



## COMENTARIO ELECTRICIDAD JULIO 2019

El precio del mercado mayorista spot o de contado (*Commodity*) en junio cae a 47,19 €/MWh, decremento de -1,2 €/MWh (-2,5%) respecto a mayo. Dicho cierre ha sido superior en +0,8 €/MWh (+1,7%) respecto a la previsión de hace un mes (se anticipaba 46,4). Hemos tenido un mes de repuntes de los costes de combustibles. Se esperan subidas de precios a corto-medio plazo y una recuperación más suave de precios a largo y muy largo plazo.

Viendo los cierres de contado y los balances de julio se espera suba a 50,74 (+7,5%), agosto 51,0 (+0,5%), y subidas sucesivas a la vuelta del cole septiembre 54,0 (+5,9%) y Q4 2019 a 59,25 (OCT 54,7; NOV 61,2; DIC 61,9). Este cambio desde junio se debe principalmente a la subida de los costes de la materia prima (gas indexado al crudo y sus derivados), que está sufriendo un fuerte correctivo alcista por mantenimiento de recortes en países OPEP y sobra en mercados creada por atentados terroristas (incendios) de barcos petroleros en alta mar.

Aún así se mantiene el perfil de la curva de precios forward. Calendar 2020 sigue en *CONTANGO*, pero con fuerte tendencia bajista, resto de años en *BACKWARDATION* hasta 2025-2026. La caída de futuros a muy largo plazo se debe principalmente a la expansión de la generación renovable (principalmente solar) y autogeneración (autoconsumo) mediante clásicos Acuerdos de CompraVenta de Energía Eléctrica (Power Purchase Agreements) entre comercializadores/traders y promotores independientes, como instrumentos financieros que hacen bancables las nuevas inversiones. Ya veremos cuántos de esos proyectos llegan a conectarse a la red.

Como ya sabéis, el precio SPOT Carga Base 2018 batió record histórico (únicamente por debajo de 2008) cerrando a 57,29 €/MWh, sabiendo que los futuros 2018 alcanzaron máximo 53,38, media 44,85 y mínimo 39,83. Por tanto, el cierre del contado (spot) ha resultado casi 4 €/MWh superior al valor máximo del futuro. Expertos explican dicha desviación debido a factores como la inestabilidad política, depreciación del euro frente al dólar americano, niveles altos del crudo y sus derivados, así como del gas, y especialmente a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. La entrada de nuevos agentes financieros (no energéticos) sin posiciones físicas en CO<sub>2</sub> sigue actuando de forma libre, frenética y descontrolada (especulativa) en los mercados de CO<sub>2</sub> por la falta de regulación, control y supervisión a nivel europeo. Sigue latente este fallo de regulación pan-europea de un mercado de CO<sub>2</sub> meramente ideologizado (politizado) afectando el bolsillo de consumidores domésticos (hogares/familias) y mermando la competitividad de productos manufacturados en Europa Occidental frente a otros mercados internacionales.

La previsión del Precio Carga Base (media aritmética de todas las horas del año) para 2019 sube a 53,7 €/MWh, siendo mayor +0,6 €/MWh (+1,1%) respecto a la previsión de hace un mes (53,1). Cabe recordar que el contrato de futuros Calendar 2019 dejó de cotizar en OMIP a 61,9 a finales Dic 2018, máximo 64,40, media 47,17 y mínimo 39,80. El 2019, por tanto, ha cambiado recientemente a *BACKWARDATION* respecto al Carga Base 2018 (57,29 €/MWh), pero sigue cotizando por debajo del valor máximo y por encima del valor medio de futuros.

Sube toda la curva forward, con mayores subidas de las cotizaciones a medio plazo, a tener muy en cuenta en presupuestos próximos y lejanos:

Calendar 2019 ha subido de 53,12 a 53,70. Incremento +0,58 €/MWh (+1,1%).

Calendar 2020 ha subido de 55,30 a 56,75. Incremento +1,45 (+2,6%).



Calendar 2021 ha subido de 51,75 a 53,15. Incremento +1,40 (+2,7%).

Calendar 2022 ha subido de 49,05 a 49,90. Incremento +0,85 (+1,7%).

Calendar 2023 ha subido de 47,89 a 48,13. Incremento +0,24 (+0,5%).

Calendars 2024 y 2025 han subido levemente +0,08 €/MWh (+0,2%) a niveles de 47,05 y 46,55, respectivamente.

Calendar 2026 tiene poca liquidez pero ha ido subiendo poco a poco alcanzando ya el mismo nivel de 2025. Supone aproximadamente el coste variable medio estimado de una planta de ciclo combinado (CCGT).

Las previsiones que arrojan los precios finales indexados al mercado ya empiezan a igualarse a medio plazo con las ofertas de comercializadoras más competitivas a precio fijo, la brecha se ha ido reduciendo dramáticamente, con **tendencia de cambio de sentido inclusive desde inicios de año para ciertos perfiles de carga**. Por ello, no se recomienda fijar precios de golpe y porrazo (único *click*) en 2019-2021. Conviene indexarse a precios del mercado mayorista (*pass-pool* o *pass-through*) haciendo coberturas parciales (por ejemplo, *branches* de 20%-25%) aprovechando precios futuros más bajos en determinados meses, trimestres o semestres o años, y aumentar el volumen total cubierto poco a poco (estrategia *multi-click*). En lo que va de media, esta estrategia ha supuesto sendos costes evitados (ahorros).

Estas nuevas estrategias de aprovisionamiento requieren reorganizarse internamente para facilitar toma de decisiones. Se recomienda negociar contratos de suministro de energía quinquenales, como mínimo, para capturar precios más competitivos a muy largo plazo. Esa es una alternativa eficaz cuando los presupuestos de la facturación eléctrica se vuelven inviables en actual o próxima temporada. Mayor horizonte implica menor volatilidad, precios más estables y competitivos.

El nuevo tratamiento de los autoconsumos vuelve a dar mayor libertad de contratación del suministro de las fábricas asociadas a la cogeneración y demás tecnologías. Cuidado asumir 100% los riesgos regulatorios en decisiones de inversión en proyectos de autogeneración para autoconsumo o bien exportación de excedentes. El nuevo Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, viene a mejorar el tratamiento de los excedentes de autoproducción a nuevos proyectos, si bien no reconoce retroactividad a instalaciones existentes. Aún así, las distribuidoras advierten que ambas normativas siguen necesitando desarrollo de normativa específica a nivel técnico (ITC's = Resoluciones, Procedimientos, contratos de acceso y conexión a la red de distribución) para que despegue definitivamente la promoción de la generación distribuida orientada a autoconsumo sea con renovables o bien otras tecnologías. Estamos recorriendo ese camino al parecer irreversible, pero nunca se sabe lo que pueda surgir con eventuales cambios de gobierno. Es recomendable no asumir el 100% de los riesgos regulatorios (hay que protegerse contractualmente entre partes).

La política energética a medio y largo plazo anticipa cambios estructurales de reorganización del mercado eléctrico que pueden afectar la liquidez, las volatilidades y el comportamiento estacional de los precios mayoristas. Desde la agregación de zonas o perímetros de equilibrio (mercados locales) hasta la contratación bilateral física de plantas ya amortizadas desde el Marco Legal y Estable (mercado regulado) siendo sobreremuneradas gracias a la liberalización del mercado (inclusive habiendo cobrado costes hundidos, los famosos CTC's – Costes de Transición a la Competencia). Ojo con los posibles



cambios anunciados en los valores máximos y mínimos del mercado eléctrico. Parece una locura multiplicar por más de 15 el tope máximo, no así permitir precios negativos (por ejemplo: generadores dispuestos a pagar con tal de no tener que parar para volver a arrancar durante el día). Sin duda aumentará la volatilidad de los precios y la necesidad de hacer gestión de riesgos de precios (coberturas).

Ya están de camino sendos cambios metodológicos en el cálculo de las tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR) de electricidad para 2020 pero aún se siguen manteniendo los peajes, incluyendo la fusión de los niveles de tensión entre 30 kV y 72,5 kV en la tarifa 6.2A (desde 7 Oct 2018). Con la supuesta anunciada bajada de remuneración de las actividades reguladas, muy probablemente se materialice una sustancial bajada de las tarifas de ATR.

Respecto a los Suplementos Territoriales se han extendido a todas las Comunidades Autónomas (CCAA) peninsulares con valores mínimos (insignificantes a nivel de consumidor final) y carácter retroactivo (dudoso) para consumos (facturaciones) del ejercicio 2013. Esto ya se veía venir cuando se establecieron estos peajes para Cataluña, Valencia, Castilla-La Mancha y La Rioja. Se empieza con FEE's insignificantes (a modo de ensayo) que irán subiendo sigilosamente. Las Comunidades Autónomas deberían reducir gastos igual que toda la Administración pública, en general, para evitar búsqueda novedosa de ingresos a costa de los consumidores. Todo sale de la misma vaca. Y la vaca se puede quedar sin leche y sin carne.

Se sigue manteniendo la tarifa de garantía de potencia en enero 2019. Ya veremos los nuevos cambios en 2020.

Sólo a efectos recordatorios, los fees de operadores de mercado y del sistema han bajado en enero 2019:

**Fee Operador del Mercado:**

Compradores (Consumidores / Comercializadores): 0,03164 €/MWh cayendo 5,7% (0,00193 €/MWh) respecto a valor actual.

Generadores (Potencia > 1 MW): 11,16 €/MW cayendo también 5,7% (0,67 €/MW).

**Fee Operador del Sistema:**

Compradores (Consumidores / Comercializadores): 0,1261 €/MWh cayendo 1,3% (0,00162 €/MWh) respecto a valor actual.

Generadores (Potencia > 1 MW): 44,61 €/MW cayendo también 1,3% (0,57 €/MW).

La subasta de interrumpibilidad del segundo semestre 2019 ha sido aún más eficiente que la del primer semestre, cayendo coste semestral un 6,1%. Los bloques casados de 40 MW han bajado de 21 a 16 (no hay de 90 MW) y el precio de 105.429 a 96.925 €/MW/año. Mientras que los pequeños de 5 MW pasaron de 352 a 340 pero con un repunte de precio de 64.624 a 75.307 €/MW/año. La potencia total interrumpible ha caído de 2.600 a 2.340 MW. El coste total del semestre ha bajado de 101,2 Millones € a 95,0 M€. Esto supone un ajuste adicional del precio de la interrumpibilidad a un nivel medio de unos 0,77 €/MWh en barras de central, a partir de las liquidaciones del Operador del Sistema del mes de Julio, afectadas por los coeficientes de pérdidas en redes eléctricas para cuantificar el precio en barras de consumo. La media del primer semestre ha estado en torno a 0,81 €/MWh. La bolsa de interrumpibilidad ha caído brutalmente desde 2017 (unos 500 M€) hasta 2018 (aprox. 196 M€), lo cual supone pérdida de competitividad en los costes netos de suministro eléctrico para la gran industria (interrumpible) en España.



Ya veremos cómo cambia este coste con el Estatuto del Consumidor Electrointensivo, exclusivo para la reducción de costes energéticos de mediana y gran industria concentrada en ámbitos territoriales reducidos, garantizando unas condiciones de conexión a la red pública de manera que esta no quede afectada. (Evitando deslocalización a otros países con menores costes).

Recordamos que podéis aprovechar el lanzamiento de la nueva [Calculadora Energética](#) de **Enérgitas**, una aplicación para estimar en tiempo real los costes de los mercados mayoristas, operación técnica y futuros, y añadir todos los demás componentes de costes. Socios ACOGEN pueden solicitar el alta gratuita.