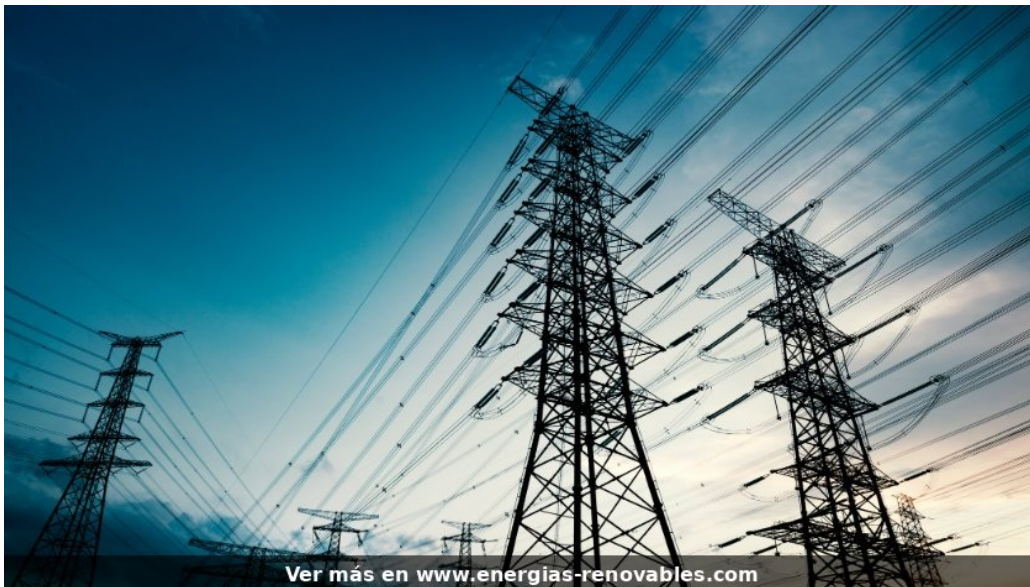




El Gobierno aprueba las subastas para renovar 1.200 MW de cogeneración industrial, incluyendo por primera vez la...

- La norma, junto con una orden ministerial de inminente publicación, aprueba la adjudicación de 1.200 MW de potencia



Ver más en www.energias-renovables.com

El Gobierno aprueba las subastas para renovar 1.200 MW de cogeneración industrial, incluyendo por primera vez la biomasa

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-gobierno-aprueba-las-subastas-para-renovar-20260624>

Celia García-Ceca

Miércoles, 24 junio 2026

El Consejo de Ministros, a petición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco), ha aprobado el Real Decreto por el que se establece el marco de las convocatorias para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración. La **norma**, junto con una orden ministerial de inminente publicación, aprueba la adjudicación de 1.200 MW de potencia para renovar el parque de cogeneración existente con centrales de alta eficiencia que operen con gas natural –o, por primera vez, biomasa– y estén preparadas para consumir al menos un 10% de hidrógeno renovable. La actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 contempla impulsar la cogeneración, bien actualizando el parque existente, bien con nuevas instalaciones, todas ellas capaces de ofrecer flexibilidad y respaldo a un sistema eléctrico con una gran penetración de energías renovables y de mejorar la eficiencia de la industria cogeneradora.

A tal efecto, el Miteco celebrará dos subastas, en 2026 y en 2027, para otorgar un régimen retributivo específico a las centrales de cogeneración, a razón de 600 MW por ejercicio. Esta retribución regulada constituye una Ayuda de Estado que la Comisión Europea ha autorizado recientemente. En las subastas podrán participar centrales de cogeneración de gas natural y biomasa, o de otros combustibles fósiles que se transforman para consumir los anteriores, fomentándose de este modo la construcción de instalaciones con menor impacto medioambiental que redunden en la descarbonización de la economía. Las de gas natural deberán emitir un máximo de 270 gCO₂/kWh y

las de biomasa tendrán que cumplir los criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones establecidos. Se calcula que la incorporación de los 1.200 MW de las subastas evite la emisión de 8,4 millones de toneladas de CO2 durante la vida útil regulatoria de las plantas.

Las instalaciones no podrán superar una potencia máxima de 100 MW –de 15 MW en los sistemas no peninsulares– y cumplirán unos niveles de ahorro de energía primaria suficientes para ser consideradas de alta eficiencia, superior al 10%, excepto para las menores de 1 MW, que sólo deberán aportar ahorro. Las centrales de gas natural tendrán que estar preparadas para consumir al menos un 10% de hidrógeno renovable. La orden contempla 12 Instalaciones Tipo de Referencia (ITR) para las tipologías de instalaciones que podrán participar en las subastas. El detalle de los cupos de potencia de cada subasta se publicará en las resoluciones que convoquen cada subasta, al igual que las fechas de celebración. Ninguna empresa podrá ser adjudicataria de más del 50% de la potencia subastada.

Los participantes en las subastas, de sobre cerrado con sistema marginal descendente, ofertarán un porcentaje de reducción sobre el valor estándar de inversión inicial de la ITR en la que se encuadre la instalación ofertante. Para el cálculo de la retribución, de acuerdo con el sistema establecido por el Real Decreto 413/2014, se usará el valor de rentabilidad razonable del 7,09% considerado en el período regulatorio 2026-2031. Las cogeneraciones de gas natural tendrán una vida útil regulatoria de 12 años y las que operen con biomasa de 20 años.

El impacto económico de las subastas será positivo para las industrias adjudicatarias, ya que permitirá la instalación y la renovación de equipos muy relevantes. Dependiendo de la potencia asignada a cada ITR, se espera que el sobrecoste repercutido en el sistema eléctrico por la retribución regulada de los 1.200 MW oscile entre los 414 y los 582 millones de euros anuales, aunque estas cantidades se verán reducidas por los descuentos obtenidos en las subastas y variarán en función de los precios reales y del funcionamiento de las centrales. El Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad será el encargado de organizar las subastas, que serán supervisadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Planes de inversión en redes

El Consejo de Ministros también ha aprobado tramitar de urgencia el Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, según informa Europa Press. En septiembre del año pasado, el Gobierno lanzó a información pública su propuesta de planificación de la red de transporte de electricidad con horizonte 2030, que prevé una inversión de 13.590 millones de euros hasta el final de la década, estando orientada a cubrir las necesidades del país y a cumplir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (PNIEC), otorgando prioridad a los proyectos industriales. Las anteriores planificaciones de electricidad se centraron en atender las peticiones de acceso para generación -en la vigente, las renovables representaban el 67% de las peticiones de conexión-, mientras que las peticiones de acceso para demanda tenían un crecimiento vegetativo, muy escaso en el sector residencial, y sólo alimentado por la red ferroviaria.

En cambio, el principal motor de esta próxima planificación será la demanda, que representa el 41% de las solicitudes recibidas, más de 7.000, seguida por la generación, con el 40%, y el

almacenamiento, con el 19%. El número de peticiones no sólo se ha multiplicado por cinco, sino que los consumos son de mayor tamaño y ha cambiado notablemente su tipología. La propuesta de planificación plantea atender 27,7 gigavatios (GW) desde la red de transporte, lo que implica multiplicar por 14 los dos GW de la vigente planificación con horizonte 2026. Este fuerte crecimiento también se produce en la red de distribución, con 5,3 GW, y por eso la propuesta plantea 422 ampliaciones de conexión (142 en la red de transporte para nuevos consumidores, 84 para agentes especiales, como ADIF y puertos, y 196 apoyos a la red de distribución).

El escenario de la propuesta anunciada en septiembre preveía esa inversión de 13.590 millones de euros, muy superior a la vigente planificación 2021-2026, cuya inversión asciende a 8.203 millones de euros, incluyendo las dos modificaciones puntuales que ha experimentado. Asimismo, hasta 2030 estimaba un aumento de la inversión en redes de 3.600 millones de euros para las redes de transporte y de 7.700 millones de euros para distribución, por encima de los niveles del 0,065% y 0,13% respecto al PIB que se proyecta para los próximos años. A ello había que sumar las inversiones en interconexiones internacionales, no sujetas a los límites de inversión, así como inversiones financiadas con fondos europeos.