MINSAIT

El agregador independiente en España

Oportunidad, retos y las claves de la propuesta del MITECO



minsait.com

El agregador independiente en España: oportunidad, retos y las claves de la propuesta del MITECO



La transición energética está impulsando un cambio profundo en la forma en que se produce, consume y gestiona la electricidad. Millones de consumidores disponen ya de recursos energéticos distribuidos, como paneles fotovoltaicos, baterías, vehículos eléctricos o sistemas de gestión inteligente, capaces de aportar flexibilidad al sistema eléctrico.

En este nuevo contexto surge la figura del **agregador independiente**, un actor llamado a conectar esa flexibilidad distribuida con los mercados eléctricos y los servicios de operación del sistema. La propuesta normativa publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) supone el primer desarrollo operativo completo de esta figura en España, estableciendo las reglas de participación, medida, liquidación y compensación económica. Sin embargo, el modelo también ha generado un intenso debate sectorial, dado que ciertas asociaciones del sector consideran que el modelo presentado no ayuda a que la figura del agregador independiente aparezca en España.

¿Qué es un agregador independiente?

Un agregador independiente es una entidad capaz de agrupar la flexibilidad de múltiples consumidores o pequeños productores y ofrecerla al sistema eléctrico como si fuera un recurso único. En la práctica, actúa como intermediario entre los recursos energéticos distribuidos y los mercados de energía o servicios de ajuste.

Por ejemplo, una batería doméstica de 10 kWh tiene poco valor individualmente para el operador del sistema. Sin embargo, un agregador que coordine miles de baterías puede movilizar decenas de megavatios y participar en mercados de balance, capacidad o gestión de congestiones.

La principal novedad es que el agregador puede prestar estos servicios incluso cuando el consumidor mantiene su contrato de suministro con una comercializadora diferente.



Qué propone el MITECO

La propuesta establece un modelo en el que el agregador independiente puede activar flexibilidad de clientes que pertenecen a la cartera comercial de otra comercializadora, pero debe compensar económicamente a dicha comercializadora por el impacto generado.

Para ello, el sistema se apoya en cuatro pilares fundamentales:

01
Un Programa de Referencia Base (PRB) o baseline.

02
La medida real del consumo o generación.

03
Un proceso de verificación de la flexibilidad efectivamente aportada.

04
Un mecanismo de compensación económica entre agregador y comercializadora.

El objetivo es que la participación del agregador no genere perjuicios económicos a terceros agentes y que las liquidaciones sean trazables y verificables.

REE como agente intermedio en el modelo de compensación

La propuesta adopta un modelo de compensación centralizada, no una relación bilateral directa entre el agregador independiente y la comercializadora. REE actúa como contraparte central: recibe los programas, el Programa de Referencia Base, las activaciones y las medidas; verifica la energía efectivamente movilizada; corrige los programas afectados; y calcula los importes que se incorporan a la liquidación.

Este papel evita que cada agregador tenga que acordar y conciliar compensaciones con cada comercializadora. También permite aplicar una metodología común y mantener una visión única sobre la energía activada, los desvíos y la compensación. A cambio, aumenta la importancia de que los cálculos de REE sean transparentes, reproducibles y sujetos a un procedimiento claro de revisión de discrepancias.

Por tanto, la relación económica entre comercializadora y agregador puede describirse como un modelo centralizado de compensación, con REE como intermediario y contraparte de liquidación.

El corazón del debate: la compensación económica

La cuestión más controvertida de toda la propuesta regulatoria es, sin duda, el mecanismo de compensación económica entre agregadores independientes y comercializadoras.

El MITECO propone que, cuando un agregador movilice flexibilidad asociada a consumidores suministrados por una comercializadora, deba compensar económicamente a esta última por la energía modificada. Para ello se adopta un mecanismo de compensación directa entre ambas partes cuyo valor se calcula tomando como referencia el 100 % del precio del mercado diario de electricidad (K=1).

Sobre el papel, el planteamiento persigue un objetivo razonable: evitar que una comercializadora soporte los efectos económicos derivados de modificaciones de consumo realizadas por un tercero sobre clientes de su cartera. Sin embargo, diversas asociaciones sectoriales han expresado reservas sobre el diseño elegido al considerar que podría reducir de forma significativa el margen económico disponible para los agregadores independientes.

Para entenderlo mejor, puede considerarse un ejemplo sencillo. Supongamos que durante una hora el precio del mercado diario es de 100 €/MWh y que un agregador consigue reducir 1 MWh de consumo mediante un programa de respuesta de la demanda.

En ese escenario, el agregador obtiene ingresos por la flexibilidad aportada al sistema. Pero, al mismo tiempo, debe compensar a la comercializadora utilizando como referencia esos mismos 100 €/MWh. Una parte sustancial del valor económico asociado a la energía desplazada queda, por tanto, absorbida por el mecanismo de compensación.

Esto plantea una cuestión relevante sobre los incentivos económicos del modelo. Si la compensación se calcula utilizando el valor íntegro de la energía en el mercado diario, el margen restante para el agregador debe cubrir simultáneamente la remuneración de los consumidores participantes, los costes operativos de la agregación, las plataformas tecnológicas de control y previsión, los costes de acceso a mercado y el retorno de la inversión necesaria para desarrollar estos servicios.

Por este motivo, parte del sector considera que el diseño actual podría favorecer la participación en aquellos mercados donde la flexibilidad aporta un valor adicional superior al simple coste de la energía, como determinados mercados de balance o servicios de ajuste del sistema. En estos productos el ingreso obtenido puede incorporar componentes adicionales relacionados con la necesidad operativa del sistema eléctrico, lo que mejora potencialmente la capacidad del agregador para absorber el coste de la compensación.

No obstante, esta alternativa tampoco está exenta de dificultades. La participación en servicios de balance exige superar procesos de habilitación, verificación técnica y precalificación que pueden resultar exigentes para nuevos actores. La necesidad de demostrar capacidades de control, monitorización, medición y respuesta en tiempo real supone una barrera de entrada significativamente mayor que la mera participación en mercados energéticos convencionales, especialmente durante las primeras fases de desarrollo del agregador independiente en España.

Y es que estos requisitos no son arbitrarios, si no que responden a una necesidad legítima del operador del sistema, que debe disponer de visibilidad operativa en tiempo real sobre las unidades que participan en servicios de balance para poder garantizar la seguridad del sistema eléctrico.
El problema aparece cuando esos requisitos, pensados originalmente para grandes instalaciones de generación centralizada o grandes consumidores, se aplican sin matices a cada punto de suministro (CUPS) que compone la cartera de un agregador.





El Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD) ilustra bien esta tensión. La normativa vigente exige que, cuando un CUPS participa en servicios de ajuste del sistema, quede sujeto a obligaciones de telemedida en tiempo real, con una frecuencia de hasta cada cuatro segundos, y de adscripción al Centro de Control de Grupos de Demanda (CCGD), con independencia de la potencia contratada de ese punto de suministro. En la práctica, esto supone instalar un dispositivo de medida adicional y asumir el coste de la conexión al centro de control, al margen de si ese CUPS concreto aporta pocos o muchos kW de flexibilidad.

Para un consumidor industrial capaz de movilizar MWs, ese coste fijo se diluye frente a los ingresos potenciales de participar en el mercado de balance, lo que hace de esta vía una opción razonable para absorber el coste de la compensación. Pero para una cartera de agregación compuesta por CUPS del segmento residencial o comercial, donde la flexibilidad individual de cada punto de suministro es reducida, ese mismo coste fijo por CUPS puede superar con facilidad los ingresos que dicho CUPS podría llegar a generar. Aplicados de forma indiferenciada, estos requisitos no filtran por tecnología ni por capacidad real de respuesta, sino por el tamaño individual del CUPS: la vía de los servicios de balance, que en teoría permitiría compensar el margen perdido por el mecanismo de compensación, queda así fuera del alcance precisamente de los puntos de suministro pequeños que, agregados en volumen, representan buena parte del potencial de flexibilidad del sistema eléctrico español.

En consecuencia, gran parte del debate regulatorio que impacta la viabilidad económica del modelo de negocio del agregador independiente no gira únicamente en torno a la existencia de una compensación, cuestión ampliamente aceptada por el sector, sino sobre su cuantía, su diseño y la proporcionalidad de los requisitos técnicos que condicionan qué agregadores y qué segmentos de consumidores pueden efectivamente participar en cada mercado. Mientras el regulador prioriza la protección económica de las comercializadoras afectadas por modificaciones de consumo realizadas por terceros, una parte de los potenciales agregadores considera que la combinación de ambos elementos, compensación elevada y barreras técnicas asimétricas, podría dificultar la consolidación de modelos de negocio viables y limitar el desarrollo de la flexibilidad de la demanda residencial y comercial durante las primeras etapas del mercado.

Mutualización o compensación directa

Otro de los grandes debates regulatorios gira en torno a quién debe soportar el coste de la compensación. El MITECO descarta crear un mecanismo mutualizado porque entiende que acabaría trasladando costes a consumidores que no participan en programas de flexibilidad.

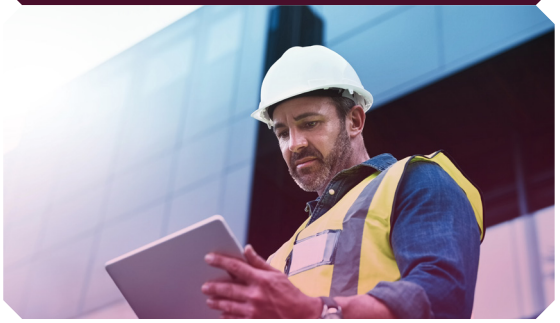
Por el contrario, algunas asociaciones del sector defienden que la flexibilidad aporta beneficios sistémicos que terminan favoreciendo a todas las comercializadoras, incluso a aquellas cuyos clientes no participan directamente. Según esta visión: la flexibilidad reduce picos de demanda, disminuye costes de balance, reduce volatilidad de precios y puede contribuir a abaratar el mercado en determinadas situaciones. Un ejemplo de esto último es que, cuando el agregador reduce consumo en las horas de mayor precio del mercado de energía, el precio marginal baja y toda la demanda se beneficia de una energía más barata, generando un ahorro a nivel de todo el sistema. Por eso proponen explorar mecanismos de reparto más amplios.

El problema es que ese ahorro solo se hace realidad si el agregador, como nuevo participante en el mercado, encuentra un modelo de negocio viable y escalable. Con todos los costes mencionados anteriormente, ya se estima que, tal y como está planteado el modelo, no lo será. La pregunta, entonces, es cómo revertir eso para que esos beneficios lleguen a producirse.

Frente a eso, cabría plantearse redirigir una parte hacia quien lo ha hecho posible, en lugar de dejar que se diluya entre toda la demanda sin más. Cómo se articularía esa redistribución en la práctica, y con qué fuente de financiación, es una cuestión regulatoria abierta, pero el punto de partida aborda un vacío distinto al de la compensación. Hoy la normativa regula lo que el agregador debe pagar a la comercializadora, pero no contempla ninguna vía de apoyo que haga su actividad atractiva. La mutualización del coste de compensación a la comercializadora es una de las vías posibles, pero no la única, podría explorarse también la financiación con cargo a fondos públicos de apoyo a la transición energética, o la integración del mecanismo como un servicio regulado gestionado por el propio operador del sistema o del mercado.

No sería la primera vez que el sistema eléctrico español recurre a un mecanismo de este tipo. El pago por capacidad remunera a las centrales que garantizan potencia disponible en los momentos críticos, un servicio cuyo valor para la seguridad de suministro no queda reflejado en el precio del mercado diario, y se financia mediante un cargo sobre la demanda. El régimen retributivo específico de las renovables siguió una lógica parecida en su momento, reconoció que la generación limpia aportaba un beneficio ambiental que el mercado no remuneraba por sí solo, y estableció una retribución adicional financiada a través de los costes del sistema. En ambos casos, la idea de fondo coincide con la que aquí se plantea, identificar un valor que el mercado genera, pero no traslada directamente a quien lo produce, y habilitar una vía específica para hacerlo. Sin ella, el riesgo no es solo que el agregador no participe, sino que la energía más barata y el ahorro que su actividad podría generar se queden, sencillamente, sin ocurrir.

Este tipo de análisis, cuantificar el valor que genera la actividad del agregador y estudiar cómo canalizar parte de él hacia un mecanismo que haga el negocio viable, es precisamente el que se está desarrollando en proyectos piloto como FlexAbility, que agrupa a agregadores independientes del segmento comercial en España.



El desafío del baseline

Para determinar cuánta flexibilidad ha aportado realmente un consumidor no basta con medir su consumo después de una activación. También es necesario estimar qué habría ocurrido si esa activación no se hubiera producido. Ese consumo hipotético recibe el nombre de Programa de Referencia Base (PRB) o baseline, y constituye el elemento central sobre el que se construye todo el modelo de agregación independiente.

La propuesta del MITECO adopta un modelo declarativo con ajuste basado en la medida real. En este esquema, el agregador independiente debe remitir previsiones de consumo agregadas para cada comercializadora y unidad de programación, con resolución cuarto-horaria y para todos los periodos de integración en los que participe en los mercados de balance. Estas previsiones deben estar disponibles para el operador del sistema dentro de los plazos exigidos por cada mercado y, en todo caso, con una antelación mínima de una hora respecto al inicio del periodo de activación.

A partir de esta información, es el operador del sistema, Red Eléctrica, quien calcula el Programa de Referencia Base. Para ello utiliza la previsión remitida por el agregador y la ajusta con la diferencia observada entre dicha previsión y el mejor valor de medida registrado en el periodo inmediatamente anterior a la activación. El resultado constituye el PRB que posteriormente se utilizará para verificar la energía flexible efectivamente aportada y determinar las correspondientes correcciones, compensaciones y liquidaciones económicas. En caso de que el agregador no remita su previsión dentro del plazo establecido, el procedimiento prevé la utilización de una previsión nula para los periodos afectados.



En la práctica, **el baseline** se convierte en el punto de encuentro entre agregadores, comercializadoras y operador del sistema, ya que determina qué parte de la energía observada se considera una modificación efectiva del consumo y qué impacto económico debe asignarse a cada participante. Por este motivo, la calidad de las previsiones adquiere una relevancia fundamental dentro del modelo.



Aunque conceptualmente parece sencillo, el baseline es probablemente uno de los elementos más complejos y controvertidos de cualquier esquema de agregación. A diferencia de la medida real, que puede observarse directamente, el PRB es una variable contrafactual: representa algo que nunca ha llegado a ocurrir y que únicamente puede estimarse mediante previsiones operativas, información histórica y modelos estadísticos.

La regulación propuesta no impone una metodología específica para elaborar dichas previsiones. El marco normativo exige que el agregador envíe un resultado predictivo y establece la forma en la que este será utilizado para construir el baseline, pero no prescribe qué técnicas deben emplearse para obtenerlo. Esto permite que cada agregador desarrolle metodologías adaptadas a las características de su cartera de clientes, siempre que sean capaces de proporcionar estimaciones suficientemente precisas.

Las diferencias entre recursos hacen evidente la necesidad de esa flexibilidad metodológica. Predecir el consumo futuro de una vivienda, una estación de recarga de vehículo eléctrico o una industria electrointensiva requiere enfoques completamente distintos. Mientras una cartera residencial suele estar influenciada por la meteorología, la ocupación o los hábitos de consumo, una instalación industrial puede depender de planes de producción, turnos de trabajo o paradas programadas. Aplicar un único método a segmentos tan heterogéneos podría introducir errores significativos en la estimación de la flexibilidad realmente aportada.

Precisamente por ello, uno de los aspectos que previsiblemente concentrará una parte importante del debate regulatorio será el equilibrio entre libertad metodológica y robustez del sistema. El verdadero desafío no es determinar si debe existir un baseline, ya que resulta imprescindible para verificar la respuesta de la demanda, sino garantizar que las previsiones utilizadas para construirlo sean suficientemente precisas, transparentes y resistentes a posibles comportamientos oportunistas.

Además, el procedimiento incorpora un mecanismo explícito de supervisión de la calidad de las previsiones. El operador del sistema calculará mensualmente un indicador de precisión comparando, en los periodos sin activación, las previsiones enviadas por el agregador y los valores reales finalmente medidos. De esta forma, el modelo no solo utiliza las previsiones para construir el baseline, sino que también evalúa de forma continua la capacidad predictiva de cada agregador, introduciendo un incentivo directo para mejorar la calidad de sus modelos de forecasting.

¿Qué cambia para los distintos actores del sistema?

La implantación del **agregador independiente** supone una transformación relevante en el funcionamiento del mercado eléctrico español. Más allá de la aparición de un nuevo participante, la reforma obliga a adaptar procedimientos operativos, sistemas de información, procesos administrativos y mecanismos económicos que afectan a prácticamente todos los actores del sector.



Consumidores

Los consumidores pasan de ser meros compradores de energía a convertirse en potenciales proveedores de flexibilidad. Gracias a la nueva figura del agregador independiente podrán monetizar su capacidad para desplazar o modificar consumos sin necesidad de cambiar de comercializadora.

A nivel operativo, deberán permitir la monitorización de sus consumos y facilitar la participación de sus instalaciones en programas de flexibilidad. Administrativamente, será necesario gestionar consentimientos, contratos y autorizaciones para que el agregador pueda representar sus recursos ante el sistema eléctrico. Económicamente, se abre una nueva fuente potencial de ingresos asociada a la prestación de servicios de flexibilidad.



Agregadores independientes

Los agregadores son los grandes protagonistas de la reforma. Su función consiste en agrupar miles de recursos distribuidos y convertirlos en un producto comercializable en los distintos mercados eléctricos.

Sin embargo, esta oportunidad viene acompañada de importantes obligaciones. Operativamente deberán desarrollar plataformas capaces de monitorizar consumos, activar recursos, elaborar previsiones, calcular flexibilidad y participar en los procesos de programación y liquidación del sistema. Administrativamente deberán gestionar contratos con consumidores, registros de puntos de suministro, garantías económicas, intercambio de información con REE y cumplimiento de los procedimientos operativos correspondientes.
Desde el punto de vista económico, deberán asumir inversiones en tecnología, telecomunicaciones, sistemas de control, acceso a mercado y desarrollo comercial, además de soportar los mecanismos de compensación previstos en la regulación cuando actúen sobre clientes suministrados por comercializadoras.



Comercializadoras

Las comercializadoras son probablemente el actor que experimenta un cambio más profundo en su funcionamiento habitual. Hasta ahora tenían un control prácticamente completo sobre las previsiones de consumo de su cartera de clientes. Con la llegada de los agregadores independientes, terceros podrán modificar dichos consumos sin que exista una relación contractual de suministro entre ambos.

Desde una perspectiva operativa, esto obliga a incorporar nuevos flujos de información, adaptar procesos internos de previsión de demanda y convivir con modificaciones de consumo realizadas por agentes externos. Las desviaciones provocadas por actuaciones de agregación pueden alterar las posiciones energéticas inicialmente previstas por las comercializadoras y afectar a su gestión de riesgos energéticos.

A nivel administrativo, deberán intercambiar información con agregadores y con el operador del sistema, adaptar procesos de liquidación y gestionar nuevos procedimientos relacionados con la identificación y seguimiento de los clientes que participan en programas de flexibilidad.
Desde el punto de vista económico, el impacto es más complejo de lo que podría parecer a primera vista. La existencia de un mecanismo de compensación pretende evitar que la comercializadora soporte directamente el coste de la energía flexibilizada por un tercero. Sin embargo, la adaptación al nuevo modelo sí conlleva costes indirectos asociados al desarrollo e integración de sistemas informáticos, adecuación de procesos operativos, análisis y conciliación de información, gestión regulatoria y dedicación de recursos especializados para interactuar con el nuevo ecosistema de actores.

Además, la pérdida de exclusividad en la gestión de la flexibilidad de sus clientes puede incrementar la presión competitiva sobre determinadas líneas de negocio vinculadas a servicios energéticos avanzados, respuesta de la demanda o gestión activa del consumo. En consecuencia, aunque la regulación busca neutralizar el impacto económico directo de cada activación mediante la compensación, la incorporación del agregador independiente sí supone para las comercializadoras nuevas cargas operativas, administrativas y organizativas que previsiblemente se traducirán en costes adicionales de adaptación y gestión.



Operador del sistema (REE)

Para el operador del sistema la implantación del agregador independiente supone un aumento significativo de la complejidad operativa. REE debe incorporar nuevos participantes, nuevas unidades de programación y nuevos procesos de intercambio de información dentro de los procedimientos existentes.

Entre sus nuevas responsabilidades se encuentran la gestión de los programas de referencia base (PRB), la evaluación de la precisión de las previsiones enviadas por los agregadores, el cálculo de la energía flexible efectivamente aportada y la ejecución de los procesos de liquidación y compensación correspondientes.

Desde una perspectiva administrativa, REE se convierte en el punto central de coordinación entre agregadores, comercializadoras, responsables de medida y resto de participantes del sistema.



Distribuidoras y gestores de medida

Las distribuidoras y los responsables de medida asumen un papel fundamental como proveedores de información. Aunque su modelo de negocio no cambia sustancialmente, sí aumenta la complejidad asociada a la gestión y trazabilidad de los datos de consumo.

Operativamente deberán facilitar procesos de intercambio de información más detallados y garantizar la disponibilidad de datos necesarios para calcular la flexibilidad aportada por cada recurso. Administrativamente, deberán gestionar nuevas relaciones de información con los agregadores independientes y con el operador del sistema.



El sistema eléctrico en su conjunto

En términos agregados, la reforma busca incrementar la participación activa de la demanda y aprovechar recursos flexibles que históricamente han permanecido infrautilizados. Si el modelo alcanza una masa crítica suficiente, podría contribuir a mejorar la integración de generación renovable, reducir necesidades de balance y aumentar la eficiencia global del sistema eléctriSin embargo, estos beneficios vienen acompañados de una mayor complejidad administrativa, nuevos mecanismos de compensación económica, requisitos adicionales de medida e intercambio de información y una coordinación mucho más intensa entre todos los participantes del mercado. La agregación independiente no solo crea un nuevo negocio, sino que modifica profundamente la forma en que consumidores, comercializadoras y operadores interactúan dentro del sistema eléctrico.

Perspectivas para el desarrollo de la agregación independiente en España

Aunque el marco regulatorio del agregador independiente nace con la vocación de fomentar la aparición de nuevos actores especializados en flexibilidad, en la práctica parece que las comercializadoras parten con una ventaja competitiva difícil de igualar. Ya disponen de una cartera de clientes sobre la que construir agregaciones, cuentan con acceso a los datos de consumo necesarios para elaborar previsiones y programas de referencia, y además gestionan de forma natural los impactos energéticos derivados de la activación de la flexibilidad. Esto reduce significativamente los costes de adquisición de clientes, integración de datos y coordinación operativa que sí tendría que afrontar un agregador de nueva creación.

No obstante, sería prematuro concluir que el modelo queda reservado exclusivamente a las comercializadoras. Existen nichos en los que un agregador especializado podría aportar valor diferencial, especialmente en grandes consumidores industriales, comunidades energéticas, autoconsumos colectivos, almacenamiento distribuido o flotas de vehículos eléctricos. Sin embargo, para que estos actores prosperen será necesario alcanzar una escala suficiente que justifique las inversiones en sistemas de previsión, gestión de medidas, acceso a mercados de balance, garantías económicas y procesos de liquidación. En consecuencia, es probable que durante los primeros años del modelo español la mayor parte de la actividad agregadora provenga de comercializadoras o grupos energéticos ya establecidos, mientras que los agregadores verdaderamente independientes encuentren su espacio en segmentos concretos donde la especialización tecnológica y la cercanía al cliente compensen la falta de economías de escala.



Tech for impact



Autores



Francesco Nicotra Menéndez



Víctor Aragonés Martínez

Conectamos
talento, tecnología
y negocios para
generar crecimiento
e impacto positivo
y sostenible.

Avda. de Bruselas, 35
28108 Alcobendas
Madrid, Spain
T +34 91 627 10 00
energy@minsait.com

minsait.com

MINSAIT