



COMENTARIO GAS

Esta vez el Brent y el Tipo de cambio se han movido en sentido adverso induciendo una subida de los precios del gas interanuales. Los futuros del crudo *DATED* Brent suben (+3,6%) y el Tipo de Cambio US\$/€ interanual empeora -1,0, efecto subida neta media de +2,6% en el Término Energía del gas en España (*year-to-year*), respecto a valores de hace un mes (debido al decalaje semestral de precios del crudo y trimestral del tipo de cambio en los aprovisionamientos de las industrias).

El gas NYMEX aumenta +0,8%, en plenas campañas hacia las Presidenciales de EEUU con cierta presión alcista por aumento de la actividad económica y demanda de gas. El precio interanual del gas en MIBGAS sufre otro correctivo alcista consecutivo (+6,1%) debido a ligero aumento de demanda después del parón industrial por el efecto de la enfermedad Covid-19, lo cual también se ha notado en el mercado eléctrico.

Así, los futuros interanuales del *DATED* Brent han pasado de 41,1 a 42,6 US\$/bbl, y los futuros del Tipo de Cambio pasan de 1,1912 a 1,1791 US\$/€. La media interanual de los futuros Gas NYMEX suben de 2,823 a 2,846 US\$/MMBtu. El precio medio interanual del MIBGAS sube de 13,0 a 13,8 €/MWh (Sep 2020 – Ago 2021).

El Dated Brent corrige targets a 42,3, 44,8 y 46,1 US\$/barril a finales de 2020, 2021 y 2022, respectivamente.

El euro frente al dólar americano corrige targets a 1,1759, 1,1863 y 1,1981 US\$/€ a finales de 2020, 2021 y 2022, respectivamente. Ideal para hacer coberturas monetarias.

El precio Spot (contado) del Mercado Ibérico de Gas MIBGAS (mercado secundario), producto day-ahead, ha seguido repuntando en SEP 2020, subiendo a 11,4 €/MWh (+2,0 €/MWh, +21,6%) respecto AGO 2020. Recordemos que este es un índice de precios de balances de gas, no es un mercado primario de aprovisionamiento, pero puede llegar a aprovecharse como tal (parcial o totalmente para un cogenerador o fábrica) si la regulación facilitase la adquisición de gas a los grandes consumidores o bien con una indexación directa o combinada con otros derivados energéticos, lo cual se está empezando a madurar en el mercado a través de comercializadoras.

Según las cotizaciones de contado y teniendo en cuenta los futuros (resto) de balance de mes, OCT 2020 anticipa nueva subida al nivel de 12,7 €/MWh, una escalada adicional de +11,4%. Se acabaron las alegrías temporales de gas barato.

Si tenemos en cuenta los futuros de resto del año 2020, el Mercado Secundario de Gas anticipa un cierre de 9,83 €/MWh, con presión alcista por las campañas de Navidad y entrada del invierno.

En cuanto a los contratos de gas del **month-ahead** (Futuro para el mes siguiente) en **MIBGAS**, tenemos la siguiente evolución registrada recientemente:

- SEP 2020: ha cotizado 21 días, marcando MAX 12,7 €/MWh, medio 10,5 y MIN 8,6. La previsión media de Futuros de OMIP fue de 8,8. El valor medio del contado ha sido mayor que el valor medio del futuro.

- OCT 2020: ha cotizado 16 días, marcando MAX 13,1, medio 12,3 y MIN 11,7. La previsión media de Futuros de OMIP fue de 10,7. De nuevo, el contado superior al futuro.



-NOV 2020: ha tenido 10 días de actividad en lo que llevamos de mes (del 1 al 14), marcando MAX 14,1, medio 13,8 y MIN 13,5. Mientras la última previsión del Futuro en OMIP es de 14,05 y la media acumulada 13,2.

Este rebote del MIBGAS se ha contagiado mutuamente en el MIBEL, si bien acentuada en mercado eléctrico por el escandaloso coste (precio) especulativo del mercado europeo de derechos de emisiones de CO₂, que vuelve a las andadas. Desde luego a la cogeneración industrial debe reconocerse explícitamente ese sobrecoste del CO₂ para poder seguir sobreviviendo y suministrando energía térmica a sus fábricas asociadas.

Respecto a los futuros o derivados de gas a medio y largo plazo en el OMIP referidos al índice del MIBGAS, cabe destacar los estadísticos de los futuros siguientes:

-Futuro ENE 2020 ha cotizado desde 1 OCT hasta 31 DIC registrando un Max, Med y Min de 20,9, 17,1 y 11,8 €/MWh, respectivamente.

-Futuro FEB 2020 ha cotizado desde 1 NOV hasta 31 ENE registrando 18,6, 14,5 y 10,4.

-Futuro MAR 2020 ha cotizado desde 2 DIC hasta 28 FEB registrando 16,1, 11,8 y 9,1.

-Futuro ABR 2020 ha cotizado desde 2 ENE hasta 31 MAR registrando 12,8, 9,9 y 6,8.

-Futuro MAY 2020 ha cotizado desde 3 FEB hasta 30 ABR registrando 10,3, 8,6 y 6,2.

-Futuro JUN 2020 ha cotizado desde 2 MAR hasta 29 MAY registrando 10,0, 7,4, y 4,6.

-Futuro JUL 2020 ha cotizado desde 1 ABR hasta 30 JUN registrando 8,4, 7,1, y 5,6.

-Futuro AGO 2020 ha cotizado desde 4 MAY hasta 31 JUL registrando 8,1, 7,2, y 6,3.

-Futuro SEP 2020 ha cotizado desde 1 JUN hasta 31 AGO registrando 12,6, 8,8, y 7,0.

-Futuro OCT 2020 ha cotizado desde 1 JUL hasta 30 SEP registrando un 13,4, 10,7, y 8,6 €/MWh.

-Futuro NOV 2020 lleva cotizando desde 3 AGO hasta la fecha actual registrando un Max, Med y Min de 14,5, 13,2, y 11,5 €/MWh, respectivamente.

-Futuro DIC 2020 lleva cotizando desde 1 SEP hasta la fecha actual registrando un Max, Med y Min de 15,1, 14,3, y 13,6 €/MWh, respectivamente.

-Futuro Año 2019 ha cotizado desde 24 Nov 2017 hasta 28 Dic 2018, entre 18,3 y 28,2, con una media de 22,5. El contado (MIBGAS) cerró a 15,4, por debajo del valor MIN del futuro anual.

-Futuro Año 2020 ha cotizado desde 2 Ene 2018 hasta 30 Dic 2019, entre 13,3 y 25,3, y media 20,3. La previsión del contado MIBGAS es de 9,83, muy por debajo del valor MIN del futuro anual.

-Futuro 2021 ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2019, entre 12,3 y 22,7, y media 17,3.



-Futuro 2022 ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2020, entre 13,4 y 18,5, y media 15,5.

Respecto a las tarifas de acceso de terceros a la red (ATR) de gas, el 1 Oct 2020 ha entrado en vigor una caída del término fijo asociado a la capacidad (caudal diario máximo contratado). Para las tarifas 2.2, 2.3 y 2.4, supone una caída del 2,3%, 3,0% y 4,2%, respectivamente. Por el contrario, los cambios en la parte variable podrían redundar en subidas de aprox. 3,0%, debido a cambios en la metodología de repercusión del Canon de almacenamiento de GNL y la eventual descarga de buques.

Se recomienda ir optimizando la denominada Qd asociada al caudal diario máximo contratado, ya que el término de capacidad dejará de facturarse con el modo de facturación tipo 2 (banda del 85%-105%) y se pagará la Qd tal cual se tenga contratada, penalizando onerosamente los excesos de Qd (5 veces a un precio mayor que el de capacidad). Se prevé un ajuste medio del 10% al alza en la Qd si se elimina el MF2. Gran subida enmascarada en la parte fija. Habrá que renegociar con lupa (y mucha astucia) los costes repercutidos al Término de Capacidad. "No es café para todos".

De momento, no ha cambiado el modo de facturación del término fijo asociado a la capacidad. Se supone que se retrasa su aplicación un año (hasta Oct 2021).

Dependiendo del tipo de contrato de suministro de gas, las comercializadoras repercutirán la variación de las tasas portuarias, de descarga y de mercancías, en Oct 2020, así como del coste de regasificación y almacenamiento.

Advertimos que aún es buen momento para ampliar contratos de gas y tratar de cerrar precios para una parte importante del consumo para próxima(s) temporada(s). Los precios del gas están repuntando. Las fórmulas de indexación sobre Brent tienen los días contados, especialmente por la incertidumbre en el Tipo de Cambio US\$/€. Los industriales están optando a indexaciones sobre *hubs* de gas europeos, especialmente TTF. En ese caso, hay que prestar especial atención a las valoraciones de productos TTF *Day Ahead* versus TTF *Month Ahead*.