

Marco Canario de Suficiencia, Flexibilidad y Servicios de Sistema

*Propuesta para un nuevo modelo de garantía de suministro en los
sistemas eléctricos de Canarias*

DOCUMENTO TÉCNICO DE POSICIÓN

Cuarta versión revisada · 19 de septiembre de 2026

Canarias-sostenible.es

Seguridad de suministro, neutralidad tecnológica y descarbonización: una propuesta para diseñar el sistema eléctrico canario posterior a 2029.

Resumen ejecutivo

La publicación de la Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, introduce en el sistema eléctrico peninsular español un mercado de capacidad destinado a garantizar la disponibilidad futura de potencia firme.

El cambio conceptual es relevante. El sistema deja de confiar exclusivamente en los ingresos obtenidos por la venta de energía y reconoce que la disponibilidad durante situaciones críticas tiene un valor económico propio.

La norma permite participar a generación, almacenamiento, consumidores y agregadores. Utiliza coeficientes de firmeza para valorar la contribución real de cada tecnología y articula procedimientos competitivos para contratar la capacidad necesaria.

Canarias queda fuera de ese mercado porque la Orden tiene ámbito expresamente peninsular. Pero la cuestión importante no es solicitar una incorporación automática al mecanismo peninsular.

Canarias dispone desde hace años de un régimen específico de producción, despacho y cobertura regulado fundamentalmente por el Real Decreto 738/2015. Ese modelo ha permitido garantizar el suministro en unos sistemas pequeños y aislados, aunque fue diseñado para una realidad tecnológica en la que la respuesta ante un déficit de cobertura se encontraba estrechamente vinculada a nueva generación gestionable convencional.

La situación tecnológica ha cambiado. Hoy existen baterías de gran escala, almacenamiento de larga duración, electrónica grid-forming, agregadores, respuesta activa de demanda, hibridaciones renovables y nuevos recursos capaces de contribuir a la suficiencia y a la estabilidad del sistema.

La regulación europea también está cambiando. La Decisión (UE) 2024/560 reconoce que Canarias debe conservar un régimen eléctrico singular debido a su condición ultraperiférica y a su imposibilidad física de integrarse en el mercado eléctrico continental. Algunas de esas excepciones tienen duración indefinida.

Sin embargo, el actual mecanismo retributivo del RD 738/2015 está amparado como ayuda de Estado hasta el 31 de diciembre de 2029. La Comisión rechaza que, para un mecanismo posterior, puedan mantenerse excepciones respecto de dos principios esenciales: que la remuneración se determine competitivamente y que puedan participar todos los recursos capaces de prestar el servicio requerido. También rechaza prolongar la excepción actual respecto de los límites europeos de emisiones de los mecanismos de capacidad.

Paralelamente, el MITECO tramita una segunda convocatoria para atender las necesidades de cobertura previstas para 2031. El análisis del operador identifica en Canarias 707,5 MW adicionales:

Sistema	Potencia adicional identificada para 2031
Gran Canaria	320 MW
Tenerife-La Gomera	230,5 MW
Lanzarote-Fuerteventura	95 MW
La Palma	52 MW
El Hierro	10 MW
TOTAL	707,5 MW

La propuesta de convocatoria permite participar a nuevos grupos gestionables, inversiones sobre grupos existentes y extensiones de vida útil. A fecha de esta revisión, la audiencia pública está cerrada y en las fuentes oficiales consultadas no consta todavía una resolución definitiva de esta segunda convocatoria.

Primero debemos determinar cuánta suficiencia, flexibilidad y estabilidad necesita cada sistema. Después debemos cuantificar qué aporta cada recurso. Solo entonces debería decidirse la combinación tecnológica.

Para ello proponemos crear un Marco Canario de Suficiencia, Flexibilidad y Servicios de Sistema, formado por instrumentos regulatorios diferenciados y coordinados.

Mapa del documento

Bloque	Contenido
I. Punto de partida	Objeto, antecedentes, RD 738/2015, 707,5 MW, cinco sistemas, mercado peninsular y horizonte 2029.
II. Arquitectura propuesta	Marco jurídico, mecanismo de capacidad, estudio abierto, firmeza, BESS, bombeo, recursos elegibles y emisiones.
III. Operación y economía	Flexibilidad, almacenamiento, servicios de sistema, red, demanda, competencia, contratos, verificación y costes.
IV. Implantación	Gobernanza, hoja de ruta, principios regulatorios y conclusión.

I. PUNTO DE PARTIDA

1. Objeto del documento

El presente documento formula una propuesta técnica y regulatoria para evolucionar el modelo canario de garantía de suministro.

No propone copiar el mercado peninsular. Los sistemas eléctricos canarios presentan características físicas y operativas claramente diferentes: tienen menor tamaño, menor capacidad de apoyo exterior y una pérdida súbita de generación representa un porcentaje mucho mayor de la demanda. Las interconexiones existentes tienen capacidad limitada y las necesidades de estabilidad adquieren una importancia proporcionalmente superior.

La propuesta tampoco cuestiona la necesidad de mantener elevados niveles de seguridad. Al contrario, parte de una condición irrenunciable: la transición energética solo será viable si preserva la seguridad del suministro.

Lo que sí plantea es modificar la forma de responder a la pregunta de cobertura. Durante años hemos identificado una necesidad de potencia y, después, hemos buscado grupos que pudieran cubrirla. El futuro exige separar ambas decisiones.

Primero debemos saber qué servicio necesita el sistema. Después debemos comprobar quién puede prestarlo.

2. Una posición que Canarias-sostenible.es ya venía construyendo

La creación del mercado peninsular no introduce una preocupación nueva en Canarias-sostenible.es.

En enero de 2026 publicamos “El Mercado de Capacidad. Un Paso Necesario” y analizamos ya la conveniencia de separar el valor de la energía del valor de mantener potencia disponible cuando el sistema pudiera necesitarla.

Posteriormente profundizamos en la naturaleza técnica del almacenamiento. En “Almacenamiento con sincronismo: guardar energía no basta” defendimos que disponer de MWh almacenados no garantiza por sí mismo que una instalación pueda resolver problemas de frecuencia, tensión o fortaleza eléctrica.

Y en “Baterías en Canarias: quién las pagará y por qué” propusimos que la regulación diferenciara entre energía, disponibilidad y prestaciones técnicas. También defendimos que los servicios pagados fueran verificables y que existieran consecuencias económicas cuando una instalación no prestara aquello por lo que estaba siendo remunerada.

Esta propuesta es, por tanto, la evolución de un análisis mantenido durante meses y no una reacción improvisada a la nueva norma.

3. Cómo funciona actualmente la cobertura en Canarias

3.1. Un análisis probabilístico que conviene conservar

El Real Decreto 738/2015 utiliza una metodología probabilística para evaluar la suficiencia de los sistemas eléctricos no peninsulares. No se limita a sumar potencia instalada: considera demanda, disponibilidad de grupos, generación renovable, tasas de fallo, mantenimientos y otras variables.

El criterio de seguridad exige que la probabilidad mensual de déficit sea inferior al equivalente de un día cada diez años. Este enfoque tiene valor y no proponemos sustituirlo por reglas simplistas.

3.2. El problema aparece después del diagnóstico

La regulación actual fue construida en un contexto tecnológico diferente. Cuando el análisis identifica problemas de cobertura, la respuesta regulatoria ha estado históricamente vinculada a generación gestionable.

Esa lógica era comprensible cuando apenas existían alternativas tecnológicas con capacidad real de contribuir a la suficiencia. Hoy esa situación ha cambiado.

El problema no está necesariamente en el cálculo del riesgo. Está en que la solución tecnológica puede quedar condicionada demasiado pronto. Por tanto, proponemos conservar y mejorar el análisis probabilístico, pero expresar su resultado de otra manera: necesidad de potencia firme adicional, en lugar de traducirla directamente en necesidad de una tecnología determinada.

4. Los 707,5 MW: una necesidad de cobertura, no una tecnología

El MITECO inició en julio de 2026 la tramitación de la segunda convocatoria de concurrencia competitiva para cubrir necesidades previstas en 2031. El análisis del operador identifica los 707,5 MW adicionales ya descritos para Canarias.

Es importante interpretar correctamente esta cifra. No significa que la demanda máxima de Canarias vaya a aumentar 707,5 MW. Tampoco significa que existan necesariamente 707,5 MW de déficit instantáneo. Es el resultado de un análisis de suficiencia que incorpora diversos condicionantes.

La formulación técnicamente prudente es: “el análisis vigente identifica una necesidad adicional de cobertura cuya traducción actual conduce a 707,5 MW de potencia gestionable en los términos de la convocatoria”.

La pregunta que proponemos estudiar es distinta: ¿qué combinación de recursos proporciona el mismo nivel de suficiencia que ha dado lugar a la identificación de esos 707,5 MW?

Esta diferencia es esencial. No pretendemos sustituir MW térmicos por MW de baterías en una relación uno a uno. Pretendemos volver al origen del cálculo.

5. Cinco sistemas eléctricos, cinco ámbitos de suficiencia

Desde el 1 de julio de 2026 Canarias cuenta oficialmente con cinco sistemas eléctricos aislados: Gran Canaria, Tenerife-La Gomera, Lanzarote-Fuerteventura, La Palma y El Hierro.

No proponemos denominarlos “zonas de mercado”, porque esa expresión puede confundirse con las zonas de oferta del mercado eléctrico europeo. Utilizaremos el término ámbitos de suficiencia.

Cada ámbito tendría su propio análisis probabilístico. Un recurso situado en Gran Canaria no cubre una contingencia en Tenerife. Una batería de La Palma no aporta capacidad a El Hierro. Incluso dentro de Tenerife-La Gomera o Lanzarote-Fuerteventura pueden existir limitaciones de transferencia que obliguen a establecer mínimos locacionales.

El nuevo mecanismo debería tener reglas comunes para Canarias, pero necesidades separadas por ámbito.

6. Qué podemos aprender del mercado peninsular

6.1. Separar potencia de energía

El nuevo mercado paga por disponibilidad de potencia firme. La venta de energía sigue teniendo su propia lógica. Esto evita que un recurso necesario para garantizar cobertura dependa exclusivamente del número de horas que produce.

6.2. Coeficientes de firmeza

La norma no considera automáticamente firme toda la potencia nominal. Utiliza coeficientes específicos por tecnología. Esta idea debería trasladarse a Canarias.

Una planta de 100 MW puede contribuir con una potencia firme muy diferente según disponibilidad, recurso primario, duración, estado energético, tasa de fallos y comportamiento durante los periodos críticos.

6.3. Apertura tecnológica

El artículo 22.1 del Reglamento (UE) 2019/943 exige que los mecanismos de capacidad estén abiertos a todos los recursos capaces de proporcionar el rendimiento técnico requerido, incluido almacenamiento y gestión de demanda. También exige que la remuneración sea determinada mediante un procedimiento competitivo.

La Comisión Europea rechazó que Canarias pudiera mantener después del régimen actual una excepción a esos dos principios. Ese punto constituye una de las bases más importantes de esta propuesta.

7. Qué ocurre realmente en 2029

Conviene ser absolutamente precisos. La singularidad eléctrica canaria no termina en 2029. La Decisión (UE) 2024/560 concede diversas excepciones de duración indefinida debido a la condición ultraperiférica de Canarias.

Lo que tiene un horizonte hasta el 31 de diciembre de 2029 es el actual mecanismo de remuneración del RD 738/2015 autorizado como ayuda de Estado.

Por tanto, después de 2029 Canarias seguirá teniendo un modelo singular. Lo que debe rediseñarse es una parte fundamental de ese modelo: cómo se remunera la capacidad necesaria para garantizar cobertura.

La Comisión deja dos mensajes inequívocos para la etapa posterior: la remuneración deberá determinarse competitivamente y todos los recursos técnicamente capaces deberán poder participar.

8. Canarias conserva margen para diseñar su propia metodología

El marco europeo no obliga a copiar punto por punto el mercado peninsular. La Decisión 2024/560 mantiene para Canarias varias excepciones en materia de adecuación y diseño de mercado.

Esto permite conservar metodologías específicas adaptadas a sistemas pequeños y aislados. Por ello no proponemos importar automáticamente el estándar peninsular de fiabilidad, la metodología peninsular de VoLL, el CONE peninsular ni la misma arquitectura de subastas.

Utilizar las herramientas útiles del mercado de capacidad peninsular y adaptarlas a la física de los sistemas canarios.

9. Marco jurídico del futuro mecanismo

La Ley 24/2013 diferencia expresamente varios conceptos retributivos. Entre ellos aparecen los servicios de ajuste, los mecanismos de capacidad y la retribución adicional específica de los territorios no peninsulares.

Esta separación es importante. Permite plantear un futuro mecanismo canario de capacidad diferenciado del régimen retributivo adicional de la producción.

No afirmamos que toda la reforma pueda implantarse mediante una única orden ministerial. La Ley proporciona una habilitación para los mecanismos de capacidad, pero la arquitectura propuesta afecta también a almacenamiento, demanda, agregadores, bombeos, despacho, servicios técnicos y al RD 738/2015.

Por tanto, sería necesario determinar qué modificaciones reglamentarias e incluso legales resultan precisas.

II. ARQUITECTURA PROPUESTA

10. Propuesta: un Marco Canario de Suficiencia, Flexibilidad y Servicios de Sistema

El modelo estaría compuesto por cuatro pilares claramente separados.

Necesidad	Instrumento propuesto
Cobertura futura	Mecanismo canario de capacidad
Flexibilidad operativa	Productos o mecanismos de flexibilidad y balance
Estabilidad eléctrica	Servicios de sistema
Limitaciones de red	Planificación, redispatch y contratación locacional específica

Separarlos evita pagar varias veces por la misma necesidad. También evita utilizar el mercado de capacidad para resolver problemas que pertenecen realmente a la red.

11. Primer pilar: mecanismo canario de capacidad

11.1. Objeto

Su única misión sería garantizar suficiencia. El producto fundamental sería MW firmes disponibles durante periodos de estrés. La energía generada o absorbida se liquidaría separadamente.

11.2. Un único marco, cinco ámbitos

Se definirían cinco ámbitos de suficiencia coincidentes inicialmente con los cinco sistemas eléctricos actuales. Las convocatorias podrían realizarse simultáneamente bajo reglas comunes. Esto facilitaría supervisión y comparabilidad.

No significa que los MW fueran intercambiables entre islas. Cada ámbito tendría su propia curva de necesidad.

11.3. Requisitos locacionales

Cuando una interconexión interna limite la capacidad de apoyo entre islas, el operador podría establecer mínimos locacionales. Esto sería especialmente relevante en Tenerife-La Gomera y Lanzarote-Fuerteventura.

La localización tendría entonces valor dentro del propio mecanismo de suficiencia.

12. Antes de cualquier nueva contratación: repetir el análisis de cobertura con neutralidad tecnológica

No podemos afirmar cuántos MW térmicos pueden ser sustituidos por baterías o demanda sin realizar el cálculo.

Por ello proponemos que, antes de diseñar el mecanismo posterior a 2029 y antes de asumir nuevos compromisos de muy larga duración, se realice un Estudio Canario de Suficiencia Tecnológicamente Abierto.

El estudio debería utilizar la metodología probabilística vigente o una evolución de ella. Pero tendría que incorporar explícitamente distintos escenarios de:

- almacenamiento de dos, cuatro, seis, ocho o más horas;
- respuesta de demanda;
- bombeo;
- hibridación renovable;
- nueva generación renovable gestionable;
- interconexiones;
- refuerzos de red;
- generación existente;
- mantenimientos e indisponibilidades.

El resultado no sería una lista de tecnologías. Sería una necesidad de MW firmes.

13. Cómo medir la firmeza

Generación térmica

Su firmeza debería considerar fiabilidad histórica, indisponibilidades forzadas, mantenimientos, restricciones de combustible y disponibilidad real. Una central térmica tampoco merece automáticamente coeficiente uno.

Renovables

Su contribución debe estimarse en función de la correlación estadística entre generación y situaciones de escasez. La potencia fotovoltaica puede tener una aportación elevada durante ciertas horas y prácticamente nula durante otras.

Baterías

Su valoración requiere una metodología más compleja. Debe considerar potencia, energía útil, duración, eficiencia, degradación, posibilidad de recarga, indisponibilidad y duración estadística de los episodios críticos.

Resultaría razonable evolucionar hacia metodologías equivalentes conceptualmente al Effective Load Carrying Capability (ELCC), es decir, valorar cuánto reduce realmente cada recurso el riesgo de déficit.

No proponemos imponer desde este documento una fórmula cerrada. Sí establecemos un principio: la firmeza debe medirse por su contribución real a la seguridad, no por la placa de características.

14. Las baterías deberán garantizar energía, no solo MW

La contratación de una batería no puede limitarse a comprobar su potencia de descarga. Una batería de 100 MW puede estar prácticamente vacía cuando aparece una situación crítica.

El mecanismo deberá imponer obligaciones sobre estado mínimo de carga, energía disponible, horas de autonomía, capacidad de recarga, anticipación del periodo de estrés y recuperación posterior.

Una batería que cobra por firmeza debe mantener físicamente esa firmeza disponible.

15. El bombeo requiere un tratamiento específico

La auditoría de estrés puso de manifiesto una singularidad jurídica decisiva. El Real Decreto-ley 18/2026 establece que, en Canarias, la titularidad de las instalaciones de bombeo debe corresponder al operador del sistema.

Esto impide tratar al bombeo exactamente igual que a cualquier promotor privado dentro de una subasta ordinaria. Si el operador calcula las necesidades, define parcialmente los requisitos técnicos, opera el sistema y es además propietario del bombeo, debe evitarse cualquier conflicto institucional.

La solución que proponemos es que la contribución firme del bombeo se incorpore antes de determinar la capacidad residual a contratar.

Por ejemplo, si un ámbito necesita 400 MW firmes adicionales y dispone de 100 MW firmes acreditados de bombeo, el mecanismo competitivo debería cubrir únicamente los 300 MW restantes.

De esta forma el bombeo contribuye a la suficiencia sin competir como un oferente convencional contra recursos privados. Cualquier solución diferente requeriría revisar previamente su marco jurídico y de gobernanza.

16. Quién podría competir

Una vez descontadas las capacidades que deban tratarse fuera del mecanismo, deberían poder competir almacenamiento electroquímico, generación renovable gestionable, hibridaciones, respuesta de demanda, agregadores, generación convencional que cumpla los requisitos y otras tecnologías capaces de acreditar la prestación.

La lista no debería ser cerrada. El regulador debe definir la prestación, no el catálogo tecnológico.

17. Nueva generación fósil: prudencia jurídica y firmeza estratégica

Este documento no sostiene que la normativa europea prohíba automáticamente cualquier nueva central fósil. Sería incorrecto.

El Reglamento establece límites de emisiones y principios de competencia tecnológica. La decisión de la Orden TED/966/2026 de reservar determinadas nuevas inversiones a renovables, almacenamiento y demanda pertenece al diseño concreto del mecanismo peninsular.

Los contratos de muy larga duración deberían reservarse preferentemente a inversiones compatibles con la trayectoria de descarbonización siempre que la restricción esté técnica y jurídicamente justificada.

Esto no significa descartar una tecnología antes de estudiar la suficiencia. Significa evitar consolidar una dependencia fósil durante décadas cuando existan alternativas capaces de prestar la misma seguridad.

18. Los límites de CO₂

El Reglamento (UE) 2019/943 establece condiciones diferentes según la antigüedad de la instalación.

Para determinadas instalaciones cuya producción comercial comenzó desde el 4 de julio de 2019, superar 550 gCO₂ fósil/kWh impide recibir pagos de capacidad.

Para instalaciones anteriores, desde julio de 2025 opera una condición conjunta: superar 550 gCO₂/kWh y, además, 350 kgCO₂ fósil por kW instalado y año.

Esto significa que no puede afirmarse que todos los grupos antiguos de Canarias quedarán automáticamente excluidos. Habrá que analizar cada instalación.

La Decisión 2024/560 sí establece algo importante: la excepción concedida al régimen actual respecto de estos límites no debe prolongarse al mecanismo que lo suceda. El diseño posterior a 2029 deberá asumir esta realidad desde el principio.

III. OPERACIÓN, COMPETENCIA Y ECONOMÍA

19. Segundo pilar: flexibilidad

La suficiencia responde a una pregunta de medio y largo plazo: ¿hay capacidad suficiente? La flexibilidad responde a otra: ¿pueden los recursos modificar su comportamiento cuando cambia la situación operativa?

Una batería puede ser firme y poco flexible si tiene restricciones de operación. Una demanda puede ser flexible durante media hora y no durante cuatro horas. Un grupo puede estar disponible y necesitar varios minutos para alcanzar una determinada carga.

Por tanto, la flexibilidad debe tratarse separadamente.

No proponemos crear inmediatamente un mercado completo de balance idéntico al peninsular. Los sistemas canarios pueden carecer todavía de suficiente número de participantes para garantizar competencia efectiva.

La evolución debería ser gradual: primero productos concretos, después pilotos y posteriormente mecanismos competitivos allí donde exista liquidez suficiente.

20. La reforma del almacenamiento sigue en tramitación

En julio de 2026, el MITECO sometió a audiencia un proyecto de modificación del RD 738/2015 destinado a incorporar almacenamiento independiente e hibridado al despacho de los sistemas no peninsulares. La consulta está cerrada, pero la fuente oficial consultada continúa describiéndola como un proyecto de Real Decreto, no como norma definitivamente aprobada.

Por tanto, debe distinguirse entre el marco vigente y la reforma prevista.

Sí existe ya una medida específica de emergencia para que baterías puedan proporcionar reserva rodante cuando la insuficiencia obligaría a recurrir al deslastre de demanda. El Real Decreto-ley 18/2026 permite reconocer parcialmente sus costes bajo determinadas condiciones.

Son pasos importantes, pero no equivalen todavía a un marco completo.

21. Tercer pilar: servicios de sistema

Un sistema puede disponer de suficiente potencia y seguir siendo eléctricamente vulnerable. Canarias necesita considerar expresamente servicios como:

- control de frecuencia;
- respuesta rápida;
- tensión y potencia reactiva;
- formación de red;
- respuesta dinámica ante perturbaciones;
- autoenergización;
- black-start;
- reposición del servicio.

No todos estos servicios necesitan convertirse en mercados. Según cada caso podrían existir tres soluciones:

- Requisito obligatorio, cuando la prestación deba formar parte de las condiciones técnicas de conexión.
- Contratación competitiva, cuando existan suficientes proveedores capaces de prestarla.
- Retribución regulada y auditada, cuando el servicio sea imprescindible pero la competencia sea insuficiente.

Esta distinción es especialmente importante en islas pequeñas.

22. Grid-forming no es sinónimo de firmeza

Conviene preservar una separación conceptual clara. Una batería puede proporcionar ocho horas de energía y disponer de inversores seguidores de red. Otra puede disponer de control grid-forming y almacenar únicamente una hora. Ambas pueden ser útiles, pero resuelven problemas diferentes.

Prestación	Ámbito
Potencia firme	Suficiencia
Potencia y energía modulables	Flexibilidad
Grid-forming, control dinámico de tensión y respuesta ante perturbaciones	Estabilidad

Un mismo equipo puede cobrar por varios servicios siempre que sean distintos y no se remunere dos veces la misma prestación.

23. Cuarto pilar: red y localización

La ubicación tiene valor. Pero no todos los problemas locacionales deben resolverse mediante capacidad.

Si La Gomera necesita una potencia mínima local porque el cable Tenerife-La Gomera no puede garantizar toda la cobertura, existe una necesidad locacional de suficiencia. Puede incorporarse como requisito dentro del mecanismo.

Si el problema es una sobrecarga de una línea, una tensión baja o una limitación de transformación, estamos ante un problema de red.

Deberá resolverse mediante planificación, refuerzo, redispach, automatización o contratación específica de servicios de red. Esta separación evitará que el mecanismo de capacidad se convierta en una solución universal para problemas de naturaleza diferente.

24. La demanda como recurso

La demanda flexible constituye probablemente uno de los mayores recursos todavía desaprovechados en Canarias.

Podrían existir posibilidades en desalación, bombeos de agua, frío industrial, hoteles, procesos industriales, electrolizadores y recarga de vehículos eléctricos.

Pero una demanda solo puede considerarse capacidad si su reducción es verificable. Deberán definirse líneas base, telemida, potencia comprometida, duración, tiempo de activación, recuperación posterior y penalizaciones.

Un consumidor que declara 10 MW flexibles debe demostrar que puede retirar esos 10 MW cuando se le requiera.

25. Competencia: una subasta no garantiza un mercado competitivo

Este punto debe formar parte central del diseño. Canarias presenta una elevada concentración en generación convencional.

Por ello puede ocurrir que una subasta aparentemente competitiva disponga de pocos participantes o de instalaciones indispensables para garantizar cobertura.

El futuro mecanismo necesitaría defensas específicas:

- precios máximos;
- supervisión ex ante de la CNMC;
- análisis de concentración;
- identificación de recursos indispensables;
- auditoría de determinadas ofertas;
- reglas contra retención estratégica de capacidad;
- mecanismos alternativos regulados cuando no exista competencia efectiva.

El objetivo no consiste únicamente en celebrar una subasta. Consiste en conseguir un precio competitivo.

26. Duración de los contratos

Las instalaciones existentes deberían recibir contratos relativamente cortos. Esto permite revisar periódicamente si continúan siendo necesarias.

Las nuevas inversiones intensivas en capital necesitan más estabilidad. Baterías, almacenamiento de larga duración y determinados recursos nuevos pueden requerir contratos plurianuales para conseguir financiación.

La Orden peninsular permite contratos más largos para nuevas inversiones y establece un máximo de quince años según la tecnología. Canarias podría utilizar ese criterio como referencia, sin necesidad de reproducir exactamente los mismos plazos.

27. Verificación y penalizaciones

Un mecanismo de capacidad solo tiene sentido si la disponibilidad es real. Los proveedores deberían superar pruebas de habilitación.

Posteriormente deberían estar sometidos a ensayos, activaciones, comprobaciones de potencia, verificación del estado energético y supervisión de indisponibilidades.

Los fallos deberían producir consecuencias económicas. Una instalación que cobra por garantizar capacidad y no responde durante una situación crítica no puede recibir la misma remuneración que otra que cumple.

La Orden peninsular adopta precisamente esta filosofía.

28. Prohibición de doble remuneración

Una instalación podrá recibir ingresos por diferentes servicios cuando estos sean técnica, económica y temporalmente diferenciables, pero no podrá recibir doble remuneración por la misma capacidad, inversión o prestación.

Un BESS puede cobrar por firmeza y por regulación. Eso puede ser correcto. Pero no debe cobrar dos veces por mantener los mismos MW disponibles durante el mismo periodo.

Las subvenciones recibidas para financiar una instalación también deberán ser consideradas en la valoración económica.

29. Coste total del sistema, no únicamente precio de capacidad

Comparar tecnologías únicamente mediante €/MW firme puede conducir a decisiones incorrectas.

Un grupo térmico puede ofrecer capacidad relativamente barata y consumir combustible durante miles de horas. Una batería puede tener mayor inversión inicial y reducir combustible, arranques, vertidos renovables y necesidades de reserva térmica. Un bombeo puede requerir una inversión enorme y operar durante muchas décadas.

La comparación correcta debe hacerse mediante coste total del sistema.

- inversión;
- operación;
- combustible;
- mantenimiento;
- emisiones;
- vida útil;
- utilización;
- degradación;
- vertidos evitados;

- pérdidas;
- valor de servicios adicionales.

No debemos asumir de antemano qué tecnología ganará esa comparación. Precisamente por eso hace falta realizarla.

30. Qué hacer ahora con los 707,5 MW

La propuesta no consiste en paralizar sin más el procedimiento actual. La seguridad de suministro exige planificación.

Pero sí consideramos necesario que, antes de consolidar compromisos de muy larga duración, se responda públicamente a cuatro preguntas.

Pregunta	Contenido
1. ¿Cuál es exactamente la necesidad de potencia firme?	El análisis debe expresar el déficit mediante indicadores de suficiencia.
2. ¿Qué aportan los recursos ya previstos?	Deben incorporarse nueva red, interconexiones, bombeos, almacenamiento ya comprometido, renovables y generación existente.
3. ¿Qué parte puede cubrirse mediante recursos alternativos?	El estudio debería incorporar escenarios de baterías, demanda y nuevas soluciones gestionables.
4. ¿Qué generación convencional adicional sigue siendo necesaria después?	Solo entonces podremos determinar con rigor cuántos nuevos grupos resultan imprescindibles.

31. Una llamada especial respecto de la segunda convocatoria

A fecha de 19 de septiembre de 2026, el procedimiento relativo a la segunda convocatoria se encuentra tras su fase de audiencia pública. La ficha oficial del MITECO muestra la consulta como cerrada.

Esto significa que el debate tiene una dimensión inmediata. Si finalmente se otorgan nuevos compromisos retributivos de larga duración bajo el régimen actual, esos compromisos pueden proyectarse durante buena parte de la etapa en la que debería desplegarse el nuevo mecanismo.

La Decisión europea protege los compromisos válidamente celebrados bajo el mecanismo actualmente autorizado. Por tanto, el sistema posterior a 2029 puede quedar parcialmente condicionado por decisiones adoptadas antes de esa fecha.

Este hecho aconseja introducir cuanto antes el análisis tecnológico abierto.

32. Financiación

Canarias no debe soportar en solitario el coste estructural derivado de su aislamiento.

La Ley del Sector Eléctrico reconoce como costes diferenciados tanto el extracoste de producción en territorios no peninsulares como los mecanismos de capacidad.

El futuro diseño deberá mantener el principio de solidaridad territorial. No corresponde a este documento determinar exactamente qué proporción debe financiarse mediante Presupuestos Generales del Estado o mediante cargos del sistema.

El coste adicional derivado de garantizar el suministro en un territorio aislado no debe trasladarse exclusivamente a los consumidores que viven en ese territorio.

33. Gobernanza

La distribución de responsabilidades debe impedir conflictos de interés.

Red Eléctrica debería realizar los estudios técnicos de cobertura y operación. La metodología tendría que ser pública y sometida a supervisión.

La CNMC debería tener un papel especialmente relevante en competencia, formación de precios, supervisión de subastas, metodologías y prevención del ejercicio de poder de mercado.

El MITECO debería definir el marco regulatorio y convocar los procedimientos. El Gobierno de Canarias tendría que participar en planificación energética y territorial.

Las distribuidoras deberán integrarse progresivamente en la coordinación de recursos conectados a sus redes. La peculiar titularidad del bombeo obliga además a extremar la separación entre las funciones del operador y cualquier recurso del que sea propietario.

34. Hoja de ruta propuesta

Periodo	Actuación
Final de 2026-2027	Elaboración del Estudio Canario de Suficiencia Tecnológicamente Abierto.
2027	Definición de potencia firme, metodología de baterías, demanda y requisitos locacionales.
2027	Análisis jurídico de encaje con Ley 24/2013, Ley 17/2013 y RD 738/2015.
2027-2028	Diseño del nuevo mecanismo y consulta pública.
2027-2028	Negociación europea y tramitación en materia de ayudas de Estado.
2028	Primera experiencia piloto.
2028-2029	Primera contratación de capacidad destinada al periodo posterior al régimen actual.
2030	Entrada plena del nuevo modelo.

No deberíamos esperar a diciembre de 2029 para iniciar este proceso. La transición normativa necesita varios años.

IV. PRINCIPIOS E IMPLANTACIÓN

35. Doce principios regulatorios

1	Seguridad de suministro como condición irrenunciable.
2	Análisis probabilístico de suficiencia para dimensionar la necesidad real.

3	Neutralidad tecnológica respecto del servicio requerido.
4	Remuneración competitiva cuando exista competencia suficiente.
5	Control del poder de mercado mediante medidas regulatorias específicas.
6	Apertura a almacenamiento y demanda como recursos capaces de aportar seguridad.
7	Separación entre energía, capacidad, flexibilidad y estabilidad para evitar distorsiones y dobles pagos.
8	Tratamiento singular del bombeo derivado de su régimen de titularidad.
9	Compatibilidad con la descarbonización y con los límites europeos de emisiones.
10	Prestaciones mensurables y verificables antes y durante la prestación del servicio.
11	Penalización efectiva del incumplimiento cuando la capacidad contratada no esté disponible.
12	Transparencia sobre costes, adjudicaciones y resultados.

36. La cuestión de fondo

La discusión sobre los 707,5 MW puede enfocarse de dos maneras.

La primera consiste en aceptar que una necesidad de cobertura conduce necesariamente a nueva generación gestionable convencional.

La segunda consiste en mantener intacto el nivel de seguridad y preguntar qué combinación de recursos puede conseguirlo.

Esta propuesta defiende la segunda. No porque sepamos de antemano que las baterías ganarán. No porque consideremos innecesarias todas las centrales térmicas. Y tampoco porque pensemos que la demanda podrá resolver por sí sola un sistema insular.

Lo defendemos porque es la única forma de comparar las alternativas sobre una base común.

37. Conclusión

La Orden TED/966/2026 no resuelve el problema canario. Pero cambia el marco intelectual con el que debemos afrontarlo.

España ha reconocido que la suficiencia del futuro requiere remunerar potencia firme. Ha aceptado que almacenamiento y demanda pueden contribuir a proporcionarla. Ha creado coeficientes de firmeza. Ha introducido contratos capaces de facilitar nueva inversión. Y ha construido un mecanismo en el que el valor económico de la seguridad se separa del valor de la energía producida.

Canarias necesita aplicar esa filosofía a su propia realidad. No una copia. Un modelo específico para sistemas aislados.

Un modelo capaz de distinguir energía, potencia firme, flexibilidad, estabilidad y red.

El bombeo tendrá un tratamiento particular porque su titularidad corresponde al operador del sistema. Las baterías deberán demostrar no solo MW, sino energía disponible. La demanda tendrá que ser verificable. Las térmicas existentes podrán seguir siendo necesarias, pero su participación futura deberá adaptarse al régimen europeo de emisiones.

Los nuevos compromisos deberán estar sometidos a competencia real, no únicamente formal. Y los servicios técnicos deberán contratarse de manera diferente según exista o no un mercado suficientemente líquido.

Nada de esto reduce la seguridad. Pretende exactamente lo contrario: garantizarla utilizando todas las herramientas disponibles.

¿Qué necesita físicamente cada sistema para funcionar con seguridad? ¿Qué combinación de recursos puede proporcionarlo con menor coste total, menor dependencia exterior y menores emisiones?

Solo entonces podremos responder con rigor cuántos grupos térmicos adicionales siguen siendo realmente necesarios.

El horizonte de 2029 no elimina la singularidad eléctrica canaria. Nos obliga a aprovecharla mejor. Y las decisiones sobre 2031 se están tomando hoy.

Ese trabajo debe empezar ahora.

Referencias normativas y documentales principales

Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre. Mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español. BOE-A-2026-19329. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2026-19329>

Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. Actividad de producción de energía eléctrica y despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-8646>

Decisión (UE) 2024/560 de la Comisión. Derogaciones relativas a determinadas disposiciones del mercado interior de la electricidad para Canarias y otros pequeños sistemas. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dec/2024/560/oj>

Reglamento (UE) 2019/943. Mercado interior de la electricidad. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Ley del Sector Eléctrico. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>

Orden TED/624/2026. Configuración de los sistemas eléctricos canarios tras la interconexión Tenerife-La Gomera. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2026-13574>

Real Decreto-ley 18/2026. Medidas relevantes para almacenamiento, reserva rodante y bombeo en los sistemas no peninsulares. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2026-14112>

MITECO. Segundo procedimiento de concurrencia competitiva 2026. Información pública sobre la convocatoria de potencia firme en los territorios no peninsulares. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2026/detalle-participacion-publica-k-844.html>

Documento técnico de posición elaborado para Canarias-sostenible.es. Cuarta versión revisada, 19 de septiembre de 2026.