

El coronavirus pone a prueba el sector renovable en España

El COVID-19 ha provocado mucha incertidumbre sobre lo que puede significar para el sector renovable en España. **ATA Insights organizó el pasado lunes 6 de abril un seminario web con el título "El impacto de COVID19 en la industria renovable a nivel internacional"** en el cual, entre otros ponentes, participó **Kim Keats, Director de EKON Strategy Consulting**.

Uno de los primeros efectos que señala Kim Keats es la caída de la demanda de electricidad, que puede ver claramente en los datos publicados por organizaciones como REE y ENTSO-E. En la primera (marzo 16-22) y segunda (marzo 23-29) semana de cuarentena la demanda cayó un -7,4% y -9,5% respectivamente, en comparación con semanas similares del 2019. En Italia la demanda ha seguido cayendo de semana en semana y el reto está ahora en ver si esto se repite aquí o se estabiliza en algún momento .

Además, incluso desde antes de la crisis, los precios del gas natural mostraban una tendencia bajista. En los mercados de futuros ya no hay diferencias entre el precio de referencia en Holanda (TTF) y España (MIBGAS, OMIP), y los dos rondan mínimos históricos. La caída en el precio del CO2 es más reciente. Estas tendencias han provocado una bajada importante del costo marginal de la generación de los ciclos combinados (CCGT), lo que se refleja en una caída en los precios de la electricidad en el mercado mayorista (OMIE).

Este doble impacto empeora las perspectivas económicas de las energías renovables. Cuando la demanda cae, necesita menos capacidad renovable para llegar al mismo nivel de penetración de las mismas (definiendo como un porcentaje fijo de una demanda que sería más baja). Y cuando los costos de generación térmica, caen los precios de electricidad, reduciendo la capacidad renovable que se puede cargar económicamente.

Kim Keats advierte de que, si las cosas no cambian, será necesario controlar los planos de desarrollo renovable a medio y largo plazo. En particular, la expansión de capacidad prevista en el PNIEC llevaría a precios medios capturados por la eólica y fotovoltaica muy por debajo de sus costos normalizados (LCOE). Esto conlleva un problema de "missing money"; refiriéndose a que los precios no reflejan adecuadamente el valor de la inversión. Si no regresamos al status quo anterior, el plan y su implementación necesita ajustes.

Respecto a si "hay luz al final del túnel", el mercado da una pauta. Los precios de futuros de electricidad a corto plazo en OMIP y EEX para el suministro continuo ("baseload") están muy bajos. Pero ese mismo precio desde 2021 en adelante muestra una recuperación con precios rondando los 40 € / MWh. La realidad depende mucho de lo que pase con los costos de gas natural y el CO2, que a su vez "están vinculados a la actividad económica y nuestra habilidad de ganar la batalla contra el COVID-19", concluyó Kim Keats.

PUBLICIDAD

Somos referentes en innovación, 30 hitos en innovación y 10 certificados de I+D nos avalan