

COMISIÓN EUROPEA — DECISIÓN DE AYUDA ESTATAL
SA.114058(2024/N) — España

Apoyo a la generación de electricidad mediante cogeneración

C(2026) 427 final · Bruselas, 28 de enero de 2026

 **DECISIÓN: COMPATIBLE CON EL MERCADO INTERIOR**

La Comisión Europea aprueba sin objeciones el régimen de ayudas español para cogeneración de alta eficiencia, en virtud del artículo 107(3)(c) del TFUE.

Expediente	SA.114058(2024/N) — España	Referencia	C(2026) 427 final
Fecha de decisión	28 de enero de 2026	Base jurídica	Art. 107(3)(c) TFUE + CEEAG 2022
Autoridad concedente	MITECO / Direc. Gral. Política Energética y Minas	Gestión liquidaciones	CNMC
Inicio notificación	13 de mayo de 2024	Tercer período regulatorio	Desde 1 de enero de 2026

 **NOTA SOBRE EL DOCUMENTO**

Este informe ha sido objeto de triple verificación dato a dato sobre el texto original de la decisión de la Comisión Europea (C(2026) 427 final, de 28 de enero de 2026). Todos los datos numéricos y compromisos han sido contrastados con el párrafo fuente correspondiente. El documento original está redactado en inglés, conforme al acuerdo de España de renunciar al uso del español para esta decisión (párr. 2 y sección 4).

1. Contexto y justificación de la medida

El régimen notificado responde a la necesidad de garantizar el cumplimiento de los objetivos nacionales y europeos de eficiencia energética y reducción de emisiones. La Comisión confirma los siguientes elementos de contexto:

Situación del sector sin ayudas	Marco europeo de referencia
Sin subastas de cogeneración de alta eficiencia desde 2018 (la prevista para 2022 se canceló por la guerra en Ucrania y la crisis energética)	Objetivo UE reducción GEI: ≥55% en 2030; neutralidad climática en 2050 (Reglamento Europeo del Clima)
Solo 1,69 MW instalados en base de mercado desde 2018 — capacidad insignificante	Directiva de Eficiencia Energética (EED): reducción consumo final ≥38% respecto a proyecciones 2007 (objetivo España: 43%)
Una parte significativa de las instalaciones existentes agota su vida regulatoria en los próximos años, requiriendo renovación o sustitución	Directiva de Energías Renovables (RED II): objetivo UE ≥42,5% de renovables en 2030 (objetivo España: 48%)



Régimen legal anterior: La presente medida es un régimen independiente al anterior SA.40348 (aprobado en noviembre de 2017), que ya expiró. Comparte la misma base legal (Ley 24/2013 y RD 413/2014), actualizada con el RD 376/2022 y la Orden TED/526/2024.

Tercer período regulatorio: El segundo período finalizó el 31 de diciembre de 2025 (1 enero 2020 – 31 diciembre 2025). El tercer período arrancó el 1 de enero de 2026 y coincide con la entrada en vigor de esta decisión.

2. Tecnologías elegibles

El régimen es aplicable a instalaciones nuevas o sustancialmente renovadas que cumplan la definición de cogeneración de alta eficiencia del artículo 2 del RD 616/2007 y que utilicen los siguientes combustibles:

Combustible	Requisito principal	Observaciones
Gas natural	Mínimo 95% de la energía primaria utilizada	Puede bajar al 65% si el resto procede de biomasa o biogás
Biogás	Mínimo 90% del total de energía primaria (renovables)	Cumplimiento criterios sostenibilidad Art. 29 RED II
Biolíquidos	Mínimo 90% del total de energía primaria (renovables)	Cumplimiento criterios sostenibilidad Art. 29 RED II
Biomasa sólida	Mínimo 90% del total de energía primaria (renovables)	Cumplimiento criterios sostenibilidad Art. 29 RED II

Emisiones máximas permitidas: Las instalaciones de gas natural deberán mantener emisiones inferiores a 250 g CO₂e/kWh durante toda su vida económica (párr. 24). Las instalaciones que no cumplan los requisitos de eficiencia o sostenibilidad pueden ser reclasificadas, perdiendo parte o toda la Ro (párr. 20).

3. Estructura y cuantía de la ayuda

3.1. Componentes de la retribución específica

La retribución se articula en dos componentes acumulables a los ingresos de mercado:

Componente	Unidad	Mecanismo de asignación	Actualización / revisión
Ri — Retribución a la inversión	€/MW	Subasta competitiva descendente (pay-as-clear)	Fijada en subasta. Revisión cada 3 años. Cesa cuando se alcanza la tasa de retorno razonable (7,09%)
Ro — Retribución a la operación	€/MWh	Fijada en la Orden Ministerial de la subasta (no es resultado de la subasta)	Actualización trimestral según precios forward de electricidad, gas y CO ₂ (Orden TED/526/2024)

Mecanismo de subasta: La subasta es de reloj descendente (descending clock auction), tipo pay-as-clear. El precio de salida es el valor de inversión inicial de la instalación tipo; los licitadores ofrecen reducciones porcentuales sobre ese valor. El último precio ganador fija los parámetros de la instalación tipo, sobre los que se calcula la retribución individual. La capacidad ofertada debe superar en al menos un 20% la capacidad subastada.

3.2. Presupuesto estimado

Escenario	Ri — Gas (M€)	Ro — Gas (M€)	Biomasa (M€)	TOTAL (M€)
Vida regulatoria 10 años (gas)	908	2.061	149	3.118
Vida regulatoria 15 años (gas)	908	3.092	223	4.223



Nota: La ayuda anual estimada por GW de capacidad instalada oscila entre 246 y 442 M€ en función de los precios de mercado (gas, electricidad y CO₂). Los escenarios de sensibilidad confirman la variabilidad significativa del presupuesto ante cambios en precios de mercado.

3.3. Vida regulatoria

Tecnología	Vida regulatoria base	Ampliación posible	Límite compromiso fósil
Gas natural	10 años	Hasta 15 años	Toda vida regulatoria fósil termina en 2045
Biomasa sólida	20 años	No aplica	No aplica (renovable)

4. Análisis de brecha de financiación (Funding Gap)

Para demostrar la necesidad y proporcionalidad de la ayuda, las autoridades españolas presentaron un análisis de brecha de financiación basado en dos proyectos de referencia. El escenario contrafactual asume suministro de electricidad de red y generación de calor mediante calderas convencionales de solo calor, que es la alternativa más realista para usuarios industriales.

Parámetro	Gas natural (10–25 MW)	Biomasa sólida (<50 MW)
Costes de inversión (CAPEX)	21,5 M€	13,5 M€
Costes operación totales (OPEX)	194,7 M€	38,6 M€
Eficiencia eléctrica	35,1%	7,3%
Eficiencia térmica	43,2%	76,6%
Eficiencia total	78,3%	83,9%
Precio electricidad asumido	73,6 €/MWh	73,6 €/MWh
Precio combustible asumido	48,8 €/MWh (gas)	13,9 €/MWh (biomasa)
Coste CO ₂ (ETS)	66,5 €/t	66,5 €/t
Tasa de descuento (retorno razonable pretax)	7,09%	7,09%
VAN escenario factual (sin ayuda)	-122,8 M€	-30,4 M€
VAN escenario contrafactual	-77,3 M€	-22,7 M€
Brecha de financiación (funding gap)	45,5 M€	7,7 M€

La Comisión concluye que, sin ayuda, el VAN de los proyectos de referencia es negativo en ambos casos, confirmando que dichos proyectos no serían emprendidos por un inversor racional sin apoyo público. Los supuestos utilizados están basados en datos reales de mercado y estudios de viabilidad de instalaciones similares.

4.1. Subvención por tonelada de CO₂ equivalente evitada

Tipo	Combustible	Capacidad	CO ₂ evitado (tCO ₂)	Ro (€/tCO ₂)	Ri (€/tCO ₂)
Nueva	Gas natural	10–25 MW	11.866	179	241
Renovada sustancialmente	Gas natural	10–25 MW	11.866	166	121
Nueva	Biomasa sólida	<50 MW	22.636	4	57



Nota metodológica: El Ri es un techo máximo; en la subasta, los licitadores con mayores reducciones porcentuales son seleccionados, por lo que el valor final del Ri puede ser inferior al indicado. Los cálculos se basan en los valores de 2023 de precios de electricidad, gas, CO₂ y biomasa. La biomasa se considera neutra en emisiones de CO₂.

5. Compromisos adquiridos por España

Nº	Compromiso	Detalle
1	Hidrógeno renovable	Todas las instalaciones de gas natural deberán incluir los equipos necesarios para poder usar, como combustible principal, gas natural con una concentración mínima de hidrógeno renovable del 10% en volumen (párr. 33 y 56).
2	Fase de salida de combustibles fósiles	En 2045 habrá concluido la vida regulatoria de todas las instalaciones de combustibles fósiles acogidas al régimen (párr. 33).
3	Inicio de obras posterior a la solicitud	La puja en la subasta debe producirse antes del inicio de las obras o del primer compromiso vinculante de adquisición de equipos (párr. 30).
4	Garantías económicas	Se exigen avales previos al registro en el registro de preasignación. Su ejecución actúa como penalización si el proyecto no se completa en plazo (párr. 29 y 31).
5	Sin ayuda en horas de precio negativo	No se computan las horas en que el precio del mercado diario sea negativo durante 6 horas consecutivas o más (párr. 64(d)).
6	Revisión periódica de parámetros	Los supuestos de costes e ingresos se actualizan al menos cada 3 años. La Ro se revisa trimestralmente (párr. 66 y 92 CEEAG).
7	Sostenibilidad biomasa y renovables	Cumplimiento del artículo 29 de la Directiva de Energías Renovables (RED II) mediante el sistema de balance de masa (párr. 23 y 90).
8	Capacidad PNIEC 2030	España velará para que la capacidad en régimen retributivo específico no supere el objetivo del PNIEC para 2030: 3.784 MW (párr. 35).

6. Duración del régimen y períodos regulatorios

El régimen tendrá una duración de 10 años a partir de la fecha de esta decisión (28 de enero de 2026), por lo que expirará el 28 de enero de 2036. Transcurrido ese período no podrá concederse ninguna nueva ayuda.

Períodos regulatorios: El régimen se organiza en períodos regulatorios de seis años, divididos en dos semestres de tres años. El tercer período regulatorio comenzó el 1 de enero de 2026 y se extenderá hasta el 31 de diciembre de 2031.

Revisión del retorno razonable: La tasa de retorno razonable pretax actualmente fijada en 7,09% se revisa cada seis años al inicio de cada período regulatorio, tomando como referencia la rentabilidad media del bono del Tesoro español a 10 años en el mercado secundario más un diferencial.

7. Plan de evaluación ex post









Dado que el presupuesto total del régimen supera los 750 M€ y su duración excede los tres años, la Comisión exige una evaluación independiente con arreglo a los puntos 455–463 de las CEEAG 2022:

Hito	Fecha	Observación
Informe de evaluación intermedio	30 de noviembre de 2031	Evaluador independiente (CNMC u organismo seleccionado por concurso)
Borrador de informe final	1 de noviembre de 2033	Previo a consulta pública
Informe final definitivo	1 de marzo de 2034	Más de 9 meses antes del fin del régimen. Publicación en web MITECO.



La evaluación será realizada por un evaluador independiente (que podrá ser la CNMC o un organismo seleccionado por concurso público). El plan de evaluación y los informes serán publicados en la web del MITECO. Si el informe final no se presenta en plazo y con calidad suficiente, el régimen quedará suspendido.

8. Puntos clave para la reunión con el Ministerio

	LUZ VERDE DEFINITIVA de Bruselas — primer régimen de subastas de cogeneración de alta eficiencia aprobado desde que expiró el anterior (SA.40348, 2017).
	TERCER PERÍODO REGULATORIO en vigor desde el 1 de enero de 2026 — puede convocarse la primera subasta en cualquier momento desde la fecha de la decisión (28 enero 2026).
	Cubre instalaciones NUEVAS y SUSTANCIALMENTE RENOVADAS usando gas natural, biogás, biolíquidos y biomasa sólida.
	CONDICIÓN HIDRÓGENO: Todas las instalaciones de gas deberán estar técnicamente preparadas para mezclar al menos un 10% de hidrógeno renovable en volumen — condición de elegibilidad desde la primera subasta.
	HORIZONTE FÓSIL LIMITADO: La Comisión acepta el gas natural condicionado a que toda la vida regulatoria de instalaciones fósiles haya concluido en 2045.
	PRESUPUESTO total estimado: 3.118 M€ a 10 años (escenario base) o hasta 4.223 M€ si la vida regulatoria del gas se amplía a 15 años.
	TECHO DE CAPACIDAD: España se compromete a no superar los 3.784 MW acogidos al régimen en 2030, conforme al PNIEC.
	EVALUACIÓN OBLIGATORIA: informe intermedio en noviembre 2031, informe final en marzo 2034.

