

ANEXO TÉCNICO

Integración del agregador independiente y la respuesta de demanda en el despacho de los sistemas eléctricos no peninsulares

Propuesta regulatoria con aplicación específica a los sistemas eléctricos de Canarias

Documento técnico común de apoyo a las alegaciones formuladas en las audiencias públicas del MITECO sobre:

- implementación del agregador independiente (expediente abierto hasta el 3 de septiembre de 2026); y
- modificación del Real Decreto 738/2015 (expediente abierto hasta el 4 de septiembre de 2026).

Versión 1.0 · 1 de septiembre de 2026

Nota de alcance

Documento técnico de apoyo a la participación pública. Las propuestas de redacción son orientativas y pretenden identificar con precisión los puntos que requieren desarrollo reglamentario y operativo. No sustituye a un informe jurídico preceptivo.

Índice

1. Resumen ejecutivo
2. Objeto y alcance
3. Marco regulatorio aplicable
4. Diagnóstico: una integración todavía incompleta en los SENP
5. Justificación técnica en sistemas eléctricos aislados
6. Recursos de flexibilidad especialmente relevantes en Canarias
7. Arquitectura operativa propuesta
8. Propuesta de modificaciones regulatorias
9. Procedimientos de operación que deberían revisarse
10. Caso ilustrativo: cartera virtual Lanzarote-Fuerteventura
11. Hoja de ruta para un piloto regulatorio en Canarias
12. Conclusiones y solicitudes
13. Referencias

Depuración jurídica relevante

El artículo 49 bis de la Ley 24/2013 figura actualmente “sin efecto”. Por tanto, este documento no lo utiliza como fundamento jurídico. La base vigente se apoya en el artículo 6 (agregador independiente como sujeto), el artículo 49 (gestión de la demanda, almacenamiento y flexibilidad), el Real Decreto 88/2026 y la normativa europea.

1. Resumen ejecutivo

La regulación española ha dado en 2026 un paso decisivo al desarrollar la figura del agregador independiente. El Real Decreto 88/2026 permite al consumidor contratar servicios de agregación con un sujeto distinto de su comercializador y reconoce al agregador el derecho a acceder a los mercados eléctricos, incluidos los mercados de balance, de acuerdo con sus capacidades técnicas. El propio reglamento contempla expresamente que, cuando opere en el ámbito no peninsular, disponga de las certificaciones del operador del sistema necesarias para participar en el despacho económico específico de esos territorios [1].

Sin embargo, la arquitectura regulatoria que se está completando durante agosto y septiembre de 2026 presenta una asimetría relevante. Por una parte, la propuesta de procedimientos de operación para el agregador admite el registro de participantes en el sistema eléctrico canario, pero el nuevo P.O. 16.1 remite la constitución de sus unidades de programación y su participación en mercados de balance al P.O. 3.1. Este procedimiento tiene como objeto y ámbito el sistema eléctrico peninsular español [2][3].

Por otra parte, el proyecto de modificación del Real Decreto 738/2015 incorpora de forma expresa el almacenamiento al despacho no peninsular, modifica los artículos 5, 68 y 69, adapta el anexo X e impone una revisión posterior de procedimientos de operación para integrar el almacenamiento. No introduce, en cambio, una vía equivalente para que la demanda agregada pueda ser programada o activada como recurso de flexibilidad dentro del despacho SENP [4].

La consecuencia es una brecha entre el reconocimiento jurídico del agregador y su participación operativa efectiva en Canarias. El problema no es que la figura esté prohibida; al contrario, está prevista. El problema es que todavía no se ha definido de forma completa cómo una cartera de consumos flexibles debe ofertar, ser habilitada, programada, activada, medida y liquidada dentro de cada sistema eléctrico aislado.

Este documento propone cerrar esa brecha. La recomendación principal es incorporar expresamente la respuesta de demanda y la agregación independiente al despacho de los territorios no peninsulares, con productos y requisitos tecnológicamente neutrales, preservando en todo

momento la seguridad del sistema. La demanda flexible debe poder competir con generación y almacenamiento cuando el servicio requerido sea funcionalmente equivalente en potencia activa, sin pretender equipararla en prestaciones que no puede proporcionar, como inercia síncrona, potencia de cortocircuito, formación de red o determinados servicios de tensión.

En Canarias existe además un recurso particularmente atractivo: la flexibilidad asociada al ciclo del agua. El Gobierno de Canarias cuantifica en 553 GWh/año el consumo de las desaladoras de abastecimiento en 2023, aproximadamente el 6,2 % de la energía eléctrica bruta generada en las islas. Ocho grandes centros concentran el 68 % de ese consumo. La existencia de depósitos y redes hidráulicas permite estudiar el desplazamiento temporal de una parte de la producción de agua sin que ello implique reducir el servicio al ciudadano [8].

Tesis central

En un sistema aislado, una reducción fiable de 5 MW de demanda durante una hora puede producir, sobre el balance de potencia activa, un efecto equivalente al aumento de 5 MW de generación o a la descarga de 5 MW de almacenamiento durante ese periodo. La equivalencia termina ahí: cada tecnología conserva capacidades, restricciones y servicios técnicos distintos.

2. Objeto y alcance

El objeto de este anexo es formular una propuesta técnica y regulatoria para hacer efectiva la participación de los agregadores independientes y de la respuesta de demanda en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, con especial atención a Canarias. El análisis se centra en el despacho económico, la programación y la operación en tiempo real, sin entrar a definir exhaustivamente el régimen comercial de los contratos de agregación.

El documento sirve como anexo común a dos trámites de audiencia pública actualmente abiertos por el MITECO: la propuesta de resolución para implementar el agregador independiente, cuyo plazo finaliza el 3 de septiembre de 2026 [5], y el proyecto de Real Decreto que modifica el Real Decreto 738/2015, cuyo plazo finaliza el 4 de septiembre de 2026 [6].

- Identificar la incoherencia entre el reconocimiento del agregador y la ausencia de un cauce operativo SENP plenamente definido.
- Proponer modificaciones concretas del Real Decreto 738/2015 y de los procedimientos de operación.
- Definir principios técnicos mínimos: separación por sistema eléctrico, telemedida, baseline, disponibilidad, activación, rebote y localización.
- Evitar una equiparación técnicamente incorrecta entre demanda flexible, almacenamiento y generación síncrona.
- Plantear un piloto canario que permita validar la respuesta antes de su despliegue general.

3. Marco regulatorio aplicable

3.1. Normativa europea

La Directiva (UE) 2019/944 exige que los Estados miembros permitan y fomenten la respuesta de demanda mediante agregación. Su artículo 17 establece que los clientes finales que ofrecen respuesta de demanda a través de agregadores deben poder participar junto a los productores, de forma no discriminatoria, en los mercados eléctricos. También exige que los gestores de las redes de transporte y distribución traten a estos participantes de acuerdo con sus capacidades técnicas [7].

El Reglamento (UE) 2019/943 refuerza el mismo principio. Sus reglas de mercado deben facilitar una demanda más flexible y la agregación de múltiples cargas; los mercados de balance deben garantizar acceso no discriminatorio a generación, almacenamiento y respuesta de demanda; y el

despacho y redespacho de la demanda deben basarse en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios [7].

3.2. Ley 24/2013 del Sector Eléctrico

El artículo 6 incluye entre los sujetos del sistema a los agregadores independientes. Los define como participantes en el mercado de producción que prestan servicios de agregación y no están relacionados con el suministrador del cliente. La agregación comprende la combinación de múltiples consumos o electricidad generada por consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción [9].

El artículo 49, en su redacción vigente, ordena promover la flexibilidad y la optimización de recursos. Asimismo, dispone que se facilite e incentive, en régimen no discriminatorio, la participación en los mercados del almacenamiento, la gestión de la demanda y otros servicios de flexibilidad no fósiles [9].

Debe destacarse que el artículo 49 bis, que llegó a incorporarse en 2025, figura actualmente sin efecto tras la derogación del Real Decreto-ley 7/2025. Por seguridad jurídica, no debe utilizarse como fundamento vigente de las alegaciones [9].

3.3. Real Decreto 88/2026

El Real Decreto 88/2026 desarrolla el régimen de la agregación independiente. Su artículo 20 permite acceder a todos los mercados de electricidad y, específicamente, a los mercados de balance para prestar respuesta de demanda. El artículo 21 reconoce el derecho a ser tratado en igualdad de condiciones que los productores y otros participantes habilitados, conforme a las capacidades técnicas de cada recurso. Para el ámbito no peninsular, el anexo de declaración responsable exige certificación del operador del sistema para participar en el despacho económico y en su régimen de liquidaciones y garantías [1].

3.4. Dos audiencias públicas simultáneas

La coincidencia temporal de las dos consultas del MITECO ofrece una oportunidad regulatoria singular. La audiencia del agregador desarrolla el programa de referencia base, la compensación y los procedimientos de medida. La modificación del Real Decreto 738/2015 rediseña simultáneamente el despacho SENP para incorporar almacenamiento. Coordinar ambas reformas ahora es más eficiente que crear una nueva modificación pocos meses después.

4. Diagnóstico: una integración todavía incompleta en los SENP

4.1. El proyecto de RD 738/2015 incorpora almacenamiento, pero no programa demanda agregada

El proyecto de Real Decreto modifica el artículo 5.3 para establecer que en los despachos de producción participen instalaciones de producción, almacenamiento, comercializadores y consumidores directos. El agregador independiente no aparece en esa enumeración [4].

La omisión se reproduce en el artículo 68. Para generación y almacenamiento se definen datos de disponibilidad, potencias, programas y ofertas; para comercializadores y consumidores directos se exigen previsiones de demanda. No se establece un bloque equivalente de información operativa para unidades agregadas: potencia flexible a subir o bajar, tiempo de activación, duración, recuperación, restricciones energéticas o localización [4].

El artículo 69 y el anexo X continúan la misma lógica. El segundo despacho considera expresamente ofertas de carga y descarga de almacenamiento y aplica un modelo de minimización de costes, pero la demanda flexible no figura entre los recursos programables. Además, la disposición adicional

primera ordena al operador del sistema revisar los procedimientos de operación únicamente para integrar almacenamiento en los territorios no peninsulares [4].

4.2. El P.O. 16.1 reconoce al agregador, pero lo referencia al P.O. 3.1 peninsular

La propuesta de P.O. 10.4 permite registrar una empresa en el sistema de medidas como “Agregador Independiente” e identificar el sistema eléctrico como Peninsular, Balear, Canario, Ceuta y Melilla, o combinación de ellos [2]. Sin embargo, el nuevo P.O. 16.1 dispone que las unidades de programación de los agregadores se establecen según el P.O. 3.1. También remite a dicho procedimiento para los plazos de participación en mercados de balance [3].

El P.O. 3.1 actualmente vigente tiene por objeto la programación diaria, intradiaria y en tiempo real de las unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español y declara que se aplica a participantes en el mercado en ese ámbito [10]. Por tanto, la remisión no resuelve por sí sola la participación en los despachos económicos SENP.

Diagnóstico regulatorio

Existe habilitación jurídica y existe infraestructura de medida en desarrollo, pero falta cerrar el circuito operativo: habilitación SENP → unidad agregada por sistema → oferta/previsión → despacho/activación → medida → verificación → liquidación.

5. Justificación técnica en sistemas eléctricos aislados

5.1. La demanda puede ser un recurso despachable de potencia activa

En todo instante, la operación eléctrica exige mantener el equilibrio entre generación y demanda, considerando pérdidas e intercambios. Si una cartera de consumidores reduce de forma verificable 5 MW respecto a un programa de referencia, el sistema necesita 5 MW menos de generación durante el periodo activado. Desde la perspectiva estricta del balance de potencia activa, el efecto es comparable a incrementar generación o descargar almacenamiento en esa misma magnitud.

La demanda puede también prestar flexibilidad a subir. Anticipar o aumentar consumos durante periodos de elevada producción renovable puede reducir vertidos y desplazar consumos que, de otro modo, se producirían en horas más caras o con mayor generación térmica.

5.2. La equivalencia no es universal

La participación debe ser tecnológicamente neutral, pero no tecnológicamente ciega. Una carga flexible ordinaria no aporta necesariamente inercia, potencia de cortocircuito, regulación de tensión, arranque autónomo ni capacidad de formación de red. Determinados BESS con control grid-forming sí pueden aportar parte de estos servicios. Un grupo síncrono aporta otros de manera inherente.

Por ello, el operador debe poder seleccionar recursos según el servicio requerido. Si la necesidad es energía o potencia activa durante un periodo, generación, almacenamiento y demanda pueden competir si cumplen la prestación. Si la necesidad incluye inercia o fortaleza de red, deberán imponerse requisitos adicionales que excluirán de forma objetiva a los recursos que no puedan cumplirlos.

5.3. En sistemas pequeños, pocos MW tienen gran valor relativo

Los sistemas eléctricos canarios son mucho menores que el peninsular. Los umbrales mínimos, tiempos de respuesta y tamaños de unidad no deberían trasladarse de manera automática desde la Península. El criterio adecuado es que el recurso tenga entidad operativa, pueda medirse con precisión y cumpla los requisitos de seguridad, no que alcance necesariamente el mismo volumen absoluto que se exige en un sistema de decenas de gigavatios.

La reforma del propio Real Decreto 738/2015 reconoce ya cinco sistemas eléctricos en Canarias: Gran Canaria, Tenerife-La Gomera, Lanzarote-Fuerteventura, La Palma y El Hierro [4]. Esa delimitación debe utilizarse también para las unidades de agregación físicas. Una activación en un sistema no puede compensar una necesidad física de otro sistema no interconectado.

6. Recursos de flexibilidad especialmente relevantes en Canarias

6.1. Desalación y bombeos: almacenamiento energético indirecto

La desalación es el ejemplo más claro. En 2023, las instalaciones destinadas al abastecimiento público consumieron aproximadamente 553 GWh/año. El documento técnico del Gobierno de Canarias señala que ocho centros de producción concentran el 68 % de esa demanda eléctrica [8]. Esta concentración reduce la complejidad inicial de cualquier programa piloto.

El depósito de agua actúa como almacenamiento indirecto. Si existe margen hidráulico, puede adelantarse producción en una hora de elevada disponibilidad renovable y reducirse más tarde. No se almacena electricidad, sino el producto obtenido con ella. Para valorar la flexibilidad real deben estudiarse niveles mínimos y máximos, autonomía, necesidades de distribución, calidad del agua, límites de membranas, consumo de bombeo y efecto sobre mantenimiento.

6.2. Sector turístico y grandes edificios

Hoteles y complejos turísticos concentran cargas con potencial de modulación: climatización, agua caliente sanitaria, bombeos, piscinas, refrigeración, lavanderías, cocinas, autoconsumo, baterías y recarga. Parte de estas cargas dispone de inercia térmica o almacenamiento intermedio. La agregación puede convertir miles de pequeñas decisiones locales en una respuesta única y verificable para el operador.

6.3. Frío comercial e industrial

Cámaras frigoríficas, supermercados e industria alimentaria pueden utilizar la masa térmica como almacenamiento. El recurso tiene límites sanitarios y de temperatura que deben convertirse en restricciones explícitas del agregador. El objetivo no es reducir el servicio, sino desplazar el trabajo de compresores dentro de una banda segura.

6.4. Vehículo eléctrico, autoconsumo y baterías distribuidas

La recarga gestionada permite desplazar demanda sin reducir la energía diaria requerida por el usuario, siempre que se garantice un estado de carga mínimo a la hora comprometida. En flotas de alquiler, transporte o empresas, la concentración de vehículos facilita la previsión. Las baterías distribuidas pueden añadir flexibilidad bidireccional y, si su electrónica lo permite, otros servicios técnicos adicionales.

7. Arquitectura operativa propuesta

La integración debe diseñarse como una cadena de responsabilidades inequívocas. El agregador no debe limitarse a comunicar una previsión comercial; debe convertirse, para los servicios en los que participe, en un recurso operativo con capacidad, restricciones y responsabilidad de cumplimiento medibles.

Etapa	Contenido mínimo
1. Cartera física	CUPS, BESS o instalaciones agrupadas exclusivamente dentro del mismo sistema eléctrico aislado.
2. Programa base	Previsión cuarto-horaria y metodología de baseline verificable, con corrección por comportamiento inmediatamente anterior cuando proceda.
3. Oferta de flexibilidad	MW a subir/bajar, precio, tiempo de activación,

	duración, rampas, disponibilidad y restricciones energéticas.
4. Validación	Comprobación por OS y, cuando afecte a redes de distribución, coordinación con el distribuidor.
5. Activación	Orden del OS o mecanismo de mercado correspondiente, con acuse de recibo y telemetría adecuada al servicio.
6. Verificación	Comparación entre programa de referencia, medida y respuesta real; control del efecto rebote.
7. Liquidación	Separación entre compensación comercial al suministrador y remuneración del servicio de flexibilidad al agregador.

7.1. Datos mínimos de cada unidad agregada

- Identificación del sistema eléctrico aislado y localización eléctrica con el nivel de detalle que determine el operador.
- Potencia máxima de incremento y reducción de demanda.
- Tiempo de preaviso y tiempo de respuesta.
- Duración máxima y, cuando aplique, energía total movilizable.
- Rampas, mínimo tiempo entre activaciones y límites de operación.
- Necesidad de recuperación posterior del consumo y perfil esperado de rebote.
- Disponibilidad prevista y fiabilidad histórica de la cartera.
- Estado de carga o variables de proceso relevantes cuando existan recursos con almacenamiento.

7.2. Medida y telemetría

La resolución cuarto-horaria propuesta en los procedimientos resulta adecuada para liquidar numerosos productos energéticos, pero no sustituye a la telemetría operativa. Si un producto exige respuesta en segundos o minutos, el operador debe disponer de señales suficientemente rápidas para conocer disponibilidad, orden, ejecución y potencia real. Los requisitos deben ser proporcionales al servicio, evitando imponer comunicaciones de alta frecuencia cuando no sean necesarias.

7.3. Coordinación con distribución y localización

Una respuesta agregada puede resolver o agravar una congestión local. Por ello, además de la separación por sistema eléctrico, algunos productos requerirán información de zona o nudo. La coordinación OS-distribuidor es imprescindible para impedir activaciones que superen límites de red y para permitir, en el futuro, servicios locales de flexibilidad.

8. Propuesta de modificaciones regulatorias

Se propone introducir modificaciones mínimas pero suficientes en el Real Decreto 738/2015. La redacción definitiva deberá adaptarse por los servicios jurídicos competentes; lo relevante es que la habilitación sea inequívoca y que exista mandato expreso de desarrollo operativo.

Precepto	Cambio propuesto	Finalidad
Art. 5.3	Añadir expresamente “los agregadores independientes” entre los participantes en los despachos, en los términos que establezcan los procedimientos de operación.	Eliminar la incoherencia entre sujeto reconocido y despacho efectivo.
Art. 68	Crear un apartado específico con información de las unidades	Permitir al OS caracterizar la

	agregadas: previsión base, MW a subir/bajar, disponibilidad, preaviso, duración, rampas, recuperación, restricciones y localización.	flexibilidad como recurso técnico.
Art. 69	Permitir que la programación semanal, diaria e intradiaria considere ofertas o programas de flexibilidad de demanda junto con generación y almacenamiento.	Incorporar la demanda como variable controlable del despacho.
Anexo X	Añadir la respuesta de demanda agregada al segundo despacho con criterio económico y de seguridad, preservando generación mínima, reservas, inercia y demás requisitos técnicos.	Competencia tecnológica cuando el servicio sea equivalente.
Art. 44 / cobertura	Permitir que los informes de cobertura valoren, de manera prudente y acreditada, almacenamiento y flexibilidad firme disponible; sin equipararlos automáticamente a potencia firme convencional.	Reflejar capacidad acreditada sin comprometer la garantía de suministro.
D.A. 1.^a	Extender el mandato de revisión de procedimientos a “almacenamiento, respuesta de demanda y agregación independiente”.	Evitar una reforma posterior separada y asegurar coherencia normativa.
Liquidación	Diferenciar la compensación comercial entre agregador y comercializador de la remuneración del servicio prestado al sistema.	Evitar que el precio peninsular sea confundido con el valor del servicio insular.

8.1. Redacción orientativa de la disposición adicional primera

Propuesta de texto

“El operador del sistema, en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, presentará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico una propuesta de revisión de los procedimientos de operación del sistema relativos a la integración del almacenamiento, la respuesta de demanda y la agregación independiente en los territorios no peninsulares.”

8.2. Principio de neutralidad tecnológica con requisitos de capacidad

La norma no debería garantizar que toda demanda participe en todos los servicios. Debe garantizar que pueda intentarlo cuando cumpla las exigencias. El principio correcto es “mismo servicio, mismos requisitos funcionales”, admitiendo requisitos diferentes cuando la naturaleza técnica del recurso obligue a ello. Esta aproximación es coherente con la Directiva 2019/944 y el Reglamento 2019/943 [7].

9. Procedimientos de operación que deberían revisarse

La habilitación en el Real Decreto debe acompañarse de una revisión coordinada de procedimientos SENP. Como mínimo, conviene analizar los siguientes:

Procedimiento	Función actual	Adaptación a estudiar
P.O. SENP 2.2	Cobertura de demanda y programación	Incluir capacidad de demanda flexible acreditada en los análisis y definir cómo se incorpora a la

		programación.
P.O. SENP 3.1	Programación de la generación en tiempo real	Ampliar la lógica para permitir activaciones de demanda y almacenamiento en tiempo real cuando proceda.
P.O. SENP 9	Información intercambiada con el operador	Definir telemedida, consignas, disponibilidad, estados y canales de comunicación de agregadores.
Serie P.O. 10	Medidas	Mantener la medida cuarto-horaria y desarrollar las particularidades de los CUPS agregados en SENP.
Liquidaciones SENP	Pagos y cobros	Definir energía activada, desvíos, penalizaciones por incumplimiento y separación de compensación comercial/servicio.

La lista anterior no pretende prejuzgar cuál debe ser el reparto final de materias entre procedimientos de competencia del MITECO y procedimientos o condiciones cuya aprobación corresponda a la CNMC. La solicitud es funcional: el marco completo debe permitir participar en Canarias sin depender de una remisión a un procedimiento peninsular que no cubre el despacho SENP.

10. Caso ilustrativo: cartera virtual Lanzarote-Fuerteventura

Se propone utilizar el sistema Lanzarote-Fuerteventura como ejemplo conceptual por la coexistencia de actividad turística, desalación, bombeos, frío y movilidad. Las magnitudes que siguen son deliberadamente hipotéticas y solo sirven para mostrar el funcionamiento del modelo. No representan una estimación del potencial real disponible ni la capacidad de instalaciones concretas.

Recurso	Cartera ilustrativa	Potencia flexible	Restricción principal
Desalación y bombeo	2 instalaciones/agrupaciones	3,0 MW	Desplazamiento apoyado en almacenamiento hidráulico
Hoteles	10 complejos	3,0 MW	Climatización, ACS, bombeos y frío
Frío comercial	4 centros	1,0 MW	Preenfriamiento dentro de bandas térmicas
BESS y recarga de flotas	varios activos	3,0 MW	Carga diferida y/o descarga cuando sea admisible
TOTAL HIPOTÉTICO	Cartera agregada	10,0 MW	Sujeto a preclasificación y disponibilidad real

10.1. Activación a bajar

Supóngase que el operador detecta para una determinada hora una necesidad adicional de 10 MW de potencia activa. La cartera ha sido preclasificada para entregar 10 MW durante 45 minutos con el preaviso correspondiente. Si su oferta resulta eficiente y compatible con la seguridad, el operador activa la reducción. El efecto sobre el balance de potencia activa es disminuir en 10 MW la generación que debe aportarse por otras unidades durante el periodo.

10.2. Activación a subir

En una situación de exceso de generación renovable, la misma cartera podría ofertar incremento de carga. Desaladoras con capacidad en depósitos, baterías, recarga y determinadas cargas térmicas

anticipan consumo. El beneficio potencial es disminuir vertidos y desplazar consumos desde horas con mayor coste térmico.

10.3. Lo que esta cartera no sustituye

Aunque el agregado sea capaz de modificar 10 MW, el operador seguirá necesitando los recursos que proporcionen inercia, reservas, control de tensión, potencia de cortocircuito y demás prestaciones requeridas. El despacho debe mantener explícitamente una generación mínima o recursos equivalentes que garanticen esas condiciones. El propio proyecto de anexo X ya contiene esta salvaguarda para el almacenamiento [4].

10.4. Verificación y rebote

La liquidación debe comparar el programa de referencia base con la medida real, pero también vigilar la recuperación posterior. Si tras reducir 10 MW durante 45 minutos la cartera provoca una punta adicional de 8 MW inmediatamente después, el valor sistémico puede ser menor del previsto. El agregador debe declarar y gestionar ese rebote y el OS debe poder incorporarlo a la programación posterior.

11. Hoja de ruta para un piloto regulatorio en Canarias

Antes de generalizar el modelo, se recomienda un piloto con recursos de gran tamaño y elevada observabilidad. Un programa de demostración permitiría validar baselines, disponibilidad, comunicaciones, impactos en redes y liquidaciones con riesgo controlado.

Fase	Duración orientativa	Objetivo
Fase 0. Inventario	3-6 meses	Identificar consumos técnicamente desplazables por sistema; priorizar agua, turismo, frío, BESS y flotas.
Fase 1. Preclasificación	2-3 meses	Ensayar telemedida, consignas, tiempos de respuesta, permanencia y rebote.
Fase 2. Operación en sombra	2-3 meses	Simular despacho sin activar recursos, comparando decisiones y costes.
Fase 3. Activaciones reales	6 meses	Activar productos limitados de potencia a subir/bajar con liquidación económica.
Fase 4. Evaluación	2 meses	Publicar resultados: MW fiables, energía desplazada, vertidos evitados, coste, disponibilidad y efectos de red.

Los objetivos de potencia del piloto deberían fijarse después del inventario y adaptarse a cada sistema. En los sistemas menores, exigir el mismo mínimo absoluto que en la Península podría excluir recursos que sí tienen valor operativo. La regulación debe permitir umbrales proporcionales y justificar técnicamente cualquier mínimo.

12. Conclusiones y solicitudes

1. El agregador independiente está reconocido por la legislación española y el Real Decreto 88/2026 contempla expresamente su actuación en el ámbito no peninsular.
2. Los procedimientos sometidos a audiencia permiten registrar agregadores en el sistema canario, pero el P.O. 16.1 remite a un P.O. 3.1 cuyo ámbito es peninsular.
3. La reforma simultánea del Real Decreto 738/2015 integra el almacenamiento en el despacho SENP, pero no crea una vía equivalente para programar y activar la demanda agregada.

4. Esta asimetría puede resolverse ahora mediante modificaciones limitadas del Real Decreto y un mandato conjunto para revisar los procedimientos SENP.
5. La demanda flexible debe competir con otros recursos únicamente en servicios para los que cumpla los mismos requisitos funcionales. No debe confundirse potencia activa flexible con inercia, fortaleza de red o capacidad de formación de red.
6. Las unidades agregadas deben constituirse por sistema eléctrico aislado y, cuando el servicio lo requiera, incorporar señal locacional y coordinación con distribución.
7. Canarias dispone de recursos idóneos para un piloto. La desalación es especialmente relevante por su consumo, concentración en grandes centros y posibilidad de utilizar almacenamiento hidráulico indirecto.
8. La remuneración del servicio de flexibilidad debe distinguirse de la compensación comercial entre agregador y comercializador y reflejar el valor efectivo para el sistema insular.

Solicitud principal

Que las dos reformas actualmente en audiencia se coordinen para reconocer de forma expresa la participación de la respuesta de demanda agregada en el despacho económico y en la operación de los sistemas eléctricos no peninsulares, y que el operador del sistema reciba mandato para proponer los procedimientos SENP necesarios en un plazo definido.

13. Referencias

- [1] Real Decreto 88/2026, de 11 de febrero, Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica. BOE-A-2026-3212. [Fuente](#)
- [2] MITECO. Anexo de procedimientos de operación para la implementación del agregador independiente. P.O. 10.4 y restantes procedimientos sometidos a audiencia, agosto de 2026. [Fuente](#)
- [3] MITECO. Propuesta de P.O. 16.1 “Cálculo del Programa de Referencia Base de los Agregadores Independientes”, agosto de 2026. [Fuente](#)
- [4] MITECO. Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 738/2015, julio de 2026. [Fuente](#)
- [5] MITECO. Audiencia e información pública del agregador independiente: plazo 14 de agosto a 3 de septiembre de 2026. [Fuente](#)
- [6] MITECO. Audiencia e información pública de modificación del Real Decreto 738/2015: plazo 15 de julio a 4 de septiembre de 2026. [Fuente](#)
- [7] Directiva (UE) 2019/944, especialmente artículos 13 y 17; Reglamento (UE) 2019/943, principios de mercado, balance, despacho y redespacho. [Fuente](#)
- [8] Gobierno de Canarias. Infraestructura de desalación de agua de mar destinada al abastecimiento para consumo humano. Datos 2023: 553 GWh/año; 8 centros concentran el 68 % del consumo. [Fuente](#)
- [9] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Artículos 6 y 49; situación del artículo 49 bis. [Fuente](#)
- [10] P.O. 3.1 Proceso de programación. Ámbito: sistema eléctrico peninsular español. Resolución CNMC de 6 de marzo de 2024 y modificaciones posteriores. [Fuente](#)
- [11] Instituto Tecnológico de Canarias. GSIS 2026: datos de desalación y energía en Canarias. [Fuente](#)

Datos prácticos de presentación

Audiencia del agregador independiente: remisión a bzn-contysuministro@miteco.es, asunto “Alegaciones_PPOO_AI_varios”, hasta el 3 de septiembre de 2026. El MITECO indica que, con carácter general, las alegaciones se considerarán no confidenciales y de libre difusión [5].

Modificación del Real Decreto 738/2015: remisión a bzn-consulta.tnp@miteco.es, asunto “Alegaciones_PRD modificación 738”, hasta el 4 de septiembre de 2026. El remitente debe estar plenamente identificado con nombre completo y DNI/CIF; las alegaciones se consideran, con carácter general, no confidenciales y susceptibles de difusión pública [6].