

Los PPA solares en España elevan los precios spot en lugar de reducirlos

- Un nuevo estudio sobre el mercado eléctrico español revela que los PPA físicos de energía eólica y solar elevan los precios mayoristas de la electricidad durante las fases de alta penetración, e invierten el efecto de contención de precios que tenían en períodos anteriores.



<https://www.pv-magazine.es/2026/05/15/los-ppa-solares-elevan-los-precios-spot-en-espana-en-lugar-de-reduc...>

Viernes, 15 mayo 2026

Un nuevo estudio sobre el mercado eléctrico español revela que los PPA físicos de energía eólica y solar elevan los precios mayoristas de la electricidad durante las fases de alta penetración, e invierten el efecto de contención de precios que tenían en períodos anteriores.

Brian Publicover

Un nuevo estudio revisado por pares sobre el mercado eléctrico español muestra que los contratos bilaterales físicos (PBC en inglés, PPA físico en español) asociados a parques eólicos y solares incrementan los precios mayoristas de la electricidad durante fases de alta penetración renovable, lo que invierte el efecto reductor de precios que estas tecnologías tuvieron en etapas anteriores de desarrollo renovable.

El trabajo, publicado en la revista *Utilities Policy* bajo el título “Long-term and spot electricity markets: The technology link in Spain”, está firmado por Daniel Davi-Arderius, de e-Distribución Redes Digitales, y Tooraj Jamasb, de Copenhagen Business School. Los autores concluyen que el efecto de estos contratos depende del contexto de mercado y que, durante la fase de normalización posterior a la crisis energética, los contratos renovables pasaron a ejercer un impacto positivo sobre los precios spot.

Los investigadores analizaron 52.260 observaciones horarias del mercado diario español entre enero de 2019 y diciembre de 2024, que abarcaban once periodos estructurales distintos: la etapa prepandemia, el shock de demanda por la Covid-19, la crisis energética posterior a la invasión de Ucrania, la denominada “Excepción Ibérica” y la posterior normalización del mercado.

Para el análisis utilizaron un modelo econométrico AR(1,24) con componentes GARCH y TARCH, diseñado para evaluar tanto el efecto medio sobre los precios como la volatilidad condicional en cada periodo.

Los PBC son contratos extrabursátiles de suministro eléctrico —incluyendo PPAs físicos, coberturas de comercializadoras y contratos intragrupo— mediante los cuales los volúmenes comprometidos se retiran del mercado diario antes de la casación. Según el estudio, estos contratos cubrieron entre el 40% y el 47% de la demanda eléctrica española durante gran parte del periodo analizado, aunque su peso cayó en 2024 tras el fin de la Excepción Ibérica.

Los autores señalan que el efecto de los contratos bilaterales sobre el mercado spot depende de la tecnología utilizada y de las condiciones del sistema. Durante episodios de crisis como los confinamientos de 2020 o la crisis gasista posterior a Ucrania, los PBC redujeron los precios spot. Sin embargo, esta dinámica cambió durante la Excepción Ibérica y se mantuvo posteriormente.

En concreto, durante los periodos P8 y P9 los contratos bilaterales agregados incrementaron el precio spot en 0,672 €/MWh y 1,402 €/MWh respectivamente por cada punto porcentual adicional de demanda cubierta mediante PBC. El efecto siguió siendo positivo durante la fase de normalización, con aumentos de 0,586 €/MWh en P10 y 0,596 €/MWh en P11.

Diferencias entre tecnologías

El estudio muestra que los contratos hidroeléctricos redujeron sistemáticamente los precios del mercado diario en los once periodos analizados, alcanzando un efecto máximo de -4,631 €/MWh por punto porcentual durante la Excepción Ibérica. Según los autores, esto se explica por la capacidad de gestión de la hidráulica: al trasladar producción hidroeléctrica a contratos a largo plazo se reduce el margen para estrategias especulativas en el mercado spot.

La situación cambia con la eólica y la fotovoltaica. Los contratos físicos eólicos elevaron los precios spot en todos los periodos salvo durante los confinamientos de la pandemia. En el caso de la solar, los contratos redujeron precios entre 2020 y 2022, pero pasaron a incrementarlos durante la fase de normalización coincidiendo con la fuerte expansión fotovoltaica en España.

Según el estudio, los contratos solares aportaron incrementos de 1,676 €/MWh por punto porcentual en el periodo P10 y de 0,292 €/MWh en P11. La capacidad fotovoltaica instalada pasó de 5 GW en el primer periodo analizado a 39,7 GW en el último.

Los investigadores plantean varias explicaciones. A medida que una mayor parte de la generación renovable queda comprometida mediante contratos físicos, el mercado diario pierde volumen de generación de bajo coste marginal que normalmente presionaría los precios a la baja. Como consecuencia, el mercado residual termina casando tecnologías más caras y gestionables.

El estudio destaca que en el periodo P9 el carbón añadió 19,27 €/MWh al precio spot y los ciclos combinados 7,55 €/MWh. Además, la variabilidad inherente a la generación renovable contratada mediante PBC obliga a cubrir desviaciones con tecnologías marginales más costosas cuando cae el viento o disminuye la producción solar.

En términos de volatilidad, los autores detectan que los contratos físicos incrementaron la variabilidad del mercado durante la prepandemia, la Excepción Ibérica y la fase de normalización, aunque redujeron la volatilidad durante la pandemia y parte de la crisis energética. Los contratos solares mostraron un efecto positivo y estadísticamente significativo sobre la volatilidad en la etapa final del análisis.

El trabajo recuerda que España, Alemania, Francia y los países nórdicos operan modelos de mercado “self-dispatch”, donde los contratos físicos pueden retirarse del mercado diario antes de la casación. Como respuesta regulatoria, los autores recomiendan fomentar contratos por diferencia financieros (CfD) frente a contratos físicos para la cobertura renovable.

Según explican, los CfD financieros obligan a los generadores a participar físicamente en el mercado diario, preservando así el efecto reductor de precios asociado al mérito económico de las renovables, al tiempo que permiten cubrir el riesgo financiero. También recomiendan que cualquier reforma regulatoria que afecte al volumen de contratos bilaterales evalúe previamente sus efectos sobre el mercado spot.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content