas natural licuado. El conocimiento de las capacidades del sistema gasista es de vital importancia para la actuación empresarial y la toma de decisiones de los comercializadores.

El Real Decreto 949/2001, del 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural, determina en su artículo 6.5 la obligación de los titulares de instala-

ciones de regasificación, almacenamiento y transporte de publicar, con periodicidad trimestral, la capacidad contratada y disponible en cada una de sus instalaciones, distinguiendo la capacidad asignada a contratos de acceso de duración mayor o igual a dos años de aquéllos de duración inferior a dos años.

Mercado del gas en la Unión Europea

La Unión Europea, excepto el Reino Unido y los Países Bajos, no es productora de gas, sino que debe importarlo de países como Noruega y Rusia. Rusia mantiene un conflicto permanente con Ucrania, por donde pasa el gas que después llega a Europa. Cuando estos conflictos se producen, el gas ruso deja de transportarse a Europa, motivo por el cual Rusia trata de diversificar las rutas de exportación. Para ello, está trabajando en los proyectos de North Stream y South Stream, gracias a los cuales el gas podrá llegar directamente al consumidor europeo sin pasar por Ucrania. No obstante, esta solución no llegará hasta finales de 2010. En el año 2005, los principales suministradores fueron Noruega (41%), Rusia (24%) y Argelia (11%). El resto fue producido por los propios países de la UE-25, según el informe de la Comisión Europea para el año 2005.

La liberalización al otro lado del Atlántico comenzó antes, durante la década de los ochenta. En Estados Unidos hubo cambios regulatorios que eliminaron las barreras de entrada, lo que aumentó considerablemente las transacciones en el mercado *spot* del gas. En Europa, la directiva de la Unión Europea 98/30/EC estableció el fin de los mercados monopolísticos nacionales, en los cuales se asignaban concesiones por zonas y el uso de los gasoductos lo realizaban las mismas compañías que transportaban y comercializaban el gas (por ejemplo, Gas Natural en España, Gaz de France en Francia, Ruhrgas en Alemania, etc.). El objetivo de esta directiva era romper los monopolios nacionales de gas para promover la liberalización e integración de los distintos mercados europeos, a través del abandono del sistema de concesiones y de permitir, sin restricciones, el acceso de terceros a la red de distribución, como, por ejemplo, compañías comercializadoras. De esta forma se crearía un único e integrado mercado europeo en el que los participantes, tanto públicos como privados, no verían los mercados nacionales aisladamente, sino como parte de un mercado mayor, el mercado europeo. Sin embargo, el resultado no ha sido igual de satisfactorio en todos los mercados na-

La peculiaridad del sistema de gas español, en comparación con los de otros países europeos, radica en la elevada dependencia de las importaciones y el elevado protagonismo de las plantas de regasificación en el aprovisionamiento

cionales. Mientras que el mercado británico ha establecido un mercado liberalizado y competitivo, otros países del continente no lo han logrado.

La Unión Europea critica en sus informes periódicos el poco progreso de algunos mercados nacionales en la integración hacia un mercado único europeo del gas. Para acelerar los procesos y las reformas conducentes a la liberalización de los distintos mercados nacionales, otra directiva fue implementada en 2003 (2003/55/EC). La primera interconexión entre dos mercados nacionales se produjo a finales de la década de los noventa entre el liberalizado mercado británico y el no liberalizado mercado belga. Esto se originó a través del llamado "Interconnector", una tubería o gasoducto que unía la isla con Bélgica y con el continente europeo. Con la construcción de esta primera conexión física se esperaba un proceso de convergencia en los precios *spot*, limitándose las diferencias a los costes de transporte. Entre estos dos mercados sí ha habido convergencia en los precios y el mercado británico cada vez está más influido por los factores que determinan el precio del gas en Europa.

Adicionalmente a la construcción de este gasoducto, en el mercado británico se creó un punto de negociación o *hub* virtual, el NBP (National Balancing Point), gestionado por TSO National Grid, donde actualmente se negocian activamente contratos *spot* y futuros. Asimismo, dos mercados más se establecieron en el continente: el primero, Zeebrugge (Bélgica), donde termina el Interconnector, es el *hub* físico gestionado por Huberator, una empresa subsidiaria de Belgian TSO Fluxys; el segundo, Bunde (en la frontera entre Alemania y Holanda), es el lugar al que llega el gas procedente de Noruega. Posteriormente se han establecido en el resto de Europa los siguientes *hubs*:

- TTF es el *hub* virtual que cubre todos los puntos de entrada y salida de alto poder calorífico en los Países Bajos, gestionado por Dutch TSO Gas Transport Services, perteneciente a N.V. Nederlandse Gasunie.
- BEB VP es el *hub* virtual de gas que cubre todos los puntos de entrada y salida de alto poder calorífico en el norte de Alemania, gestionado por BEB.
- PEG es el *hub* virtual de gas que cubre todos los puntos de entrada y salida de alto poder calorífico en el norte de Francia, gestionado por la empresa transportista GRTgaz, perteneciente a Gaz de France.

El conocimiento de las capacidades del sistema gasista es de vital importancia para la actuación empresarial y la toma de decisiones de los comercializadores

- PSV es el *hub* virtual gestionado por el operador de red italiano Snam Rete Gas.
- EGT Nord cubre la zona norte de Alemania de entrada y salida de los puntos de alto poder calorífico, gestionado por Eon Gastransport, perteneciente a Eon Ruhrgas.

La estructura de los tres primeros *hubs*, los más importantes y los que más volumen de negocio tienen, es diferente: mientras que el mercado británico es un mercado maduro, muy líquido, con gran actividad (el gas es negociado alrededor de quince veces en el NBP antes de que se produzca su entrega o flujo físico), Zeebrugge (al otro lado del Interconnector) es relativamente maduro y relativamente líquido en el mercado *spot*. En ambos es posible la negociación de contratos tanto *spot* como *forward* con precios razonablemente competitivos. Por su parte, el otro *hub* europeo, Bunde, no es muy activo, por lo que es bastante ilíquido: los *traders* que intentan negociar en él se quejan del rígido acceso a la infraestructura del gasoducto para poder transportar el gas desde ese *hub* hasta otros lugares.

En los últimos años, la producción de gas está disminuyendo en el Reino Unido, lo que, consecuentemente, aumenta las importaciones. Esto genera

Mientras que el mercado británico ha establecido un mercado liberalizado y competitivo, otros países del continente no lo han logrado

incrementos temporales del precio del gas debido a los cuellos de botella que se producen en las redes de transporte. Para solventar estos problemas se están construyendo nuevas redes de transporte desde los países productores y se está ampliando la capacidad del Interconnector.

Aproximadamente un tercio del consumo total de gas en Europa se debe a la generación de energía; el resto se usa estacionalmente para la calefacción/refrigeración. Si el almacenamiento de gas se encuentra próximo a generadores o a lugares de paso de electricidad, es más fácil combinar ambas para compensar el sistema cuando se producen picos de demanda.

La directiva europea hace hincapié en la necesidad de dotarse de operadores de almacenaje o *storage* independientes e incrementar la transparencia de las capacidades disponibles a terceras partes, así como el libre acceso de éstas al mercado.

¿Por qué elegir el mercado británico para el análisis?

En los últimos veinte años, el mercado británico del gas ha sufrido importantes transformaciones. Desde 1982 se han promulgado leyes conducentes a la liberalización de la transmisión y la distribución del gas en el mercado británico, previamente monopo-

lizadas por la compañía pública British Gas. Desde 1995-1996, el mercado del gas al por menor también está liberalizado, lo que ofrece a los consumidores británicos la posibilidad de elegir la compañía suministradora.

En 1996 se promulgó la Network Code, una ley con la cual se pretendía asegurar la coordinación entre el suministrador (British Gas) y las compañías de transporte de gas. El operador del sistema (British Gas) debe llevar un control exhaustivo de las entradas (gas inyectado al sistema por los productores), de las salidas (gas retirado por los usuarios finales) y del transporte físico del gas a través de la red. Esto se hace así para mantener el equilibrio entre la demanda y la oferta instantánea en las zonas de distribución local, conservando así la presión y la calidad del gas. Si este equilibrio no se mantiene, implica costes para los otros usuarios del sistema. La Network Code ha previsto una serie de sanciones para aquellos distribuidores que no mantengan dicho equilibrio, dentro de ciertos límites. Cuando el distribuidor se queda corto en su provisión, se aplica al gas un precio por encima del de mercado y, a la inversa, cuando se dé la situación contraria, el precio estará por debajo. Para que este mecanismo de equilibrio se mantenga, el operador del sistema debe disponer de datos en tiempo real. Antes de la desregulación, el gas se vendía a los usuarios finales en contratos a largo plazo con término en octubre del mismo año. Sin embargo, con este nuevo sistema, pequeños proveedores independientes entraron en el mercado adquiriendo a los productores contratos *take-or-pay* (acuerdo entre el comprador y el vendedor por el cual el comprador pagará alguna cantidad incluso si el producto o servicio no se suministra). Esto creó una demanda de contratos a corto plazo para permitir a los nuevos entrantes equilibrar sus balances, mediante la venta de sus excedentes de nuevo al mercado. Como resultado, el mercado *spot* del gas se desarrolló de un modo extremadamente líquido. De hecho, el mercado británico es uno de los más líquidos del mundo y el más líquido de Europa.

Finalmente, en enero de 1997 se emitieron contratos de futuro de gas estandarizados en el International Petroleum Exchange, establecido en Londres, con entrega virtual vía *hub* (NBP). Este sistema permitía solventar las necesidades de equilibrio del mercado *spot*, lo que convertía al *hub* en un gran punto de negociación de activos relacionados con el gas, tanto del mercado *spot* como del de futuro. El desarrollo del mercado del gas expone a los parti-

cipantes en este mercado a nuevos tipos de riesgo, motivo por el cual se pretende explicar en este artículo la cobertura de mínima varianza para el precio del gas.

Cobertura de mínima varianza

En el mercado del gas, al igual que en otros de tipo energético, el precio es parcialmente predecible debido a la estacionalidad que presenta su consumo y al clima. Ederington y Salas (2008) demuestran en su trabajo que, en este caso, las estimaciones en una regresión tradicional de la ratio de cobertura de mínima varianza son ineficientes, aunque insesgadas; que las estimaciones del riesgo de una posición cubierta y no cubierta están sesgadas al alza y el riesgo de la posición *spot* está sobreestimado; y que la estimación del porcentaje de riesgo reducido conseguido mediante la cobertura está sesgada a la baja.

Estos autores proponen usar la base (precio futuro menos precio *spot*) al principio del período de cobertura como variable de información para aproximar el cambio en el precio *spot* esperado. Si los precios futuros son predictores insesgados de los precios *spot* futuros, la base será una medida del cambio esperado en el precio *spot* hasta el vencimiento.

La ratio de cobertura de mínima varianza se define para un modelo uniperiodal. Al principio del período, en t , tenemos un determinado precio *spot* para el gas. Para reducir el riesgo del poseedor, éste debe elegir cubrirse en t en el mercado de futuros con el mismo activo subyacente. Al final del período, en $t + 1$, la cobertura resultante por unidad de *spot* es la siguiente:

$$x_{t+1} = \Delta S(t) - b_t \Delta F(t, T) \quad (1)$$

x_{t+1} : variación de valor entre t y $t + 1$.

$\Delta S(t) = \log[S(t + 1)/S(t)]$, es decir, el incremento logarítmico en el precio *spot*.

$\Delta F(t, T) = \log[F(t + 1, T)/F(t, T)]$, la variación logarítmica de un contrato futuro con vencimiento en T .

b_t : ratio de cobertura.

Si la ratio b_t es positiva, se toman posiciones cortas en futuros. Si, por el contrario, es negativa, se

opta por las posiciones largas. Para cubrirnos, elegiremos una b_t que minimice el riesgo asociado a x_{t+1} . Esto se consigue minimizando la ecuación de la varianza de x_{t+1} :

$$\text{VAR}(x_{t+1} | \Psi_t) = \text{VAR}[\Delta S(t) - b_t \Delta F(t, T) | \Psi_t] \quad (2)$$

De esta forma obtenemos la ratio de cobertura de mínima varianza:

$$b_t = \frac{\text{cov}[\Delta S(t), \Delta F(t, T) | \Psi_t]}{\text{var}[\Delta F(t, T) | \Psi_t]} \quad (3)$$

Aquí, los segundos momentos se ven condicionados por el conjunto de la información disponible al inicio del período de cobertura, Ψ_t . Si consideramos una distribución de probabilidad incondicional, la ratio de cobertura anterior puede ser estimada mediante una relación lineal entre los rendimientos *spot* y los rendimientos futuros, esto es, es

En el mercado del gas, al igual que en otros de tipo energético, el precio es parcialmente predecible debido a la estacionalidad que presenta su consumo y al clima

timando por mínimos cuadrados ordinarios la ecuación 1, a la que se han añadido una constante y un ruido:

$$\Delta S(t) = a + b\Delta F(t, T) + \varepsilon(t) \quad (4)$$

La estimación de la ecuación 4 por mínimos cuadrados ordinarios permite obtener la versión incondicional de la ratio de cobertura de mínima varianza recogida en la ecuación 3 (véase Ederington, 1979).

Recientemente, Ederington y Salas (2008) han adaptado el enfoque anterior al caso en el que los incrementos de los precios de contado son parcialmente predecibles y los precios en contratos de futuros son considerados predictores insesgados de los precios futuros. En este contexto, estos autores demuestran que el riesgo de la posición *spot* se sobrestima y, además, la reducción de riesgo conseguida se subestima. Con este nuevo enfoque, el re-

sultado no esperado de la cobertura recogido en la ecuación 1 se reformula de la siguiente forma:

$$x_{t+1} = (\Delta S(t) - E[\Delta S(t)|\Psi_t]) - b'_t \Delta F(t, T) \quad (5)$$

La ecuación 2, que recoge el riesgo de la estrategia de cobertura, se reformula de la siguiente forma:

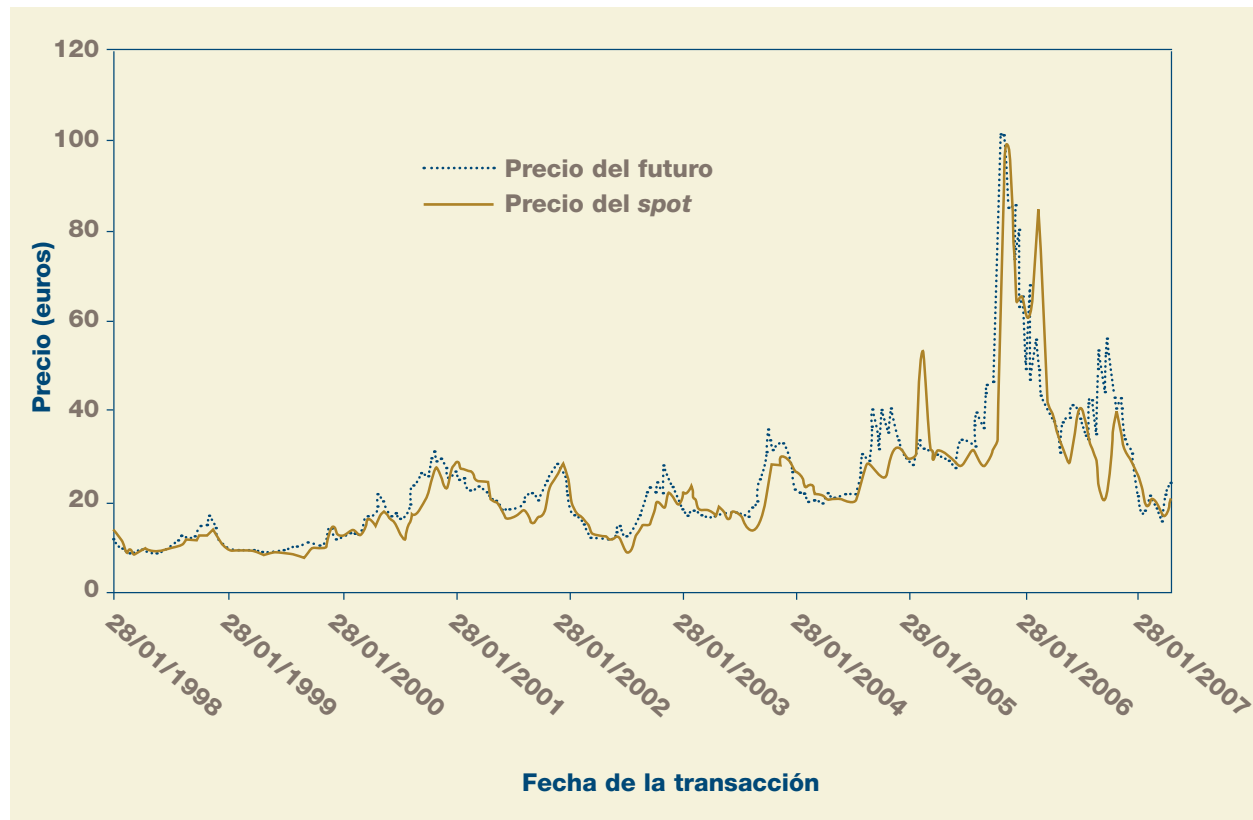
$$VAR[x_{t+1}|\Psi_t] = VAR[(\Delta S(t) - E[\Delta S(t)|\Psi_t]) - b'_t \Delta F(t, T)|\Psi_t] \quad (6)$$

Por último, la ratio de cobertura de mínima varianza, tras minimizar la ecuación 6, resulta como aparece a continuación:

$$b'_t = \frac{\text{cov}[(\Delta S(t) - E[\Delta S(t)|\Psi_t]), \Delta F(t, T)|\Psi_t]}{\text{var}[\Delta F(t, T)|\Psi_t]} \quad (7)$$

CUADRO 1

Evolución del precio del 'spot' y del precio del futuro



Ederington y Salas (2008) proponen utilizar la base (precio de futuro menos precio de contado) al principio del período de cobertura como variable informativa para aproximar el cambio esperado en el precio de contado. Si los precios de futuro son predictores insesgados, la base vendrá a recoger el cambio esperado en los precios de contado desde el inicio de la cobertura hasta el vencimiento del contrato de futuro (véase Fama y French, 1987). Una estimación de la ratio de cobertura recogida en la ecuación 7 se puede llevar a cabo estimando por mínimos cuadrados ordinarios la siguiente ecuación, en la que $\lambda(\log[F(t,T)/S(t)])$ se utiliza como *proxy* de $E[\Delta S(t)|\Psi_t]$:

$$\Delta S(t) = a' + b'\Delta F(t,T) + \lambda(\log[F(t,T)/S(t)]) + \varepsilon'(t) \quad (8)$$

Ederington y Salas (2008) demuestran que la estimación por mínimos cuadrados ordinarios de la ecuación 8 permite obtener una estimación insesgada y más eficiente de la ratio de cobertura de mínima varianza (b') que la obtenida utilizando la ecuación 4. El supuesto implícito es que la variación esperada del precio de contado se puede calcular con exactitud con el producto entre la base a principio de período y su coeficiente estimado ($\lambda(\log[F(t,T)/S(t)]) = E[\Delta S(t)|\Psi_t]$).

Datos y resultados

Para construir nuestra base de datos utilizamos datos de precios *spot* y futuros del National Balancing Point (NBP) en el Reino Unido proporcionada por ICIS Heren. Los datos van desde enero de 1998 hasta noviembre de 2008. A medida que el período de cobertura es más dilatado, la predictibilidad de las variaciones de los precios de contado es mayor, debido a que las estacionalidades propias de la mercadería aparecen con mayor nitidez. Dado que los vencimientos de los futuros son de periodicidad mensual, la primera alternativa sería utilizar datos de frecuencia mensual para evitar introducir autocorrelación en las series de rendimientos. Por otro lado, el uso de una frecuencia más alta permitirá estudiar la influencia, presumiblemente menor, de la estacionalidad del *spot* en la efectividad de la cobertura, aún a costa de introducir cierta autocorrelación. En este trabajo se analizan dos períodos de cobertura: las coberturas semanales y las mensuales.

Para construir la base de datos para la cobertura semanal, en el caso del *spot* se eligen los datos para cada miércoles del mes y se calcula la media entre el *bid* y el *offer* del precio *spot*. A continuación, se calculan los rendimientos. Para el futuro, se procede de manera similar, tomando para cada miércoles del mes el precio del futuro con vencimiento el mes siguiente. Para construir la base de datos para la cobertura mensual se toman los rendimientos acumulados el último miércoles del mes, tanto para el *spot* como para el futuro. La representación gráfica de las series de precios *spot* y futuros se recoge en el CUADRO 1. Se observa que ambas series tienen una evolución similar, situándose el precio del futuro por encima del *spot* la mayor parte del período analizado, es decir, en *contango* (precio del futuro superior al precio *spot* para una fecha determinada), una situación por otra parte normal en los mercados de *commodities*.

A continuación se presentan los resultados del análisis para la cobertura semanal. El CUADRO 2 presenta los estadísticos descriptivos de los rendimientos de contado y futuro semanales. Observamos que la volatilidad del *spot* (0,202354) es mayor que la del futuro (0,065618). El rendimiento medio del futuro (-0,008412) es negativo, mientras que el del *spot* (0,002868) es positivo. Ambas series presentan exceso de curtosis. A continuación estimamos por mínimos cuadrados ordinarios la ecuación 4, sin considerar la base, y la ecuación 8, considerando la base, para los rendimientos semanales. Los resultados aparecen reflejados en los

CUADROS 3 Y 4.

CUADRO 2

Estadísticos de los rendimientos semanales

	$\Delta S(t)$	$\Delta F(t,T)$
Media	0,002868	-0,008412
Mediana	0,001454	-0,007444
Máximo	1,446919	0,330274
Mínimo	-1,221321	-0,223802
Desviación típica	0,202354	0,065618
Simetría	-0,016199	0,682855
Curtosis	12,25310	6,381844
Jarque-Bera	2015,659	313,1521
Probabilidad	0,000000	0,00000
Observaciones	565	565

CUADRO 3

Estimación de la ecuación 4: $\Delta S(t) = a + b\Delta F(t,T) + \varepsilon(t)$ con rendimientos semanales

Variable	Coefficiente	Error estándar	t-Statistic	p-valor
a	0,014900	0,007611	1,957831	0,0507
b	1,4330271	0,115143	12,42165	0,0000*
R ²	0,215109			
R ² (ajustado)	0,213715			

* Coeficiente significativo para un nivel de significación del 1%.

CUADRO 4

Estimación de la ecuación 8: $\Delta S(t) = a' + b'\Delta F(t,T) + \lambda(\log[F(t,T)/S(t)]) + \varepsilon'(t)$ con rendimientos semanales

Variable	Coefficiente	Error estándar	t-Statistic	p-valor
a'	0,026559	0,007372	3,602571	0,0003*
b'	1,172462	0,114029	10,28213	0,0000*
λ	-0,296836	0,037438	-7,928833	0,0000*
R ²	0,294075			
R ² (ajustado)	0,291563			

* Coeficientes significativos para un nivel de significación del 1%.

Claramente, obtenemos mejores resultados (R² más elevado) considerando la base, es decir, incorporando a la regresión la información que nos proporciona el hecho de que los cambios en los precios *spot* sean parcialmente predecibles, así como que los futuros sean estimadores insesgados de los precios *spot* futuros.

CUADRO 5

Estadísticos de los rendimientos mensuales

	$\Delta S(t)$	$\Delta F(t,T)$
Media	0,012372	-0,036282
Mediana	0,017192	-0,024670
Máximo	1,181690	0,507165
Mínimo	-0,743158	-0,401144
Desviación típica	0,246761	0,156334
Simetría	0,633855	0,263854
Curtosis	7,122272	3,999363
Jarque-Bera	101,5262	6,971397
Probabilidad	0,000000	0,030632
Observaciones	131	131

A continuación se presentan los resultados del análisis para la cobertura mensual. El CUADRO 5 presenta los estadísticos descriptivos de los rendimientos de contado y futuro mensuales. Podemos añadir, con respecto a los comentarios del CUADRO 2, que ahora el rendimiento *spot* mensual presenta curtosis, mientras que el futuro no. Los CUADROS 6 Y 7 repiten el análisis (ecuaciones 4 y 8) para periodos de cobertura mensuales. Los resultados mejoran incorporando la base, como pasa en las coberturas semanales, pero, además, el coeficiente de determinación es superior en ambos casos al obtenido con coberturas semanales, como cabía esperar, puesto que, aparte de aumentar la correlación entre contado y futuro (ecuaciones 4 y 8), la influencia de la estacionalidad recogida a través de la base, $\lambda(\log[F(t,T)/S(t)])$, es más clara (ecuación 8). En ambas coberturas (semanal y mensual), el R² mejora incorporando la base a la regresión, esto es, incluyendo la información que nos proporciona el hecho de que los cambios en los precios *spot* sean parcialmente predecibles, así como el hecho de que los futuros sean estimadores insesgados de los precios *spot* futuros. Aunque los R² sean relativamente bajos, son similares

CUADRO 6

Estimación de la ecuación 4: $\Delta S(t) = a + b\Delta F(t,T) + \varepsilon(t)$ con rendimientos mensuales

Variable	Coefficiente	Error estándar	t-Statistic	p-valor
a	0,040176	0,019428	2,067940	0,0406
b	0,766325	0,121495	6,307441	0,0000*
R²	0,235709			
R² (ajustado)	0,229784			

*Coeficiente significativo para un nivel de significación del 1%.

CUADRO 7

Estimación de la ecuación 8: $\Delta S(t) = a' + b'\Delta F(t,T) + \lambda(\log[F(t,T)/S(t)]) + \varepsilon'(t)$ con rendimientos mensuales

Variable	Coefficiente	Error estándar	t-Statistic	p-valor
a'	0,009412	0,019198	0,490272	0,6256
b'	0,744580	0,151815	4,904515	0,0000*
λ	0,324809	0,104601	3,105206	0,0028*
R²	0,324161			
R² (ajustado)	0,302706			

* Coeficientes significativos para un nivel de significación del 1%.

a los obtenidos por Ederington y Salas (2008) para el mercado americano.

Conclusiones

La liberalización creciente de los mercados hace que los participantes sean más vulnerables a los riesgos, sobre todo a los incrementos de precio y a la volatilidad. Para protegerse frente a esos riesgos serían necesarios mecanismos de cobertura. En este trabajo se ha seguido el enfoque de Ederington y Salas (2008), en el que se aplica el enfoque de cobertura de mínima varianza modificado, que incluye la base (precio del futuro menos precio del *spot*) como variable explicativa de los cambios en el precio del subyacente. Este enfoque modificado permite medir con más exactitud las variaciones no esperadas del precio, no subestima la efectividad de la cobertura y permite estimaciones más eficientes de la ratio de cobertura de mínima varianza. Nuestros resultados en el mercado europeo del gas confirman los obtenidos por Ederington y Salas (2008) en el mercado estadounidense del gas.

Bibliografía

- EDERINGTON, L.H. (1979): "The hedging performance of the new futures markets", *Journal of Finance*, 34, pp. 157-170.
- EDERINGTON, L.H. y Salas, J.M. (2008): "Minimum variance hedging when spot price changes are partially predictable", *Journal of Banking and Finance*, 32, pp. 654-663.
- FAMA, E.F. y FRENCH, K.R. (1987): "Commodity Futures Prices: Some Evidence on Forecast Power, Premiums, and the Theory of Storage", *Journal of Business*, 60, pp. 55-74. ■

«Cobertura con contratos de futuros en los mercados europeos del gas». © Ediciones Deusto. Referencia n.º 3653.

Si desea más información relacionada con este tema, introduzca el código 21561 en www.e-deusto.com/buscadorempresarial