

“La rentabilidad del almacenamiento cambia de modelo, el arbitraje ya no basta”

- La portuguesa Indie Energy defiende que la rentabilidad del almacenamiento dependerá cada vez más del revenue stacking y no de la simple diferencia de precios entre horas solares y nocturnas. La compañía evalúa su desembarco en el mercado español mientras desarrolla proyectos híbridos para operar...



<https://www.pv-magazine.es/2026/09/18/la-rentabilidad-del-almacenamiento-cambia-de-modelo-el-arbitraje-y...>

Jose Pedrosa

Viernes, 18 septiembre 2026

La empresa portuguesa Indie Energy desarrolla y opera una central eléctrica virtual (VPP, por sus siglas en inglés) que conecta a productores y consumidores con distintos agentes del mercado, como los responsables de balance (BRP), los proveedores de servicios de balance (BSP) y las entidades gestoras del autoconsumo colectivo (EGAC). La plataforma facilita su participación en comunidades energéticas, mercados eléctricos y servicios de ajuste del sistema.

Para conocer mejor su modelo de negocio y su visión sobre el sector renovable, **pv magazine** ha entrevistado a Pedro Rodrigues, cofundador y CEO de la empresa.

pv magazine: ¿Cuántos proyectos de energías renovables tiene en Portugal? ¿De qué capacidad instalada estamos hablando?

Pedro Rodrigues : Nuestra plataforma permite gestionar y optimizar la compra y venta de energía en comunidades de energía (ACC/CER), en los mercados diario e intradiario de electricidad, así como la prestación de servicios de sistema como aFRR y mFRR. Estos activos representan más de 400 MW de potencia instalada y 500 GWh de energía transaccionada en los mercados.

En el ámbito de las comunidades de energía, la plataforma es utilizada por unas 10 entidades gestoras para la gestión operativa de la compra, venta y reparto de energía en 50 autoconsumos colectivos. Estos proyectos involucran a más de 250 consumidores y 80 productores, representando

más de 5 MW de potencia instalada y más de 1 GWh de energía compartida anualmente entre los miembros.

¿La guerra en el Estrecho de Ormuz está afectando, de alguna forma, los planes y proyectos de Indie Energy?

No prevemos impactos en nuestra operación o proyectos. Al contrario, la propuesta de valor de Indie Energy es precisamente ayudar a productores y consumidores a encontrar soluciones más estables y previsibles para afrontar periodos de mayor incertidumbre y volatilidad en el precio de la electricidad.

¿Cómo se están diseñando los algoritmos de control de los sistemas de almacenamiento BESS ante los límites de capacidad de los nodos de conexión a la Red Eléctrica Nacional (REN), especialmente en regiones con alta penetración solar como el Alentejo?

Nuestros algoritmos incorporan los límites de capacidad existentes en el punto de conexión de la instalación donde se ubica el sistema de almacenamiento. Estos límites se consideran una de las principales restricciones del problema de optimización, junto con factores como el balance de potencia de la instalación, el estado de carga, el número de ciclos y la degradación de las baterías.

Las variables de decisión, como la carga y descarga de la batería o el punto de operación de los inversores fotovoltaicos, se determinan respetando los límites de capacidad. Esto permite reducir situaciones de curtailment de producción solar o consumo, almacenando energía cuando existe exceso de producción y desplazando su entrega a periodos cuarto-horarios más valorados. Así se logra una utilización más eficiente de la capacidad de red asignada.

En los concursos de capacidad en Portugal que permiten hibridación de solar, eólica y almacenamiento, ¿cuáles son las estrategias ideales de gestión del SoC para cumplir las rampas de inyección sin acelerar la degradación de las células de litio?

El algoritmo de optimización incorpora restricciones que tienen en cuenta la degradación de la batería según la información del fabricante. Nuestro modelo gestiona el estado de carga (SoC) dentro de bandas operativas y considera un número máximo de ciclos de carga y descarga, mitigando la degradación acelerada. Además, el coste de degradación se estima e incorpora en las funciones objetivo del modelo para determinar la estrategia de operación, así como eventuales indisponibilidades o limitaciones que deben comunicarse al Gestor Global de Sistema (GGS).

Con la elevada capacidad de bombeo instalada en Portugal, como el sistema del Tâmega, ¿qué desafíos técnicos de estabilidad de frecuencia —inercia sintética vs inercia convencional— surgen en la coordinación del despacho hidroeléctrico con la respuesta ultrarrápida de los nuevos BESS?

Los desafíos técnicos están siendo abordados mediante el proyecto de despacho publicado por la DGEG, que establece las condiciones y requisitos técnicos para la conexión y acceso a la Red Eléctrica de Servicio Público (RESP) de instalaciones de almacenamiento autónomas o colocalizadas. Estos requisitos permiten al GGS y a los operadores de transporte exigir que las unidades de almacenamiento cumplan requisitos como reserva secundaria (aFRR), terciaria (mFRR), respuesta a variaciones de frecuencia, funcionamiento en modo Grid Forming (GFM), provisión de inercia sintética y capacidades de observabilidad y control.

En la práctica, los sistemas de almacenamiento deben cumplir los requisitos aplicables según la significancia de cada instalación (tipos A, B, C o D), en función de su potencia y características de conexión. Los requisitos GFM, incluyendo inercia sintética, buscan asegurar que estos sistemas se comporten de forma similar a una máquina síncrona. Las exigencias son graduales y acumulativas para instalaciones de mayor potencia o tensión, garantizando que la integración creciente de BESS complemente la respuesta de los centros electroproductores.

Ante la ausencia histórica de un mecanismo de capacidad de largo plazo en el MIBEL, ¿qué requisitos técnicos deben cumplir los BESS para maximizar su rentabilidad mediante revenue stacking en servicios de sistema?

Las baterías pueden prestar distintos servicios de sistema remunerados, como reservas de regulación a subir o bajar, contribuyendo al equilibrio instantáneo entre producción y consumo. Entre estos servicios se incluyen aFRR, mFRR y la participación en la resolución de restricciones técnicas. También pueden prestar otros servicios aún no remunerados en Portugal: FCR, FFR, inercia sintética y regulación de tensión. La combinación de ingresos del mercado eléctrico y de los servicios de sistema (revenue stacking) permite la sostenibilidad económica de los proyectos. En aFRR se exige un tiempo de activación muy rápido: inicio en menos de 30 segundos y finalización en un máximo de 5 minutos. En mFRR, la activación debe realizarse en hasta 12,5 minutos.

¿Qué le parece, existe riesgo de canibalización del arbitraje debido al boom de baterías?

Es un riesgo real y esperado. A medida que más baterías entran en el sistema, el spread entre horas de precios bajos (exceso solar) y horas de precios altos (final del día) tiende a reducirse. El propio funcionamiento de las baterías —cargar en horas solares y descargar al final del día— estrecha ese diferencial. Esto no invalida la importancia del almacenamiento: significa que la rentabilidad dependerá cada vez más de participar en múltiples mercados simultáneamente. Incluye servicios de sistema, mercados diario e intradiario, comunidades de energía y gestión del autoconsumo. Por eso la optimización y el software se vuelven más relevantes conforme el sector madura.

¿Le preocupa el riesgo de obsolescencia tecnológica de los BESS y su impacto en el CAPEX, considerando que las células pueden requerir sustitución a los 10–12 años?

Es un riesgo que debe integrarse explícitamente en los planes de negocio. La sustitución de células a los 10–12 años debe tratarse como CAPEX programado. Implica modelar la curva de degradación y el coste de sustitución con la evolución esperada del precio de las células, que ha venido bajando. Nuevas químicas o mayor densidad energética pueden hacer atractiva una sustitución anticipada si el retrofit genera beneficios que compensen el CAPEX adicional.

¿Indie Energy planea entrar o expandirse en el mercado español?

En 2027 pretendemos consolidar nuestra presencia en Portugal en mercados eléctricos, servicios de sistema y comunidades de energía. Existe también la posibilidad de ofrecer nuestra plataforma a agentes de comercialización, conectando productores, consumidores y agentes en una única plataforma. A finales del primer semestre de 2027 evaluaremos la entrada en el mercado español, dado que ya participamos en el mercado ibérico (OMIE).

Para concluir, ¿le gustaría destacar algún proyecto especial previsto para 2027 que quiera compartir con pv magazine?

En 2027 deberíamos tener en operación proyectos híbridos utility-scale y C&I que combinan solar fotovoltaica con baterías de almacenamiento. Estamos apoyando a clientes en el desarrollo de estos proyectos para permitir su participación combinada en múltiples mercados: servicios de sistema, mercado diario e intradiario, comunidades de energía y comercialización. El desarrollo de esta plataforma está siendo apoyado por el proyecto P2P Energy Trading, financiado por COMPETE 2030, que finalizará a finales de este año.

Pedro Rodrigues, Co-fundador y CEO de Indie Energy