



## COMENTARIO ELECTRICIDAD ABRIL 2019

El precio del mercado mayorista spot o de contado (*Commodity*) en marzo vuelve a caer a 48,82 €/MWh, una reducción de -5,2 €/MWh (-9,6%) respecto a febrero. No obstante, dicho cierre ha sido superior en +0,56 €/MWh (+1,1%) respecto a la previsión de hace un mes (se anticipaba 48,26), quizás por retraso de lluvias.

Viendo los cierres de contado y los balances de abril se espera que suba a 50,04 €/MWh (+2,5%), y subidas sucesivas en mayo a 52,75 (+5,4%) siguiendo una tendencia estacional de repuntes moderados hasta el verano (junio 54,3 y julio 56,1), cayendo levemente en agosto 55,7 (-0,8%) y mayores subidas a la vuelta al cole (septiembre 58,5) y Q4 2019 a 61,5. Este cambio desde abril se debe en parte a la desaparición de la exención temporal del Impuesto sobre Venta de Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) y del Impuesto Especial sobre Hidrocarburos (IEH) al cierre de este informe. Por otra parte, también se debe al retraso de lluvias, subidas de temperaturas y derretimiento de la nieve en primavera, así como a la subida del precio del gas interanual en España.

Las volatilidades de los precios internacionales del petróleo, gas, derechos de emisión de CO2 y tipo de cambio euro/dólar americano siguen introduciendo mayor incertidumbre en los precios de la electricidad a medio, largo y muy largo plazo, si bien los futuros a largo plazo (2021-2022) y a muy largo plazo (2023-2026) están entre unos 5 y 10 €/MWh, respectivamente, por debajo del cierre esperado de 2019, año de elecciones generales en abril y locales, regionales y europeas en mayo en España. La caída de los futuros a muy largo plazo se debe principalmente a la expansión de la generación renovable mediante Acuerdos de Compra Venta de Energía Eléctrica (Power Purchase Agreements) entre comercializadores/traders y promotores independientes.

El precio Carga Base 2018 ha cerrado finalmente a 57,29 €/MWh, sabiendo que los futuros Calendar 2018 alcanzaron un valor máximo de 53,38, media 44,85 y mínimo 39,83. Por tanto, el cierre del contado 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 CO2. La entrada de nuevos agentes financieros (no energéticos) sin posiciones físicas en CO2 está actuando de forma libre (especulativa) en los mercados de CO2 por la falta de regulación, control y supervisión a nivel europeo. Se puede advertir que es un fallo de la regulación pan-europea de un mercado de CO2 meramente ideologizado (politizado) afectando al bolsillo de los consumidores domésticos (hogares/familias) y mermando la competitividad de los 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 este año 2019 rebota a 56,4 €/MWh, lo cual supone una subida de +0,5 €/MWh (+0,9%) respecto a la previsión de hace un mes (55,9). Cabe recordar que el contrato de futuros Calendar 2019 dejó de cotizar en OMIP a 61,9 a finales de diciembre de 2018, siendo 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 los futuros.

La curva forward está en BACKWARDATION respecto a 2018 (57,29), no obstante se aprecian subidas de las cotizaciones a muy largo plazo, síntoma a tener en cuenta en presupuestos lejanos:

Calendar 2019 ha subido de 55,9 a 56,4. Incremento +0,5 €/MWh (+0,9%).



Calendar 2020 ha subido de 54,45 a 55,75. Incremento +1,3 (+2,4%).

Sólo Calendar 2021 ha bajado de 51,15 a 50,9. Disminución -0,25 (-0,5%).

Calendar 2022 ha subido de 48,9 a 49,15. Incremento +0,25 (+0,5%).

Calendars 2023, 2024 y 2025 prácticamente se mantienen en 48,0, 47 y 46,5 respectivamente.

Calendar 2026 con muy poca liquidez tiene los precios anuales más baratos. Ha bajado de 46,5 a 46,0 un decremento de -0,5 €/MWh (-1.0%).

Las previsiones de precios finales del mercado minorista a medio plazo siguen arrojando precios ligeramente mayores que las ofertas de comercializadoras más competitivas a precio fijo y la brecha se va reduciendo dramáticamente, con **tendencia de cambio de sentido a largo y muy largo plazo**. Por ello, no se recomienda fijar precios de golpe y porrazo (único *click*) en 2019-2020 porque tenemos precios que batan récord histórico de últimos 5 y 10 años, pero si indexarse a los precios del mercado (*pass-pool* o *pass-through*) haciendo coberturas parciales (por ejemplo, *branches* de 20%-25%) aprovechando precios futuros sean más bajos en determinados meses, trimestres o años, y aumentar el volumen total cubierto poco a poco (estrategia *multi-click*).

Los consumidores deben revisar astutamente sus estrategias de aprovisionamiento y 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 o infactibles en la próxima temporada. Mayor horizonte implica menor volatilidad, precios más estables y competitivos. En ese sentido, el RDL15/2018 ya permite Contratación Bilateral Física entre consumidores y generadores/comercializadores sin necesidad de ser agente de mercado (es decir, sin necesidad de convertirse en Consumidor Directo).

Otro aspecto favorable del RDL 15/2018 es el nuevo tratamiento de los autoconsumos, que vuelve a dar mayor libertad de contratación del suministro de las fábricas asociadas a la cogeneración y demás tecnologías. Cuidado con 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.

Respecto a las tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR) de electricidad para 2019 se mantienen los peajes, incluyendo la fusión de los niveles de tensión entre 30 kV y 72,5 kV en la tarifa 6.2A. Esto supone una bajada del ATR a la industria conectada en zona de distribución donde la red de media tensión está en 30kV, discriminando a otros consumidores en redes de media tensión de otras distribuidoras donde no se puede elegir el nivel de tensión de suministro (10 kV, 15 kV y 25 kV). Así, todos los consumidores que hayan estado a Tarifa 6.1B deben exigir refacturación del ATR desde 7 de octubre de 2018.



Respecto a los Suplementos Territoriales se extienden 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 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.

Se mantiene la tarifa de garantía de potencia en enero de 2019.

Los fees de operadores de mercado y del sistema bajan 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 para el primer semestre 2019 ha sido más eficiente que la del mismo periodo de 2018, cayendo un 45,7%. El año pasado se casaron 8 bloques de 90 MW, mientras que este año se han casado 21 bloques de 40 MW (no hay de 90 MW). Y los pequeños de 5 MW pasaron de 376 a 352. El coste total ha sido de 202,3 millones de euros (antes 372,8 M€). Lo cual supone un precio medio equivalente aprox. 0,65-0,85 €/MWh frente a la media de 1,15 €/MWh en 2018. Está afectado por los coeficientes de pérdidas en redes eléctricas.

Como novedad industrial, sigue en proceso de desarrollo e implantación el primer Estatuto del Consumidor Electrointensivo, que permitirá reducción de costes energéticos para la 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). Os iremos informando las novedades concretas que vayan aplicándose (redes de reparto cerradas,...).

Recordamos que podéis aprovechar 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.