



## COMENTARIO ELECTRICIDAD

Precio carga base del mercado mayorista spot o de contado (*Commodity*) repunta en JUN a 30,62 €/MWh, +9,4 €/MWh (+44%) respecto MAY, debido al aumento de la demanda después del confinamiento (Estado de Alarma). Aún así dicho precio de JUN 2020 ha sido 16,6 €/MWh (-35%) inferior al de JUN 2019.

Adiós a precios del pool bajos. Crecen por encima de 33 €/MWh a lo largo del verano, superando 37 en Sep y repuntando último trimestre (>41 €/MWh). Así, la estimación del Precio Spot, Carga Base (media aritmética de todas las horas del año) en 2020 sube a 33,7 €/MWh, un +1,3% (+0,4 €/MWh) por encima del nivel previsto hace un mes.

La curva de precios forward en *contango* a medio plazo (2020-2022) y *backwardation* a largo plazo (2023-2030), estableciendo referencias para nuevos PPA's, físicos y/o financieros, de renovables:

Calendar 2020 ha subido de 33,3 a 33,7 €/MWh. Incremento +0,4 €/MWh (+1,3%).

Calendar 2021 ha subido de 42,0 a 44,4. Incremento +2,4 (+5,7%).

Calendar 2022 ha subido de 43,8 a 45,4. Incremento +1,6 (+3,7%).

Calendar 2023 revierte subiendo de 42,7 a 43,5. Incremento +0,8 (+1,9%).

Calendar 2024 revierte subiendo de 42,3 a 43,0. Incremento +0,7 (+1,7%).

Calendar 2025 empieza a caer de 42,1 a 41,9. Decremento -0,15 (-0,4%).

Calendar 2026 sigue cayendo de 41,4 a 39,7. Decremento -1,7 (-4,1%).

Calendar 2028-2029-2030 han empezado a cotizar desde 24 Junio 2020 cayendo desde niveles de 40,6-39,8-39,1 hasta 38,6-37,5-36,4 al cierre de esta edición.

Las nuevas políticas energéticas a medio y largo plazo con cambios estructurales de reorganización del mercado eléctrico, están aumentando la liquidez, la volatilidad y el comportamiento estacional de los precios mayoristas.

Se retrasa la entrada en vigor de la nueva metodología de tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR) de electricidad (fecha prevista 1 Nov 2020 queda postergada a lo largo de 2021, preliminarmente al inicio del segundo trimestre) hasta que se conozca el desdoblamiento de las tarifas multiperiodo binómicas actuales en dos tipos de tarifas preservando la misma estructura multiperiodo: i) peajes, y ii) cargos del sistema eléctrico. Así, los peajes remunerarán únicamente los costes de las redes eléctricas. Con la bajada de la remuneración de las actividades reguladas, se ha aprobado una sustancial bajada de las nuevas tarifas de ATR, pero penalizando más los excesos de potencia y de reactiva. A falta de sumarle los cargos del sistema eléctrico.

Ya se conoce la propuesta inicial de Real Decreto para la metodología y definición de los cargos del sistema eléctrico en proceso de consulta pública. Dicha propuesta define la metodología de cálculo anual de los costes regulados del sistema eléctrico que no están relacionados con las redes de transporte y distribución de electricidad:



Anualidades correspondientes a los déficits del sistema eléctrico.

Retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional.

Régimen retributivo específico para las instalaciones de generación renovables, cogeneración y residuos.

Coste del servicio de gestión de la demanda (interrumpibilidad) en territorios no peninsulares.

Dotación del fondo para la financiación del Plan General de Residuos Radiactivos correspondiente a la 2ª parte ciclo combustible nuclear.

Retribución de la CNMC correspondiente al sector eléctrico.

Gestión técnica y económica del sistema en caso de desajuste entre los ingresos y la retribución de estas actividades.

Diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los cargos del sistema eléctrico de ejercicios anteriores.

Cualquier otro coste atribuido expresamente como cargo del sistema eléctrico por una norma con rango legal cuyo fin responda exclusivamente a la normativa del sector eléctrico.

La propuesta de cargos del sistema eléctrico actualizará el precio unitario de pagos por capacidad (tarifa denominada garantía de potencia) y el Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC). Esa tarifa dejó de pagarse a la generación renovable y cogeneración, así como a la nuclear e hidráulica ordinaria (fluyente o regulable con embalse) y bombeo, quedando en exclusiva para las plantas termoeléctricas, sin reducir sus valores regulados, supuestamente para incentivar la disponibilidad de dichas plantas para la regulación Frecuencia-Potencia (F-P) del sistema eléctrico y evitar su desmantelamiento. Dicha tarifa debería sustituirse por un mercado de capacidad a largo plazo, en el cual la oferta y demanda de potencia para el sistema defina ese precio unitario (señal de precio correcta para la expansión óptima del sistema de generación). De momento, aunque parezca que dicha tarifa sobra y debería ser eliminada, por el exceso de capacidad instalada de Ciclos Combinados (CCGT's), la realidad es que las renovables no garantizan potencia firme para mantener (asegurar) la frecuencia estable en 50 Hz (hercios). La cogeneración si contribuye a la regulación F-P, pero no la están pagando esa tarifa por la prestación de ese servicio ahí donde más se necesita (al lado de la demanda industrial).

De momento, tal como se temía, el cambio total, sumando las nuevas tarifas de ATR y los cargos del sistema eléctrico, supondrá un encarecimiento de los costes regulados. Para un perfil carga base, la propuesta inicial implica una subida media de aproximadamente un 20%, 12%, 6% y 4% para las 4 tarifas de ATR en alta tensión, 6.1A(1-30kV), 6.2A(30-72,5kV), 6.3A(72,5-145kV) y 6.4A(>145kW), respectivamente. Esto será un varapalo para la industria, en general. Indudablemente, los presupuestos previstos para 2021 van a descuadrarse, caso de no ajustarse los nuevos cargos del sistema eléctrico.

Independientemente de ello, la nueva definición de periodos tarifarios, por si sola, supone un impacto de una subida enmascarada de aprox. 8%-12%, según nivel de tensión y perfil de carga, respecto a la definición actual (especialmente la del periodo horas valle –p6– todo el mes de agosto, y las 6 horas de duración de periodo de horas punta o superpunta que aumentan a 9 horas). Por lo tanto, sin incluir los costes de



política energética, lo comido por lo servido. Es decir, la bajada de las tarifas de ATR se diluirán con el efecto de la subida por cambio del calendario eléctrico. Ojo aquellos consumidores que tengan contratos convencionales (precios fijos binómicos multiperiodo). Deberían forzar a mantener los precios del *retailing* con la estructura de periodos tarifarios (actual o antigua) descontando los precios del ATR actual, y aplicando el nuevo ATR con la nueva estructura a partir de su entrada en vigor. Si el contrato de suministro estuviese indexado al mercado mayorista, la parte regulada se liquida y factura de forma más sencilla y transparente.

Cabe advertir que en horas valle (periodo P6) se penalizarán por primera vez sobrecompensaciones de reactiva (efecto capacitivo) del factor de potencia. Esta penalización será de forma horaria a todos los excesos que superen un Coseno phi de 0,98 capacitivo, precio 0,05 €/kVArh. Debe analizarse cada caso particular para verificar cómo se comporta el sistema de compensación de reactiva (estática o dinámica) y comprobar si se inyecta más capacitiva que la exenta.

Cabe destacar que en plena pandemia del Covid-19, el 26 Marzo 2020, se publicó en BOE una subida de 2,1% del coste unitario de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) recaudado a través del IDAE, que trasladan las comercializadoras energéticas a sus clientes finales: sube de 0,24 (2019) a 0,245 €/MWh.

La subasta de interrumpibilidad para el primer semestre 2020 ha supuesto una bajada imprevisible en el precio de la gestión de la demanda (interrumpible), muy por debajo del coste real de este tipo de servicio complementario en países desarrollados. Según liquidaciones provisionales del Operador del Sistema, salvo error metodológico, en los mercados mayoristas, en barras de central, ha caído de una media de 0,75 €/MWh (2019) a 0,03 €/MWh (Ene-Jun 2020). Ya veremos cómo cambia este coste con el Estatuto del Consumidor Electrointensivo, exclusivo para la optimización 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. No se trata sólo de evitar posible deslocalización a otros países con menores costes energéticos, sino de aprovechar al máximo el servicio que la demanda es capaz de ofrecer al Operador Técnico del Sistema para garantizar mayor estabilidad y seguridad operativa inclusive en tiempo real. Las industrias han invertido mucho en sus redes internas y comunicaciones externas, en equipos sofisticados, en telemedida en tiempo real, relés de deslastre de cargas, etc., pero la remuneración del servicio prestado ha ido decreciendo a tal punto que ya está dejando de ser interesante. Es como echar a las industrias del sistema interrumpible. Las industrias al interrumpir no contaminan. La interrumpibilidad es como el kWh no consumido, ese no contamina y además reduce las emisiones de CO2 porque se requiere menor producción eléctrica ante un repunte de la demanda firme (no interrumpible) del sistema. Para el segundo semestre no ha habido subasta. Desde junio, el Operador del Sistema ya puede empezar a explorar nuevos mecanismos de gestión de la demanda por lo menos con una parte de los grandes consumidores interrumpibles, perímetros de equilibrio y también es una oportunidad para promover nuevas instalaciones de almacenamiento para participar en los servicios de ajuste del sistema.