

LA IMPLANTACIÓN DE LOS PRODUCTOS DE 15 MIN EN EL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO

Este mes se completa un hito clave en el desarrollo del mercado eléctrico europeo: la implementación de la negociación con productos de 15 minutos (15 min MTU) en el mercado diario. Se trata de un paso fundamental hacia un sistema energético europeo más integrado, robusto y eficiente, un objetivo por el que se viene trabajando desde hace más de una década.

EL ORIGEN REGULATORIO

Desde 2017, los productos de 15 minutos han estado sobre la mesa. El Reglamento (UE) 2017/2195, y posteriormente el Reglamento (UE) 2019/943, establecieron que todos los sistemas eléctricos europeos debían liquidar los desvíos con una resolución de 15 minutos (Imbalance Settlement Period – ISP15).

El plazo general para su implementación se fijó para antes del 1 de enero de 2021, salvo exenciones nacionales. Además, el artículo 8.2 del Reglamento (UE) 2019/943 obliga a los operadores de mercado (NEMOs) a ofrecer productos de mercado con una resolución temporal tan corta como el ISP, es decir, permitir la negociación en bloques de 15 minutos (MTU15) en los mercados diario e intradiario.

CRONOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN EN ESPAÑA Y PORTUGAL

En el caso del mercado ibérico (MIBEL), los operadores de sistema español y portugués (REE y REN) solicitaron y obtuvieron una exención para aplazar la implementación del ISP15 hasta el 31 de diciembre de 2024.

Por su lado, en los mercados diario e intradiario se había previsto originalmente una implementación simultánea de los productos MTU15 en enero de 2025. Sin embargo, dificultades técnicas de alguna de las partes obligaron a replantear el calendario y a desacoplar las dos implementaciones.



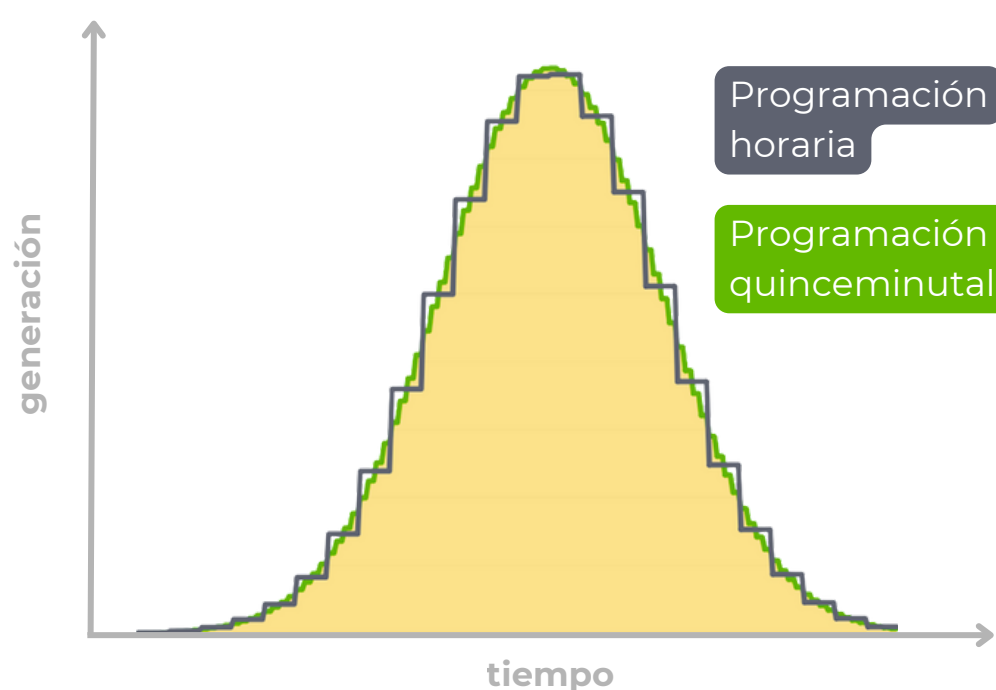
¿POR QUÉ EUROPA NECESITA ESTE CAMBIO?

La razón de fondo para este cambio es clara: Europa necesita mecanismos que retribuyan adecuadamente la flexibilidad del sistema eléctrico, un elemento clave en la transición energética. Así lo reconoce la reciente reforma del diseño del mercado eléctrico (EMD Reform), aprobada en mayo de 2024, en la que la palabra “flexibilidad” se menciona más de 80 veces. Y la negociación cuartohoraria es una pieza clave en el puzzle de la flexibilidad.

Los productos de 15 minutos permiten reflejar con mayor precisión las necesidades del sistema, mejorando la eficiencia de la señal de precios y facilitando la integración de fuentes de generación renovables como la solar y la eólica.

Una programación más ajustada a la realidad también reduce los desvíos (es decir, la diferencia entre lo que un generador cree que va a producir y lo que finalmente produce), reduciendo así los costes asociados a los servicios de balance (los mecanismos que se activan para corregir esas diferencias en la producción o el consumo, para que demanda y generación sean siempre iguales y no tengamos problemas de frecuencia en la red).

Perfil de generación de una planta fotovoltaica en un día X



DESAFÍOS

No obstante, este avance también plantea desafíos relevantes. La transición a productos cuartohorarios implica una multiplicación por cuatro del volumen de datos a procesar, lo que exige una mayor capacidad computacional y herramientas de modelado más sofisticadas.

Asimismo, requiere una adaptación tecnológica y operativa por parte de todos los agentes del mercado, desde operadores hasta los comercializadores y generadores, que deberán ajustar sus sistemas y estrategias comerciales a esta nueva granularidad.

AHORA, CADA CUARTO CUENTA...

En definitiva, la implantación de los productos de 15 minutos marcará un antes y un después en la evolución del mercado eléctrico europeo. No solo responde al cumplimiento regulatorio, sino de avanzar hacia una operación del sistema eléctrico europeo más eficiente, flexible y alineado con los objetivos de descarbonización.

Aunque el cambio no estará exento de desafíos, también abre la puerta a nuevas oportunidades para quienes sepan anticiparse y adaptarse al nuevo entorno.

A partir del 30 de septiembre, la transición energética en el mercado eléctrico europeo ya no se medirá solo por horas. Ahora, cada cuarto cuenta....



JUAN ANDRÉS RODRIGUEZ

Economista por la Universidad Carlos III de Madrid, donde también obtuvo el Máster en *Industrial Economics and Markets*. Su formación se centra en teoría económica y econometría aplicada, con especial atención a los sectores regulados y, en particular, a los mercados energéticos.

Actualmente trabaja como *Senior Analyst* en Mercados y Regulación en OMIE, realizando labores de análisis y seguimiento de los mercados mayoristas de electricidad y su marco regulatorio. Además, es secretario del Comité de Agentes del Mercado (CAM) y colabora con la Universidad Carlos III en proyectos de investigación en el ámbito de la economía aplicada.

CONTACTO

Linkedin: www.linkedin.com/in/juan-andrés-rodríguez

English version



GO-LIVE OF 15-MINUTE PRODUCTS IN THE EUROPEAN POWER MARKET

This month marks a key milestone in the advance of the European electricity market: the go-live of trading with 15-minute products (15-min MTU) in the day-ahead market. This step is fundamental for building a more integrated, robust, and efficient European energy system, an objective pursued for more than a decade.

REGULATORY BACKGROUND

Since 2017, the introduction of 15-minute products has been on the regulatory agenda. Regulation (EU) 2017/2195, and later Regulation (EU) 2019/943, established that all European power systems must settle imbalances with a 15-minute resolution (Imbalance Settlement Period, or ISP15).

The general deadline for implementation was set for January 1, 2021, unless national exemptions applied. In addition, Article 8.2 of Regulation (EU) 2019/943 requires market operators (NEMOs) to offer products with a temporal resolution at least as granular as the ISP—that is, to enable trading in 15-minute blocks (MTU15) in both day-ahead and intraday markets.

IMPLEMENTATION TIMELINE IN SPAIN AND PORTUGAL

In the Iberian market (MIBEL), the Spanish and Portuguese system operators (REE and REN) requested and were granted an exemption to postpone ISP15 implementation until December 31, 2024.

For the day-ahead and intraday markets, the original plan was a simultaneous go-live of 15-min MTU products in January 2025. However, technical challenges of some stakeholders required a revision of the timeline, decoupling the two implementations.



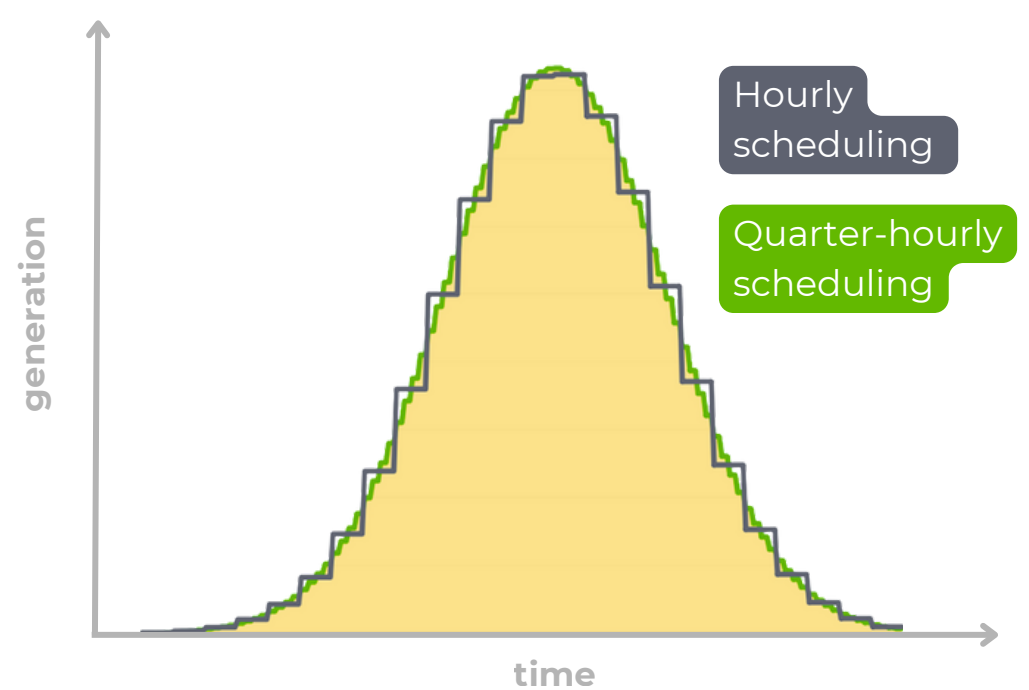
WHY DOES EUROPE NEED THIS CHANGE?

The underlying rationale is clear: Europe needs mechanisms that properly reward system flexibility, a cornerstone of the energy transition. This was explicitly recognized in the recent Electricity Market Design (EMD) Reform, adopted in May 2024, where the term *flexibility* appears more than 80 times. Quarter-hourly trading is a key element in that flexibility puzzle..

Fifteen-minute products allow a more accurate reflection of system needs, improving price signals and facilitating the integration of variable renewable generation such as solar and wind.

More granular scheduling also helps reduce imbalances (that is, the gap between forecasted and actual production) thus lowering balancing costs (the corrective mechanisms that ensure generation and demand remain in equilibrium and grid frequency is maintained).

Generation profile of a solar PV plant on a given day



CHALLENGES

This progress, however, is not without challenges. Moving to 15-minute products means multiplying by four the amount of data to be processed, requiring greater computational capacity and more advanced modelling tools.

It also demands technological and operational adjustments across the market ecosystem, from system operators to traders and generators, who must adapt their systems and commercial strategies to this new level of granularity.

NOW, EVERY QUARTER COUNTS...

Ultimately, the full go-live of 15-minute products will mark a turning point in the evolution of the European electricity market. Beyond regulatory compliance, it represents a step toward a more efficient, flexible, and decarbonized power system.

While the transition will entail challenges, it also opens new opportunities for those able to anticipate and adapt to the new market environment.

From September 30 onwards, the energy transition in the European power market will no longer be measured in hours. Now, every quarter counts...



JUAN ANDRÉS RODRIGUEZ

Economist from Universidad Carlos III de Madrid, where he also completed a Master's degree in *Industrial Economics and Markets*. His academic background focuses on economic theory and applied econometrics, with a strong emphasis on regulated sectors, particularly energy markets.

He currently works as *Markets and Regulation Senior Analyst* at OMIE, conducting analysis and monitoring of wholesale electricity markets and their regulatory framework. He also serves as Secretary of the Market Participants Committee (CAM) and collaborates with Universidad Carlos III on applied economics research projects.

CONTACT

Linkedin: www.linkedin.com/in/juan-andrés-rodríguez