



COMENTARIO GAS

Los futuros interanuales del crudo *DATED* Brent suben (+7,6%), frenados por revalorización del Tipo de Cambio US\$/€ interanual que mejora +0,6%, efecto bajada neta media de -0,8% 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). Los Futuros interanuales del gas NYMEX caen -1%, si bien con cierta presión alcista por leve aumento de la demanda mundial. El precio interanual del gas en MIBGAS sufre otro correctivo alcista (+7,4%) debido a ligero aumento de demanda después del parón industrial por el efecto Covid-19, lo cual también se ha notado en el mercado eléctrico.

Así, los futuros interanuales del *DATED* Brent han pasado de 39,4 a 42,4 US\$/bbl, y los futuros del Tipo de Cambio pasan de 1,1306 a 1,1375 US\$/€. La media interanual de los futuros Gas NYMEX caen de 2,294 a 2,271 US\$/MMBtu. El precio medio interanual del MIBGAS sube de 9,9 a 10,6 €/MWh (Jun 2020 - May 2021).

El Dated Brent corrige targets a 43 45 y 47 US\$/barril a finales de 2020, 2021 y 2022, respectivamente.

El euro frente al dólar americano corrige targets a 1,1376, 1,1489 y 1,1597 US\$/€ a finales de 2020, 2021 y 2022, respectivamente.

El precio Spot (contado) del Mercado Ibérico de Gas MIBGAS (mercado secundario), producto day-ahead, ha revertido en JUN 2020, subiendo a 6,5 €/MWh (+1,1 €/MWh, +20%) respecto MAY 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.

Según las cotizaciones de contado y teniendo en cuenta los futuros (resto) de balance de mes, JUL 2020 anticipa caída al nivel de 5,7 €/MWh. Si tenemos en cuenta los futuros de resto del año 2020, el Mercado Secundario de Gas anticipa un cierre de 8,5 €/MWh.

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

MAY 2020: ha cotizado 17 días, marcando MAX 8,0 €/MWh, medio 7,1 y MIN 6,2. La previsión media considerando Futuros diarios y fines de semana de OMIP ha sido de 8,6. Por tanto el contado superó el futuro MAX, si bien en realidad son productos (futuro vs contado) con diferentes características y especificidades.

JUN 2020: ha cotizado 20 días, marcando MAX 6,4 €/MWh, medio 5,6 y MIN 4,6. La previsión media considerando Futuros diarios y fines de semana de OMIP ha sido de 7,4. El valor medio del contado fue más barato que el valor medio del futuro.

JUL 2020: ha cotizado 16 días, marcando MAX 7,7 €/MWh, medio 6,9 y MIN 6,2. La previsión media de Futuros de OMIP fue de 7,1. El valor medio del contado ha sido ligeramente más barato que el valor medio del futuro.



AGO 2020: ha tenido 4 días de actividad en lo que llevamos de mes (del 1 al 14), marcando MAX 7,6, medio 7,0 y MIN 6,6. Mientras la última previsión del Futuro en OMIP es de 6,7 y la media acumulada 7,3.

Esta caída del MIBGAS se ha contagiado mutuamente con el MIBEL, si bien frenada 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 un Max, Med y Min de 18,6, 14,5 y 10,4 €/MWh, respectivamente.

Futuro MAR 2020 ha cotizado desde 2 DIC hasta 28 FEB registrando un Max, Med y Min de 16,1, 11,8 y 9,1 €/MWh, respectivamente.

Futuro ABR 2020 ha cotizado desde 2 ENE hasta 31 MAR registrando un Max, Med y Min de 12,8, 9,9 y 6,8 €/MWh, respectivamente.

Futuro MAY 2020 ha cotizado desde 3 FEB hasta 30 ABR registrando un Max, Med y Min de 10,3, 8,6 y 6,2 €/MWh, respectivamente.

Futuro JUN 2020 ha cotizado desde 2 MAR hasta 29 MAY registrando un Max, Med y Min de 10,0, 7,4, y 4,6 €/MWh, respectivamente.

Futuro JUL 2020 ha cotizado desde 1 ABR hasta 30 JUN registrando un Max, Med y Min de 8,4, 7,1, y 5,6 €/MWh, respectivamente.

Futuro AGO 2020 lleva cotizando desde 4 MAY hasta la fecha actual registrando un Max, Med y Min de 8,1, 7,3, y 6,3 €/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 8,5, 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 17,8.

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 para Enero 2020, de momento se mantienen invariantes, pero es un mero espejismo ya que antes del inicio del último trimestre 2020 tendremos una nueva metodología contraria a la ortodoxia racional económica, queriendo mantener la estructura de los gastos (remuneración de las actividades de distribución y transporte) pero tratando la recaudación de ingresos sin discriminar el nivel de presión del gas, es decir, sin tener en cuenta las mermas o pérdidas de las redes de gasoductos ni mandar las señales correctas para optimizar la ubicación en la red y fomentar un consumo racional de gas. Aunque la entrada en vigor se retrasará a lo largo de 2021, esto sin duda podría suponer un sobre coste (castigo) a aquellas industrias que han invertido para conectarse a un nivel de presión de transporte para tener mayor garantía de suministro y evitar pérdidas de presión en redes de distribución. A la vez, se premiaría a los consumidores que se han conectado a la red en baja presión con inversiones mínimas (irrisorias). Esta medida realmente podría dar lugar al abaratamiento de los peajes a plantas de Ciclo Combinado (CCGT), lo cual podría evitar su desmantelamiento y riesgo de deslocalización geográfica (sobran CCGT's en España) a la vista del exceso de capacidad instalada de todas las tecnologías en España, tanto térmicas como renovables. La única que tiene riesgo de cierre es la tecnología de mayor eficiencia energética: la cogeneración, y sigue esperando una política energética-industrial que incentive planes de renovación. La cogeneración aporta mayor garantía de potencia ahí donde más se necesita, en redes de media tensión, al lado de la demanda, sin recibir ese incentivo por la regulación frecuencia-potencia y tensión-reactiva, aliviando y/o evitando congestiones inclusive colapsos en las redes eléctricas. Hay municipios enteros con redes de subtransmisión radiales tan débiles, que si la cogeneradora cercana hiciese una parada fortuita, se produciría inestabilidad y colapso de tensiones, con un *black-out* local que podría afectar las protecciones en cascada y provocar un apagón generalizado a nivel nacional. Esos alcaldes deberían sudar más la camiseta y sumar esfuerzos por defender y proteger a la cogeneración, aparte de ser la locomotora que genera empleos de calidad (contratos fijos) tanto directos como indirectos.

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".

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

Desde 1 ABR 2020, MIBGAS ha inaugurado la negociación de productos spot de gas natural licuado (GNL) en un único punto o Tanque Virtual de Balance (TVB) donde se aglutinan todas las transacciones que, hasta ahora, se realizaban de manera individualizada en cada una de las seis plantas de regasificación (Sagunto, Mugardos, Huelva, Cartagena, Bilbao y Barcelona). Esta medida beneficia ampliamente a los comercializadoras al aumentar las posibilidades de negociación del GNL y fomenta alternativa de plantas satélites de GNL inclusive para la industria frente al gas natural canalizado. También contribuye a la puesta en valor de la infraestructura de regasificación existente. Así, los tanques de GNL de las regasificadoras se unen en un tanque virtual único, los propietarios de GNL desconocen la localización física de su gas. La puesta en marcha del TVB es uno de los cambios recogidos en la nueva regulación del sistema gasista que ha aprobado este año la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Desde aquí felicitamos a la CNMC y especialmente a Enagás como GTS, Gestor Técnico del Sistema gasista, por haber demostrado firme compromiso con el mercado gasista implantando de manera telemática los últimos



cambios durante plena crisis sanitaria Covid-19. El precio del GNL es inferior al del gas natural canalizado. Próximamente lo incorporaremos en análisis. (No coinciden días de liquidez).

MIBGAS fue pionero en 2019 lanzando productos spot de GNL en todas las plantas regasificadoras, siendo el primer *exchange* o mercado organizado que ofrecía este tipo de producto. Con la puesta en marcha del TVB, Agentes de MIBGAS Derivatives (empresa subsidiaria de MIBGAS encargada de la negociación de productos spot de GNL) pueden ya comprar y vender GNL independientemente de la ubicación física del mismo, lo que va a aumentar considerablemente el número de contrapartes y la liquidez de este mercado. De esta manera, MIBGAS ha creado el primer HUB de GNL, único en el mundo. Con este tipo de productos, MIBGAS confía en seguir contribuyendo al aumento de la liquidez y transparencia del mercado de GNL europeo mediante la publicación de un precio (resultado de un exchange) transparente y real, de GNL en España.

Advertimos que es buen momento para ampliar contratos de gas y tratar de cerrar precios para una parte importante del consumo para próxima(s) temporada(s). El Brent sigue subiendo, si bien los precios del gas crecen con menor intensidad. 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.