Análisis de la evolución de los precios del gas natural en España y los mercados internacionales, las perspectivas de los mercados de futuros, la dependencia energética y las principales novedades regulatorias que afectan a consumidores industriales, cogeneradores y comercializadoras.

Contenidos del informe

1. Evolución de los precios del gas natural y carbón

Variaciones de los precios de MIBGAS, impacto del conflicto en Oriente Medio y evolución de los principales mercados internacionales de gas (TTF, NBP y Henry Hub), crudo Brent y carbón.

2. Mercados de futuros

Análisis de las cotizaciones y previsiones a corto, medio y largo plazo del gas natural, petróleo, carbón y tipo de cambio euro/dólar americano. Evolución de los futuros mensuales del MIBGAS y del OMIP para 2026-2028.

3. Dependencia energética y seguridad del suministro

Dependencia de las importaciones de gas, principales países suministradores de España, disponibilidad de GNL, almacenamiento y riesgos geopolíticos asociados al suministro energético.

4. Impacto de los precios del gas en la industria

Consecuencias del encarecimiento del gas para la competitividad industrial, costes de producción, cogeneración y continuidad de la actividad empresarial. Necesidad de medidas de apoyo a los consumidores gas intensivos.

5. Contratación y estrategias de cobertura del gas

Renovación de contratos de suministro, fórmulas de indexación al Brent, TTF y MIBGAS, contratación a precio fijo y estrategias mixtas para optimizar costes y gestionar riesgos de mercado.

6. Tarifa de último recurso (TUR)

Actualización de las tarifas reguladas, requisitos para acogerse a la TUR, consumidores beneficiarios y alternativas de suministro para industrias y grandes consumidores.

7. Nuevos productos y mercados de MIBGAS

Contratos de gas indexados al TTF y al índice diario MIBGAS, productos con entrega física en el Punto Virtual de Balance (PVB) y desarrollo del mercado organizado de Certificados de Ahorro Energético (CAE).

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

8. Hidrógeno renovable en España

Índice ibérico MIBGAS IBHYX, evolución del precio de referencia del hirdrógeno renovable, costes de producción y perspectivas de desarrollo de mercado.

9. Peajes, cánones y cargos del sistema gasista

Evolución de las tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR), actualización de los peajes, cargos y cánones de almacenamiento y su repercusión en la factura a los consumidores

10. Novedades regulatorias del sistema gasista

Propuestas de actualización de tarifas reguladas, nueva metodología regulatoria, retribución de infraestructuras, garantías del sistema gasista y perspectivas para la nueva temporada de gas.

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

1. Evolución de los precios del gas natural y carbón

El precio del *hub* de gas España-Portugal (Mibgas) sigue repuntando en OCT a 86,5 €/MWh, debido a precios del gas elevados, como efecto directo de la guerra EEUU-Irán, lo cual ha supuesto un incremento mensual de +11,6% (+9,0 €/MWh) respecto a SEP (77,5 €/MWh). Las fracasadas negociaciones para la habilitación de libre circulación de barcos metaneros y petroleros en el Estrecho de Ormuz ha provocado un aumento desmesurado de los futuros de gas esperando un *benchmark* de 89,9 €/MWh para NOV, manteniendo un nivel en torno a 90 €/MWh a lo largo del invierno (DIC-FEB), relajándose en MAR a 85 €/MWh, cayendo en ABR a 73 €/MWh por efecto primavera y Semana Santa. En 2027 se anticipa Q1 a 88, Q2 a 69, Q3 a 65 y Q4 a 61 €/MWh.

en un contexto de persistentes tensiones en Oriente Medio, previsiones de temperaturas más bajas e interrupciones en los suministros noruegos.

Los precios del gas natural en el Reino Unido (NBP) y los precios del gas natural en Europa (TTF) han superado los 230 peniques/termia y 91 €/MWh, respectivamente, cerca de sus niveles más altos desde finales de 2022, ya que las exportaciones de GNL de Oriente Medio siguen restringidas y los niveles de almacenamiento de gas continúan bajos. Se espera que las temperaturas desciendan en toda Europa en segunda quincena NOV, con posibles nuevas olas de frío a finales NOV y principios DIC, lo que podría adelantar la demanda de calefacción. Los flujos de gas noruego se debilitaron al intensificarse las interrupciones, especialmente en el yacimiento de Troll, donde el operador Gassco señaló que la duración de la interrupción seguía siendo incierta. Las preocupaciones sobre el suministro aumentan al ver almacenamiento de la UE inferior al 72%, frente a un promedio estacional quinquenal del 89%, mientras que las reservas de Alemania se sitúan por debajo del 60%. Las tensiones geopolíticas persisten después de que EEUU descartara la necesidad de un acuerdo con Irán y continuaran los ataques contra buques cisterna en el estrecho de Ormuz. Irán sigue insistiendo en que EEUU debe levantar su bloqueo naval y retirar las sanciones contra el país antes de aceptar conversaciones de paz directas.

Las tensiones persistentes y las amenazas a la seguridad en Oriente Medio han avivado la preocupación por la seguridad del transporte marítimo y la menor disponibilidad mundial de energía. Los flujos de GNL procedentes de dicha región siguen siendo aproximadamente un 80% inferiores a los del año pasado. Esto anticipa una competencia más intensa entre Asia y Europa, las dos mayores regiones importadoras de GNL del mundo, por los cargamentos disponibles a medida que se acerca el invierno. Los precios siguen expuestos a nuevas alzas bruscas si el invierno es más frío y persisten las interrupciones del suministro.

Los precios del carbón subieron hasta los 145 dólares por tonelada, recuperándose de sus mínimos de dos meses. Habían alcanzado anteriormente máximos de varios años, ya que los elevados precios del GNL, impulsados por el conflicto en Oriente Medio, fomentaron una mayor dependencia de la generación eléctrica a carbón. Por otra parte, la Agencia Internacional de la Energía proyectó en septiembre que el consumo mundial de carbón alcanzaría un nivel récord este año, pese a los esfuerzos en curso por avanzar hacia fuentes de energía más limpias y al cierre continuado de numerosas centrales eléctricas de carbón en Europa y América del Norte.

2. Mercados de futuros

La media de los precios futuros interanuales del gas "*NOV 2026 – OCT 2027"* muestran síntomas de saturación y de haber alcanzado máximos tendiendo a la baja en todos los mercados energéticos internacionales, inclusive EEUU. Precio interanual futuro *Dated Brent* revierte bruscamente -15,4% frenado por caída del Tipo de cambio US$/€ que pierde -1,8%, induciendo una bajada -3,2%% del Término de Energía del gas en mercado minorista España respecto a valores interanuales de hace un mes (caso indexación Brent y TC), teniendo en cuenta las tarifas

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

de ATR actualizadas a 1 OCT 2026 (peajes, cargos y cánones del sistema gasista). Sin embargo, en valor acumulado, **los precios de gas como materia prima son ahora aún más altos que en 2020, aproximadamente un 485% de incremento**. Se acentúa el impacto de la renovación de nuevos contratos de suministro de gas para industrias, que ya venían arrastrando un incremento estructural de los contratos entre un +110% y +140% en los precios del gas. Si tenemos en cuenta nuevas fórmulas (actualizadas) bajo el nuevo estadio de precios, las subidas son de escándalo, superando en muchos casos la tarifa de gas regulada (de referencia o de último recurso o TUR) del sector gasista para clientes domésticos (baja presión de gas). Esto es un hecho que sigue provocando serios problemas de tesorería en las industrias gas-intensivas y/o calor-intensivas. Las ayudas iniciales del gas para las industrias han sido muy restringidas a unos pocos sectores, excluyendo a la inmensa mayoría de las industrias.

Los precios interanuales del gas han caído levemente. El precio interanual del *hub* de gas España-Portugal (Mibgas) ha revertido -1,0% respecto a valores de hace un mes. Los *hubs* de gas europeos, el TTF y NBP también han bajado -0,1% y -1,2%, respectivamente. En mismo sentido, el gas Henry Hub de EEUU, índice NYMEX, ha revertido otra vez –6,0% debido a que estaba exportando a precios muy altos. Por su parte, los futuros del carbón han revertido fuertemente -11,2% respecto a valores de hace un mes. En España, ahora se echa en falta las plantas de carbón, que ya se han desmantelado (explosionado) en su totalidad, con lo cual los consumidores tienen que enfrentar el grave impacto de subidas del gas y de una mayor presión inflacionista.

Así, los futuros interanuales del *Dated Brent* han pasado de 104,2 a 88,2 US$/bbl, y los futuros del Tipo de Cambio pasan de 1,1311 a 1,1108 US$/€.

La media interanual de los futuros del Mibgas pasa de 76,2 a 75,4 €/MWh.

La media interanual de los futuros del TTF pasa de 76,65 a 76,55 €/MWh.

La media interanual de los futuros del NBP (UK) pasa de 189,6 a 187,4 GBp/therm.

La media interanual de los futuros del NYMEX pasa de 3,04 a 2,86 US$/MMBtu.

La media interanual de los futuros del Carbón pasa de 148,5 a 131,9 US$/t.

ÍNDICES	DatedBrent US$/bbl	TC US$/€	MIBGAS €/MWh	TTF €/MWh	NBP pence/th	Nymex HH US$/MMbtu	CoalARA US$/t
Oct'26 – Sep'27	104,23	1,13	76,16	76,65	189,65	3,04	148,54
Nov'26 – Oct'27	88,17	1,11	75,40	76,55	187,36	2,86	131,94
Variación (c€/kWh)	-16,06	-0,02	-0,76	-0,11	-2,29	-0,18	-16,60
(%)	-15,4%	-1,8%	-1,0%	-0,1%	-1,2%	-6,0%	-11,2%

Fuente: *Brokers y Traders*. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

Los targets del Dated Brent pasan de 108,9-85,7-77,0 US$/barril a finales de 2026-2027-2028, a niveles de 95,9-79,0-73,6, respectivamente. Curva *forward* a muy largo plazo mantiene perfil *backwardation* con estos niveles más bajos sujetos a incertidumbres geopolíticas derivadas de la guerra de Irán.

Los targets del euro frente al dólar americano pasan de 1,1261-1,1400-1,1616 US$/€ a finales de 2026-2027-2028 a 1,1037-1,1225-1,1411, respectivamente. Perfil *contango* con niveles moderados, frenando eventuales subidas de futuros del Brent, si bien la economía europea muestra síntomas de cierta debilidad macroeconómica por el incremento de gasto público, la deuda pública y del coste de la vida (IPC).

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

Los targets del TTF pasan de 87,5-62,7-39,6 €/MWh a finales 2026-2027-2028, a niveles de 90,9-61,8-36,9, respectivamente. Curva *forward* mantiene perfil *backwardation*. Pero debería bajar aún más (aprox. dos tercios) y de forma sostenida en el próximo año, para que la gran industria europea no huya a otros países, que se preocupan más por las industrias con precios energéticos competitivos y menores restricciones y costes ambientales. No hay presupuesto ni margen para repercutir los precios energéticos a los productos manufacturados en Europa (serían sustituidos aún más por productos asiáticos). No se puede esperar dos años más con precios del gas por las nubes. A ver quién sobrevive a los precios de la guerra de Irán.

Los futuros MIBGAS anticipan medias anuales para 2026-2027-2028 pasan de 59,1-70,3-44,4 a 59,9-70,6-41,6 €/MWh, respectivamente. Desde 22 OCT 2026, han empezado a cotizar futuros de 2029 y 2030, a niveles de 33,8-27-8, y al cierre de esta edición bajaban a niveles de 29,3-26,1 €/MWh, respectivamente. El 2023 ha cerrado un precio de contado a 39,2 más de un 60% inferior al escandaloso precio de 2022 (100 €/MWh). El 2024 ha cerrado a 34,9 €/MWh caída de -4,3 €/MWh (-11%) respecto a 2023. El 2025 ha cerrado a 35,9 €/MWh, lo cual supone una leve subida de +1 €/MWh (+3%) respecto 2024.

Evolución de los futuros de gas

Si tenemos en cuenta los futuros a lo largo de 2022 del MIBGAS y vemos el cierre anual del contado finalmente a 100,0 €/MWh, resulta cuanto menos curioso y se puede entender como un precio objetivo (target) alcanzado (cifra redonda), que ha permitido hacer caja y mejorar la cuenta de resultados de las empresas gasistas.

En 2020 el MIBGAS ha cerrado a 10,2 €/MWh, el menor precio anual desde que arrancó a mediados de Dic 2015, debido a la menor actividad económica y menor demanda de gas. Pero para la industria es terrible que un *commodity* se multiplique casi 9 veces (878%) en dos años (2022) y 4 veces superior en 2023 (39,2 €/MWh) y algo parecido en 2025 que ha cerrado a 35,9 €/MWh.

En cuanto a los contratos de gas del ***month-ahead*** (precio mercado secundario de gas para el mes siguiente) en **MIBGAS**, tenemos la siguiente evolución registrada recientemente:

- **DIC 2026: ha tenido 10 días de actividad en MIBGAS en lo que llevamos de mes (del 1 al 13 NOV), marcando MAX 93,6, medio 87,8 y MIN 81,0. Última cotización (13/Oct/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 89,8. La media acumulada del futuro OMIP 65,3 con Máx/Mín de 103,1/39,0.**
- **NOV 2026: ha tenido 22 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 103,1, medio 85,8 y MIN 72,5. Última cotización (30/Oct/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 103,1. La media acumulada del futuro OMIP 60,7 con Máx/Mín de 103,1/39,3. *Benchmark Spot* mensual MIBGAS 89,9.**
- OCT 2026: ha tenido 22 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 82,3, medio 75,0 y MIN 70,1. Última cotización (29/Sep/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 70,15. La media acumulada del futuro OMIP 54,0 con Máx/Mín de 82,3/37,9. *Spot* mensual MIBGAS 86,5.
- SEP 2026: ha tenido 21 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 69,7, medio 61,9 y MIN 51,9. Última cotización (31/Ago/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 69,7. La media acumulada del futuro OMIP 50,4 con Máx/Mín de 69,7/37,8. *Spot* mensual MIBGAS 77,5.
- AGO 2026: ha tenido 23 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 63,7, medio 54,3 y MIN 42,8. Última cotización (31/Jul/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 60,0. La media acumulada del futuro OMIP 45,3 con Máx/Mín de 63,7/27,6. *Spot* mensual MIBGAS 62,1.

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

- JUL 2026: ha tenido 22 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 49,9, medio 44,9 y MIN 40,6. Última cotización (30/Jun/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 43,8. La media acumulada del futuro OMIP 39,7 con Máx/Mín de 61,1/25,4. *Spot* mensual MIBGAS 55,5.

- JUN 2026: ha cotizado 20 días en MIBGAS, marcando MAX 51,2, medio 46,7 y MIN 43,1. Última cotización (29/May/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 46,3. La media acumulada del futuro OMIP 36,7 con Máx/Mín de 61,5/24,6. *Spot* mensual MIBGAS 44,9.

- MAY 2026: ha cotizado 20 días en MIBGAS, marcando MAX 52,0, medio 43,7 y MIN 37,9. Última cotización (30/Abr/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 45,7. La media acumulada del futuro OMIP 34,0 con Máx/Mín de 61,5/24,6. *Spot* mensual MIBGAS 46,2.

- ABR 2026: ha cotizado 22 días en MIBGAS, marcando MAX 60,2, medio 51,8 y MIN 43,0. Última cotización (30/Mar/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 50. La media acumulada del futuro OMIP 32,2 con Máx/Mín de 61,4/24,9. *Spot* mensual MIBGAS 44,3.

- MAR 2026: ha cotizado 20 días en MIBGAS, marcando MAX 33,3, medio 30,2 y MIN 27,9. Última cotización (27/Feb/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 30,6. La media acumulada del futuro OMIP 30,3 con Máx/Mín de 37,2/25,8. *Spot* mensual MIBGAS 52,7.

- FEB 2026: ha cotizado 20 días en MIBGAS, marcando MAX 39.6, medio 33,6 y MIN 27,2. Última cotización (30/Ene/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 38,2. La media acumulada del futuro OMIP 31,4 con Máx/Mín de 39,6/26,2. *Spot* mensual MIBGAS 31,4.

- ENE 2026: ha cotizado 21 días en MIBGAS, marcando MAX 28,3, medio 27,2 y MIN 26,2. Última cotización (31/Dic/25) en MIBGAS y OMIP ha sido 28,1. La media acumulada del futuro OMIP 31,9 con Máx/Mín de 36,8/26,2. *Spot* mensual MIBGAS 35,6.

En el fichero Excel se detallan los precios futuros mensuales desde enero hasta noviembre de 2027, destacando que desde el 22 OCT 2026 han empezado a publicarse los futuros desde MAY hasta OCT 2027, y desde el 2 NOV 2026 ha empezado a publicarse los futuros NOV 2027. Disponer de estas cotizaciones es clave para saber cómo se va comportando la curva *forward* mes a mes.

Respecto a los futuros o derivados de gas a medio y largo plazo en el OMIP, cabe destacar los estadísticos de los futuros siguientes:

- Futuro Año 2019 ha cotizado desde 24 Nov 2017 hasta 28 Dic 2018, entre 18,3 y 28,2, con una media de 22,5. El contado (MIBGAS) cerró a 15,4, nivel por debajo del valor MIN del futuro.

- Futuro Año 2020 ha cotizado desde 2 Ene 2018 hasta 30 Dic 2019, entre 13,3 y 25,3, y media 20,3. El contado (MIBGAS) cerró a 10,2, nivel por debajo del valor MIN del futuro.

- Futuro Año 2021 ha cotizado desde 2 Ene 2019 hasta 30 Dic 2020, entre 12,3 y 22,7, y media 17,1. El contado (MIBGAS) cerró a 47,7, nivel por encima del valor MAX del futuro.

- Futuro 2022 ha cotizado desde 2 Ene 2020 hasta 30 DIC 2021, con valores acumulados entre 13,4 y 138,5, y media 25,2. Cierre del contado (MIBGAS) ha sido 100,0, lo cual implica casi 3,97 veces (397%) superior a la media del futuro. El futuro fue bajando a finales de año 2021 desde el Máx (138,5) de 21Dic hasta 79,8 (30Dic).

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

- Futuro 2023 ha cotizado desde 4 Ene 2021 hasta 29 DIC 2022, con valores acumulados entre 16,2 y 291,5 y media 63,5. Última cotización a 79,4 (29 DIC2022). El contado ha cerrado a 39,2, muy por debajo del valor MED del futuro.

- Futuro 2024 ha cotizado desde 3 Ene 2022 hasta 28 DIC 2023, con valores acumulados entre 30,5 y 193,1 y media 61,9. Última cotización a 33,8 (28 DIC 2023). El contado ha cerrado a 34,9, casi la mitad de la media del futuro y +4,5 €/MWh por encima del valor mínimo del futuro.

- **Futuro 2025** ha cotizado desde 2 Ene 2023 hasta 30 DIC 2024, con valores acumulados entre 26,4 y 53,7 y **media 40,0**. **Última cotización a 45,9 (30 DIC 2024).** El contado ha cerrado a **35,9**, valor por debajo de la media del futuro (-4,1 €/MWh, -10%).

- **Futuro 2026** ha cotizado desde 2 Ene 2024, con valores acumulados entre 25,3 y 43,9 y **media 32,2**. **Última cotización a 26,85 (30 DIC 2025).** *Benchmark* estimado del contado para 2026 ha subido a **59,9**, lo cual supone un incremento de +0,8 €/MWh (+1,3%) respecto a valores de hace un mes **(59,1)**. El contado de 2026 casi va a duplicar la media del futuro, inclusive un 50% superior del valor máximo del futuro. La guerra de Irán era algo impredecible (retrospectiva año pasado).

- **Futuro 2027** ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2025, con valores acumulados entre **23,9 y 80,4** y media **34,7**. **Última cotización a 70,6 (13 Nov 2026).**

- **Futuro 2028** ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2026, con valores acumulados entre 22,1 y 49,5 y media **29,6**. **Última cotización a 41,6 (13 Nov 2026).**

- **Futuro 2029** ha empezado a cotizar desde 22 Oct 2026, con valores acumulados entre 29,2 y 35,2 y media **32,2**. **Última cotización a 29,4 (13 Nov 2026).**

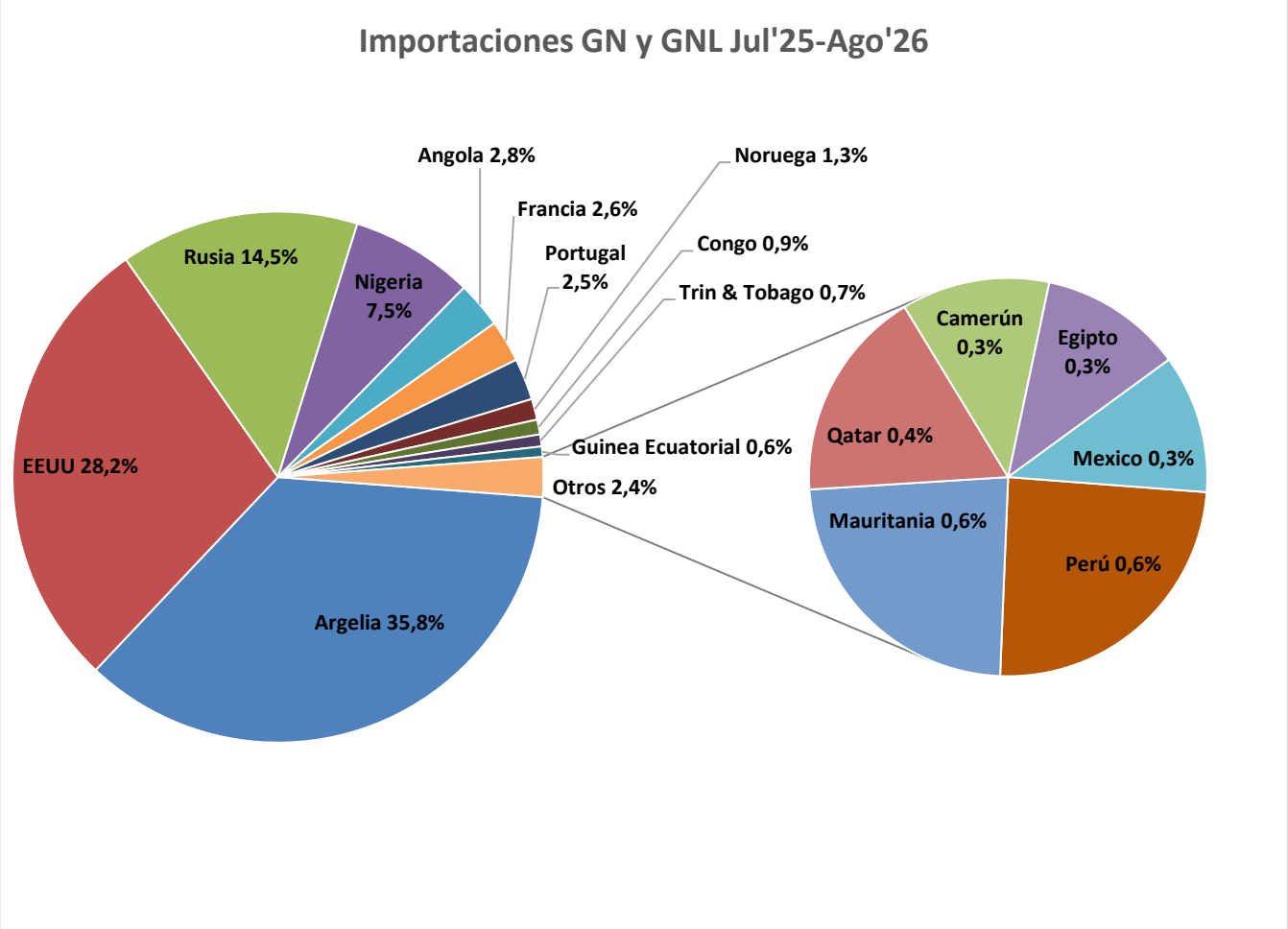
- **Futuro 2030** ha empezado a cotizar desde 22 Oct 2026, con valores acumulados entre 25,9 y 28,9 y media **27,4**. **Última cotización a 26,1 (13 Nov 2026).**

3. Dependencia energética y seguridad del suministro

Como venimos insistiendo, los países asiáticos siguen sustituyendo a Europa como destino del gas ruso y de Oriente Medio, cerrando aprovisionamientos a largo plazo con más de dos terceras partes del gas mundial, dejando menos de una tercera parte a los países europeos. Sin duda el control de los precios de los mercados gasistas internacionales por estrategias de geopolítica energética viene y seguirá condicionando la competitividad de las industrias europeas. Mientras, Europa sigue sin decidir la extracción del gas autóctono. Excesivo optimismo respecto a disponibilidad del gas almacenado (importado) en Europa.

La falta de importación de más volumen de gas “barato” de Argelia a España también está repercutiendo en la especulación del precio del gas desde otros países. Casi todo el gas que venía por el Magreb se dedicaba a suministros acogidos a la TUR de gas. El aumento de las importaciones de gas de EEUU puede compensar las reducciones del gas de Rusia y Argelia, pero no por mucho tiempo. Quizás el proyecto de extracción de gas de Marruecos en las costas cercanas a Canarias, permita disponer de un gas más barato que el de Argelia. Eso tenemos que verlo (contratarlo) para creerlo.

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.



País	Cuota	IMP (GWh)
Argelia	35,8%	131.883
EEUU	28,2%	103.923
Rusia	14,5%	53.512
Nigeria	7,5%	27.660
Angola	2,8%	10.340
Francia	2,6%	9.419
Portugal	2,5%	9.298
Noruega	1,3%	4.699
Congo	0,9%	3.325
Trin & Tobago	0,7%	2.673
Guinea Ecuatorial	0,6%	2.344
Perú	0,6%	2.171
Mauritania	0,6%	2.076
Qatar	0,4%	1.536
Camerún	0,3%	1.069
Egipto	0,3%	1.034
Mexico	0,3%	999
Total	100,0%	367.961

Fuente: CORES. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

Como puede apreciarse en gráfica y tabla de importaciones interanuales hasta JUL 2026, tenemos una fuerte dependencia de gas (competitivo) proveniente de Argelia (35,8%), EEUU (28,2%), Rusia (14,5%), Nigeria (7,5%), Angola (2,8%), Francia (2,6%) y Portugal (2,5%). Cabe destacar que el gas de Argelia es 12,2% GNL (barcos) y 87,8% GN (gasoducto), mientras que las importaciones de GNL/GN desde Noruega es una proporción del 81,9%/18,1%.

4. Impacto de los precios del gas en la industria

La cogeneración y la industria en general difícilmente van a poder sufragar el encarecimiento de los costes de la materia prima con los nuevos precios de aprovisionamiento de gas previstos ahora hacia adelante, en el mejor de los casos (Indexación antigua al Brent y Tipo de cambio) **un precio variable sobre el consumo en torno a 61,5-66,9 €/MWh, incluyendo las variaciones de los cargos y peajes a partir de 1 OCT 2026, sin incluir los costes fijos ni las tasas (CNMC, GTS, FNEE, IEH**). Sin embargo, la cruda realidad es que l**as comercializadoras de gas están suministrando con contratos indexados al TTF o MIBGAS, lo cual supone un coste de unos +15 €/MWh adicionales** a los de la antigua fórmula Cost-Plus (Brent y TC).

Se están viendo obligados a subir los precios de los productos manufacturados para evitar cierres o paradas hasta que pase esta coyuntura que se está alargando demasiado en el tiempo (por lo menos hasta 2028). La nueva revisión de los precios regulados de la cogeneración con régimen retributivo parece que va a ayudar a compensar las pérdidas que se vienen arrastrando desde 2021. Ello redundará en beneficios para los consumidores (precios más competitivos) y al medio ambiente (menos emisiones de CO2) y a trabajadores (menos parados), entre otros, ayudando a cumplir objetivos del plan de ahorro y eficiencia energética, ya que las fábricas asociadas NO tendrían que sustituir la energía térmica de la cogeneración por tradicionales calderas de vapor quemando combustibles fósiles con muy bajo rendimiento energético y el consiguiente aumento de las emisiones de CO2. Esperemos que no lleguemos a sufrir ese estadio de funcionamiento ruinoso y contaminante para todos y especialmente para el medioambiente. Supondría un auténtico fracaso ambiental y comprometería los objetivos asumidos por España dentro del marco energético de la Agenda 2030. A la cogeneración hay que apoyarla Si o Sí, más aun siendo consciente el gobierno de que la cogeneración es la energía SÍNCRONA más eficiente y está donde más se la necesita, al lado de la demanda industrial, ayudando al OS en la gestión de redes, aportando estatismo (inercia) para el mantenimiento de la frecuencia y controlando las tensiones.

El gobierno de EEUU había planteado el reto de inducir el petróleo (fuera de EEUU) progresivamente a niveles entre 40 y 30 US$/bbl, y lo había conseguido, pero ahora se le achaca la escalada alcista de los precios del gas de forma repentina. En todo caso, para Europa no teníamos un nivel competitivo para las industrias antes de esta nueva guerra de Irán. Urgen medidas paliativas desde los gobiernos europeos para los consumidores de gas y electricidad.

Podemos ver cierre de empresas/industrias en Europa si no se establecen ayudas o compensaciones contundentes, pues en 2025 cerramos a **35,9 €/MWh**, lo cual triplica la media más competitiva (2020: 10,2 €/MWh). La industria NO podrá resistir un coste de materia prima tan elevado durante tanto tiempo. Lo venimos advirtiendo. Ya hay industrias que se están yendo gradualmente a países como por ejemplo Eslovaquia, Eslovenia y Polonia, y explorando Marruecos, Croacia, Serbia y Montenegro, entre otros.

Cabe intuir que las multinacionales gasistas van a seguir intentando compensar futura caída de ingresos por la ola ambientalista que se ha comprometido en centrar la expansión de las renovables sin consulta popular al ciudadano, que es quien finalmente terminará pagando la politización de la energía y el medioambiente, por un futuro limpio pero que puede condicionar el consumo y desarrollo/bienestar de España y demás países europeos, mientras algunos países siguen apostando por el carbón y la nuclear. Los norteamericanos por el gas de fractura

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

hidráulica, teniendo las reservas de Alaska y el corredor mesoamericano aún sin explotar, y ahora los acuerdos para invertir en la reactivación de la industria petrolera y gasista en Venezuela y muy probablemente Irán.

5. Contratación y estrategias de cobertura del gas

La medida de indexación del precio del MIBGAS sobre el precio del MIBEL desde 15 JUN 2022 hasta 31 MAY 2023, extendida por RDL3/2023 hasta 31 DIC 2023, ha dejado de aplicarse en 2024.

Como siempre insistimos en recomendar la optimización de la denominada Qd asociada al caudal diario máximo contratado, porque el término de capacidad ha dejado de facturarse con el modo de facturación tipo 2 (banda del 85%-105%) y se paga la Qd tal cual se tenga contratada, penalizando (tres veces: factor de penalización de 3) diariamente los excesos. Toca analizar con lupa los costes repercutidos al Término de Capacidad.

Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio permite ajustar varias veces la Qd hasta 31 DIC 2026. También baja el IVA al 10% hasta 30 JUN 2026, así como los tipos impositivos sobre hidrocarburos (hay que verificarlo con la comercializadora de gas y si es preciso comunicarlo a la Agencia Tributaria mediante el correspondiente anexo al contrato de suministro de gas en vigor). También hay que verificar con la comercializadora de gas la actualización del canon de almacenamiento.

Las coberturas de gas están a precios que parecen ser competitivos, pero no lo suficiente como para volver a presupuestos de hace dos años. Asegurar precios en coyunturas como la actual puede evitar nuevos incrementos, pero perder la oportunidad de recoger caídas más adelante. Los precios de los *hubs* internacionales han bajado por el efecto de treguas en las guerras en Oriente Medio, y entre Rusia y Ucrania, pero podrían reactivarse nuevamente. Las fórmulas de indexación sobre Brent tienen los días contados, especialmente por la incertidumbre en el Tipo de Cambio US$/€. Las indexaciones al TTF y MIBGAS están arrojando mejores resultados que el NBP. Para renovaciones, las fórmulas *cost-plus* están repercutiendo subidas aún mayores que con el TTF. Los industriales están optando a indexaciones sobre *hubs* de gas europeos, especialmente TTF. En ese caso, hay que prestar especial atención a las valoraciones de productos TTF *Day Ahead* versus TTF *Month Ahead*.

Una solución salomónica podría ser indexación mixta: una parte (X%) sobre Brent y TC, otra parte (Y%) a precio de un *hub* de gas como el TTF o MIBGAS, y resto (Z = 1 – X – Y), a precio fijo. Tal como estamos viendo ahora mismo, los contratos indexados a gas están aprovechando menores precios que los indexados a Brent. Cuando las bajadas son fuertes, se saca mucha más ventaja en el contado. No se puede desaprovechar cualquier oportunidad de este tipo. (Frente a precios fijos exante).

6. Tarifa de último recurso (TUR)

El Gobierno ha vuelto a subir la TUR para Q4 2026 a 52,5259 €/MWh, lo cual supone un incremento de +3,83 €/MWh (+21,3%) respecto a Q3 2026 (43,29798 €/MWh), aplicable principalmente al sector doméstico y pequeños suministros de gas (oficinas)**.** En ese sentido, es una buena tarifa de refugio (mercado regulado).

El Real Decreto-ley 4/2024, de 26 de junio, por el que se prorrogan determinadas medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo y se adoptan medidas urgentes en materia fiscal, energética y social, en su artículo 25 modificó el artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, añadiendo las letras b) y c), ampliando el ámbito de aplicación de la tarifa de último recurso a las comunidades de propietarios de viviendas de uso residencial y agrupaciones de ellas, a los edificios de titularidad pública destinados a viviendas de uso residencial, a los edificios de patronatos o de organizaciones sin ánimo de

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

lucro destinados al mismo uso y a las empresas de servicios energéticos que presten servicio a todas las categorías anteriores. Por tanto, se pueden acoger a la TUR supuestamente de forma exclusiva los siguientes consumidores:

a. Consumidores individuales con presión de suministro igual o inferior a 4 bar y consumo anual inferior a 50.000 kWh.
b. Comunidades de propietarios de viviendas de uso residencial y agrupaciones de ellas, constituidas conforme los artículos 5 y 24 de la Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal, así como a las empresas de servicios energéticos que les presten servicio.
c. Los edificios de titularidad pública destinados a viviendas de uso residencial y edificios de patronatos o de organizaciones sin ánimo de lucro destinados al mismo uso.
d. Las empresas de servicios energéticos que presten servicio a las anteriores.

Debería existir una TUR de refugio a precio fijo para consumidores industriales o gran comercio en dificultades (en vez de MIBGAS + recargo del 20%, aparte del recargo sobre costes regulados) o bien una Tarifa de Referencia temporal basada en subastas de gas a mercado libre para asegurar la supervivencia de la industria. Las compras de gas a nivel europeo no están redundando en mejoras relevantes respecto a lo que se está comprando localmente en España, si bien supone una fuente de mejora del margen bruto de las comercializadoras de gas. Con las nuevas TUR's, es probable que la Comercializadora de Referencia de la zona franquiciada pueda socorrer a una industria que no tenga contrato a mercado libre. Sin animar a ello, a modo de referencia se detallan las nuevas TUR's en vigor desde 1 OCT 2026. Cualquier industria en situación vulnerable podría desear la TUR que le pudiese corresponder (TUR8, TUR9, TUR10 equivalentes a RL8, RL9 y RL10) según Consumo Anual Contratado (CAC).

Tipo Tarifa	CONSUMO ANUAL (kWh/año)	Término Fijo €/mes/Cliente	Término Variable cent€/kWh	Subida TV	
				c€/kWh	%
TUR1	Consumo ≤ 5.000	3,83 €	5,252590	0,923	21,3%
TUR2	5.000 < Consumo ≤ 15.000	8,17 €	5,042762	0,923	22,4%
TUR3	15.000 y ≤ 50.000	19,32 €	4,698799	0,923	24,4%
TUR4	50.000 < Consumo ≤ 300.000	54,82 €	5,013845	0,923	22,6%
TUR5	300.000 < Consumo ≤ 1.500.000	299,66 €	5,007554	0,923	22,6%
TUR6	1.500.000 < Consumo ≤ 5.000.000	1.347,14 €	4,181028	0,923	28,3%
TUR7	5.000.000 < Consumo ≤ 15.000.000	4.108,56 €	3,809061	0,923	32,0%
TUR8	15.000.000 < Consumo ≤ 50.000.000	7.548,89 €	3,777202	0,923	32,3%
TUR9	50.000.000 < Consumo ≤ 150.000.000	10.118,94 €	3,755793	0,923	32,6%
TUR10	150.000.000 < Consumo ≤ 500.000.000	29.505,60 €	3,741689	0,923	32,8%
TUR11	Consumo > 500.000.000	187.412,84 €	3,710946	0,923	33,1%

Fuente: Resolución 30 SEP 2026, de la DGPEM, TUR de gas natural Q4 2026.

7. Nuevos productos y mercados de MIBGAS

Desde 12 SEP 2023, el MIBGAS ofrece nuevos productos MIBGAS indexados al TTF. Se puede contratar gas con entrega física en el punto virtual español MIBGAS PVB, cuyo precio es el del punto virtual holandés TTF para cada día en el que se produce la entrega del gas más un diferencial (spread). Este spread es el que se contrata.

Desde 20 FEB 2024, los nuevos productos denominados futuros de gas natural indexados al precio diario de MIBGAS (LPI o Last Price Index day ahead) ya están disponibles en la plataforma de MIBGAS. De hecho, se han registrado las primeras transacciones de este nuevo producto: la de un contrato de gas con entrega el mes siguiente, es decir, para el mes de marzo con este nuevo producto de MIBGAS Derivatives. Son contratos con

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

entrega física en el PVB (punto virtual de balance español) y no financieros, y cotizarán con un diferencial respecto al índice LPI. Se pueden negociar en la plataforma de MIBGAS o ser registrados como bilaterales OTC y son compensados y liquidados por la cámara de compensación OMIClear.

MIBGAS ha anunciado la creación del mercado organizado para la negociación de CAE's (Certificados de Ahorro Energético) para contribuir así al desarrollo y fomento de la eficiencia energética. Este mercado se desarrollará en la plataforma electrónica de negociación de MIBGAS y contribuirá a potenciar la negociación de CAE's entre los actores de este mercado, facilitando el intercambio de los CAE's y creando señales de precio públicas. El desarrollo de un mercado secundario de CAE's es clave para incentivar las actuaciones de ahorro energético y la generación de estos certificados, que al tener un precio de cotización transparente aumentarán su atractivo y posibilidad de rentabilizar las inversiones realizadas. El RDL 7/2026 ya faculta al OMIE y MIBGAS para el desarrollo y gestión de la plataforma electrónica del sistema CAE.

8. Hidrógeno renovable en España

MIBGAS ha lanzado el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable el 16 DIC 2024, con un precio de 5,85 €/kg (148,36 €/MWh). La publicación de esta nueva señal de precios se actualiza semanalmente. El MIBGAS IBHYX refleja el coste de producción del hidrógeno renovable, es decir, el precio mínimo al que está dispuesto a vender un productor para obtener la rentabilidad esperada o, dicho de otro modo, la señal de precio de la oferta (*Ask*) de hidrógeno renovable producido en la península ibérica en una planta de electrólisis tipo. Esta señal representa el coste nivelado de producción del hidrógeno renovable de acuerdo con los criterios establecidos en los actos delegados de la UE para la obtención de hidrógeno RFNBO (*Renewable Fuel of Non Biological Origin*). La metodología empleada se ha basado en los costes de producción para, en un primer paso, llegar a definir y a aunar criterios para la obtención del precio de producción en Iberia de este vector energético, que es lo que representa el índice MIBGAS IBHYX. El siguiente paso será conocer el precio de la demanda (*Bid*), el que está dispuesto a pagar un demandante (*off-taker*) de hidrógeno renovable. El gap o diferencial entre estos dos precios determinará el grado de liquidez del mercado.

Índice MIBGAS IBHYX		
Fecha	**Precio (€/MWh)**	**Precio (€/kg)**
10/11/2026	159,35	6,28
03/11/2026	160,11	6,31
27/10/2026	160,87	6,34
20/10/2026	160,37	6,32
13/10/2026	159,35	6,28
06/10/2026	158,59	6,25
29/09/2026	159,10	6,27
22/09/2026	158,59	6,25
15/09/2026	159,35	6,28
08/09/2026	158,59	6,25
01/09/2026	157,83	6,22
25/08/2026	157,83	6,22
18/08/2026	158,08	6,23
11/08/2026	157,83	6,22
04/08/2026	157,57	6,21
28/07/2026	157,83	6,22
21/07/2026	157,83	6,22
14/07/2026	157,83	6,22

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

07/07/2026	157,57	6,21
30/06/2026	157,32	6,20
23/06/2026	157,57	6,21
16/06/2026	157,57	6,21
09/06/2026	158,08	6,23
02/06/2026	158,08	6,23
26/05/2026	157,83	6,22
19/05/2026	158,59	6,25
12/05/2026	158,08	6,23
05/05/2026	158,59	6,25
28/04/2026	158,34	6,24
21/04/2026	158,08	6,23
14/04/2026	158,08	6,23
07/04/2026	158,08	6,23
31/03/2026	158,34	6,24
24/03/2026	158,34	6,24
17/03/2026	158,08	6,23
10/03/2026	157,79	6,21
03/03/2026	157,32	6,20
24/02/2026	157,07	6,19
17/02/2026	157,07	6,19
10/02/2026	156,81	6,18
03/02/2026	157,32	6,20
27/01/2026	157,07	6,19
20/01/2026	156,31	6,16
13/01/2026	156,56	6,17
06/01/2026	156,81	6,18
30/12/2025	153,77	6,06
23/12/2025	154,02	6,07
16/12/2025	153,77	6,06
09/12/2025	154,02	6,07
02/12/2025	153,51	6,05
25/11/2025	154,28	6,08
18/11/2025	154,53	6,09
11/11/2025	154,28	6,08
04/11/2025	154,28	6,08
28/10/2025	154,28	6,08
21/10/2025	154,02	6,07
14/10/2025	154,28	6,08
07/10/2025	154,78	6,10
30/09/2025	154,53	6,09
23/09/2025	154,78	6,10
16/09/2025	154,53	6,09
09/09/2025	154,53	6,09
02/09/2025	155,04	6,11
26/08/2025	155,04	6,11
19/08/2025	154,78	6,10
12/08/2025	154,53	6,09
05/08/2025	154,53	6,09

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

29/07/2025	155,04	6,11
22/07/2025	155,04	6,11
15/07/2025	155,54	6,13
08/07/2025	155,29	6,12
01/07/2025	151,23	5,96
24/06/2025	151,48	5,97
17/06/2025	150,98	5,95
10/06/2025	150,98	5,95
03/06/2025	150,98	5,95
27/05/2025	150,98	5,95
20/05/2025	150,98	5,95
13/05/2025	150,98	5,95
06/05/2025	150,72	5,94
29/04/2025	150,22	5,92
22/04/2025	150,22	5,92
15/04/2025	149,71	5,90
08/04/2025	149,45	5,89
01/04/2025	149,45	5,89
25/03/2025	149,20	5,88
18/03/2025	149,45	5,89
11/03/2025	149,20	5,88
04/03/2025	148,44	5,85
25/02/2025	148,19	5,84
18/02/2025	148,19	5,84
11/03/2025	149,20	5,88
04/03/2025	148,44	5,85
25/02/2025	148,19	5,84
18/02/2025	148,19	5,84
11/02/2025	147,68	5,82
04/02/2025	147,93	5,83
28/01/2025	148,19	5,84
21/01/2025	148,69	5,86
14/01/2025	149,45	5,89
07/01/2025	149,71	5,90
31/12/2024	149,45	5,89
24/12/2024	149,20	5,88
16/12/2024	148,36	5,85

Fuente: GreenEnergy/Mibgas. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

9. Peajes, cánones y cargos del sistema gasista

Respecto a la regulación de las ATR para la temporada de Gas desde 1 OCT 2025:

- PEAJES: Resolución de 18 de septiembre de 2025, de la CNMC, por la que se establece la cuantía de retribución del gestor técnico del sistema gasista y la cuota para su financiación en el año de gas 2026.
- CARGOS y ALMACENAMIENTO: Orden TED/1062/2025, de 25 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2026.

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

Los peajes han subido brutalmente en términos fijos y han bajado en menores ratios los términos variables, lo cual implicará un aumento generalizado de los peajes actuales de aprox. +6% (RL11) hasta +57% (RL7), en posición PVB, a partir de 1 Oct 2025.

Este aumento se debe principalmente a la menor demanda de gas para la generación de electricidad y a la reducción de ingresos en las plantas de Gas Natural Licuado (GNL).

Los nuevos cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos, bajan -6,2% a partir del 1 Oct 2025.

El impacto global supone una subida media entre 8,1%-9,4% (RL8), 13,3%-14,7% (RL9) y 8,1%-9,4% (RL10) en posición PVB.

El impacto del nuevo ATR a cliente final depende de los contratos suscritos con la comercializadora y la metodología aplicable, a veces desconocida por el cliente. El impacto es tan relevante que conviene revisar las nuevas facturas de consumo desde el mes de OCT 2025 hasta la fecha actual.

Por cierto, la cuota del GTS ha sido reducida del 1,526% (hasta 30 Sep 2025) al 1,354% (desde 1 Oct 2025) y la tasa de la CNMC se mantiene en 0,14%.

Respecto a la regulación de las ATR para la temporada de Gas desde 1 OCT 2026:

Real Decreto 924/2026, de 28 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. Este nuevo RD que entró en vigor el 29 OCT 2026, contempla modificaciones relevantes:

- Periodo regulatorio de temporada gas a efectos de costes y cánones de almacenamiento: se adelanta al 1 OCT 2026, en lugar del 1 ENE 2027, sincronizándose con el “año gasista” de peajes y cargos.
- Mayor flexibilidad para la aprobación de cargos: se permite, excepcionalmente, aprobar nuevos cargos durante el año de gas para atender costes sobrevenidos o situaciones extraordinarias imprevisibles, debidamente justificadas, siempre que dichos costes hayan sido previamente definidos como cargos mediante una norma con rango legal y con antelación suficiente para adaptar los procedimientos de facturación.
- Nuevos cargos específicos y principio de causalidad: se contempla la posibilidad de establecer cargos unitarios específicos aplicables a los usuarios que originen determinados costes, evitando su reparto indiscriminado entre todos los consumidores. Su metodología deberá respetar los principios de causalidad, objetividad, no discriminación, transparencia, proporcionalidad y eficiencia económica, evitando subvenciones cruzadas.
- Nueva metodología retributiva de los almacenamientos subterráneos: se incorporan incentivos vinculados a la adquisición eficiente de suministros y a la fiabilidad y valorización de los activos, se reconoce el 90 % de los costes de derechos de emisión de CO_2, netos de las asignaciones gratuitas y de los posibles ingresos por su venta, y se simplifica la acreditación de determinados costes de operación y mantenimiento. Se mantiene la actual estructura y metodología de cálculo de los cánones de almacenamiento.

Aplicación de los cargos y cánones para el año de gas 2027:

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

- La disposición transitoria V establece que, excepcionalmente, los cargos, las retribuciones de los almacenamientos subterráneos y sus cánones correspondientes al año de gas 2027 (1 OCT 2026 a 30 SEP 2027) podrán aprobarse una vez iniciado dicho periodo.

En este caso, se distingue su aplicación temporal:

- Las retribuciones de los almacenamientos subterráneos tendrán efectos desde el 1 de octubre de 2026.
- Los nuevos cargos y cánones serán aplicables desde el primer día del mes siguiente al de su publicación, sin efectos retroactivos al inicio del año de gas.
- Por tanto, había quedado pendiente la aprobación de la orden ministerial de valores definitivos de cargos y cánones para 2027, mientras que los Cargos del Sistema 2026 permanecían prorrogados.

El 31 OCT 2026 se ha publicó en el B.O.E. la Orden TED/1149/2026, de 30 de octubre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2027. Actualiza los Cargos del Sistema gasista para 2027 e introduce mediante diversas modificaciones de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS), aprobadas por la Orden TED/181/2025.

Modificaciones de las NGTS

Afectan a la Calidad del Gas y al reconocimiento de Instalaciones Industriales Sensibles, incluyéndose un Registro de Instalaciones y Equipos Sensibles:

- Límites de oxígeno (O_2), dióxido de carbono (CO_2) e hidrógeno (H_2)
  - Oxígeno (O_2): Reduce del 1% al 0,4% mol el límite máximo permitido para la inyección de biometano, para todos los niveles de presión.
  - Dióxido de carbono (CO_2): posibilidad de aplicar un límite máximo del 4% mol para todos los niveles de presión.
  - Hidrógeno (H_2): Mantiene los límites vigentes: concentración máxima del 5% mol de H_2 tras la mezcla en la red, siempre que el GTS acredite mediante simulaciones hidráulicas que en las instalaciones y equipos sensibles al hidrógeno no se supera el 2% mol. Este último límite se aplica también a las conexiones internacionales, salvo acuerdo para admitir porcentajes superiores. En el caso del biometano inyectado, el límite general de H_2 es del 2% mol, ampliable al 5% mol bajo esas condiciones.

    La aplicación de estos límites de O_2 y CO_2, así como la posibilidad de alcanzar el 5% mol de H_2, está condicionada a que el Gestor Técnico del Sistema (GTS) acredite, mediante simulaciones hidráulicas, que se respetan las condiciones de seguridad e integridad de las instalaciones del sistema y de los equipos de consumo sensibles.

- Régimen transitorio para las plantas de biometano

  La disposición transitoria única establece las siguientes condiciones:

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

- Solicitudes de conexión ya presentadas sin contrato firmado: el nuevo límite de oxígeno será aplicable a partir del 1 OCT 2027.
- Instalaciones con contrato firmado y límite superior al 0,4%: deberán cumplir el nuevo límite a partir del 1 OCT 2027, salvo que acrediten mediante un informe técnico-económico que la reducción exige inversiones que comprometen su sostenibilidad económica. El GTS realizará un nuevo análisis de conformidad en 20 días hábiles.
- Instalaciones con contrato firmado y límite inferior al 0,4%: podrán solicitar al GTS, hasta el 30 NOV 2026, un nuevo análisis de conformidad para revisar el límite autorizado, siempre que no se vean afectados análisis de conformidad anteriores.
- Las instalaciones con contratos anteriores podrán mantener determinadas especificaciones de calidad del gas distintas del oxígeno, siempre que cumplan la normativa vigente cuando firmaron sus contratos.

Estas excepciones no se aplicarán a las ampliaciones de capacidad de inyección solicitadas tras la entrada en vigor de la orden.

- Reconocimiento de instalaciones industriales sensibles a la composición del gas. Registro de Instalaciones y Equipos Sensibles (RIES).
  - Se incorporan definiciones específicas de instalaciones y equipos sensibles a las concentraciones de O_2, H_2, CO_2 y otros componentes del gas.
  - Instalación del sistema o equipo de consumo sensible al O2, H2 y CO2: Aquella infraestructura o equipo de consumo conectado al sistema gasista cuyos requerimientos de integridad, condiciones de seguridad u operabilidad puedan verse comprometidos por desviaciones de la calidad del gas cuando se supere el valor de referencia de calidad en el sistema, sin que existan medidas técnicas y económicamente viables de gestión, mitigación o adaptación interna. Esta circunstancia deberá ser debidamente justificada y cuantificada económicamente conforme al procedimiento previsto (ver apartado 2.5.2.5). Estas instalaciones se incluirán en RIES del GTS.
  - A efectos del análisis por el GTS de incrementos en los valores de O_2, CO_2 y H_2 en la red, tendrán la consideración de instalaciones sensibles del sistema los almacenamientos subterráneos, las conexiones internacionales y los procesos industriales con sensibilidad acreditada a dichos componentes.
  - Instalación del sistema o equipo de consumo sensible a otros parámetros: Aquella infraestructura o equipo de consumo conectado al sistema gasista cuyos requerimientos de integridad, condiciones de seguridad u operabilidad puedan verse comprometidos por alguna molécula o compuesto traza distintos del O_2, CO_2 e H_2, dentro de las especificaciones determinadas (ver Tabla 4), sin que existan medidas técnica y económicamente viables de gestión, mitigación o adaptación interna. Esta circunstancia deberá ser debidamente justificada y cuantificada económicamente por parte del titular de la instalación o equipo, aplicando la normativa nacional y europea o, en su defecto, las mejores prácticas mayoritariamente aceptadas por los agentes del sistema, e incluyendo la cuantificación de las medidas de mitigación. Estas instalaciones o equipos se incluirán en el Registro de Instalaciones y Equipos Sensibles del GTS (ver apartado 2.5.2.5).
  - El GTS desarrollará un procedimiento y un RIES.
  - La solicitud de inclusión en este registro deberá acompañarse de un informe técnico elaborado por una entidad o ingeniería independiente con experiencia acreditada en la materia, que justifique la sensibilidad de la instalación, evalúe las posibles afecciones derivadas de variaciones en la calidad del gas e identifique, en su caso, las medidas de mitigación necesarias y sus costes asociados. La permanencia en el registro estará condicionada al mantenimiento de las circunstancias técnicas que motivaron su reconocimiento."

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

Esta nueva normativa es relevante para los procesos industriales y equipos que puedan verse afectados por cambios en la calidad del gas suministrado.

- Cogeneración y restricciones del suministro de gas en situaciones de emergencia
  - Se modifica el anexo del Capítulo 6 de las NGTS para aclarar que las industrias que disponen de cogeneración únicamente quedan excluidas del régimen general de restricciones de consumo por el volumen de gas destinado a la cogeneración, y no por la totalidad del consumo de gas de su establecimiento.
  - El gas utilizado directamente en otros procesos industriales podrá quedar sujeto a restricciones, conforme a los planes de emergencia del sistema gasista.
- Contactos operativos de emergencia
  - Los consumidores no protegidos con consumos superiores a 15 GWh anuales deberán contar con información de contacto operativo para emergencias, incluyendo un contacto principal y otro de respaldo, disponibles 24 horas al día, mediante teléfono y correo electrónico.
  - Esta información será trasladada al GTS a través de los comercializadores o consumidores directos en mercado y los operadores de las redes.

Las retribuciones de los almacenamientos subterráneos tendrán efectos desde el 1 OCT 2026. Los nuevos cargos y cánones serán aplicables desde el primer día del mes siguiente al de su publicación, sin efectos retroactivos al inicio del año de gas, es decir el 1 NOV 2026.

Con este nuevo RD, el impacto de los peajes prorrogados y nuevos cargos y cánones del almacenamiento subterráneo son:

Subida generalizada de los términos de capacidad sin incluir peajes de regasificación y de transporte:

- RL. 8: +4,0%
- RL. 9: +3,5%
- RL. 10: +3,5%

Subida generalizada de los términos de capacidad incluyendo peajes de regasificación y de transporte:

- RL. 8: +3,0%
- RL. 9: +2,0%
- RL. 10: +2,0%

Bajada generalizada de los términos de energía sin incluir peajes de regasificación y de transporte:

- RL. 8: -6,1%
- RL. 9: -8,0%
- RL. 10: -10,0%

Bajada generalizada de los términos de energía incluyendo peajes de regasificación y de transporte:

- RL. 8: -4,9%
- RL. 9: -6,1%
- RL. 10: -7,2%

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

10. Novedades regulatorias del sistema gasista

Para la nueva temporada gasista que ha comenzado el 1 OCT 2026, se ha propuesto prorrogar los peajes de transporte, redes locales y regasificación del año de gas 2026, dejando abierta la posibilidad que si se producen circunstancias excepcionales, se puedan modificar los peajes una vez iniciado el año de gas.

La CNMC publicó la Resolución de 2 de junio de 2026 (BOE de 5 de junio de 2026), y en el apartado primero se prorroga «los peajes de acceso establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2025», con una única excepción: los peajes para la recuperación de otros costes de regasificación (punto 3.2 del anexo) pasan a valer cero en todas sus modalidades. Surte efectos desde 1 OCT 2026.

Para los nuevos Cargos del sector gasista ya está aprobada la nueva metodología de cálculo, incorporando mayor flexibilidad para su actualización. Cabe destacar:

- Actualización metodología de cálculo de Cargos, adaptando su estructura a los nuevos costes regulados e introduciendo la posibilidad de aprobar o revisar los cargos durante el propio año de gas cuando concurran circunstancias extraordinarias o nuevos costes reconocidos por norma con rango legal.
- Creación cargos específicos para comercializadoras, consumidores directos en mercado o determinadas categorías de consumidores, con el fin de repercutir determinados costes a quienes los originan. Como primera aplicación, se prevé financiar mediante este mecanismo la retribución de la actividad de gestión de garantías del sistema gasista encomendada a MIBGAS. Asimismo, durante los años de gas 2027 y 2028 se incluirán entre los cargos las cantidades pendientes de liquidar al Operador del Mercado organizado correspondientes a ejercicios anteriores.
- Mantenimiento de la exención de Cargos para el gas renovable inyectado en la red, si bien dicha condición deberá acreditarse mediante el sistema oficial de Garantías de Origen, conforme al Real Decreto 376/2022.
- Revisión metodología retributiva almacenamientos subterráneos básicos, incorporando nuevos incentivos vinculados a eficiencia, fiabilidad y valorización activos, simplificando tratamiento de determinados costes de operación y mantenimiento y reconociendo el 90% de costes de adquisición de derechos de emisión de CO_2 como coste variable. Según la memoria del proyecto, estos cambios no supondrán un incremento de la retribución respecto al marco vigente.

Enagás GTS ha elaborado el documento "Procedimiento para la certificación del Caudal Mínimo Técnico Diario (CMTD) y del Tiempo de Preaviso Mínimo (TPM)" en el marco de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS).

En relación con la cogeneración, establece expresamente:

Los consumidores del grupo D de la CNAE 2025, al ser el sector encargado del suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado, no se verán afectados por este procedimiento y se atendrán a lo dispuesto, en caso de emergencia, por el Gobierno. Tampoco quedarán afectados aquellos consumidores que, no perteneciendo al grupo D, dispongan de cogeneración en su proceso productivo, atendiendo a la información facilitada por los usuarios conforme al apartado 5.3 del capítulo 5 de las NGTS. Estos últimos solo estarán excluidos por el volumen de gas consumido dedicado a la cogeneración.

En aquellos CUPS en los que coexista una instalación de cogeneración asociada al proceso productivo, la exclusión se aplicará exclusivamente sobre el volumen de gas efectivamente destinado a la cogeneración. El resto del

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

consumo de gas asociado al mismo CUPS quedará sujeto al TPM y, en su caso, al CMTD que resulten de aplicación conforme a la normativa vigente.

En cuanto al resto de los consumos industriales, el capítulo 6 de las NGTS, aprobado por la Orden TED/181/2025, establece los criterios de restricción del suministro de gas ante situaciones de emergencia, distinguiendo entre consumidores no protegidos con consumos superiores a 15 GWh/año, sobre los que se actuaría en primer lugar, y después aquellos con consumos iguales o inferiores a 15 GWh/año.

Asimismo, las NGTS clasifican a los consumidores en cinco niveles de criticidad (del 0 al 4, de menor a mayor protección), en función de su actividad CNAE.

Con carácter general, se establece un Tiempo de Preaviso Mínimo (TPM) de 12 horas para los niveles de criticidad 1 a 4 y de 2 horas para el nivel 0.

El procedimiento desarrollado por Enagás GTS establece los requisitos técnicos para que las instalaciones puedan acreditar, mediante un informe justificativo y su certificación por un Organismo de Control habilitado (OCA):

Un TPM superior al establecido, cuando resulte necesario disponer de más tiempo para realizar una parada controlada y segura.

Un Caudal Mínimo Técnico Diario (CMTD), cuando la interrupción completa del suministro pueda ocasionar daños graves e irremediables y sea necesario mantener un consumo mínimo de gas por razones técnicas o de seguridad.

Las certificaciones tendrán validez de 5 años, con posibilidad de renovación mediante declaración responsable cuando no se hayan producido cambios significativos en las instalaciones o sus condiciones de operación.

Acuerdo de convalidación del Real Decreto-Ley 25/2026. El día 20 OCT 2026, se ha publicado la Resolución de 16 de octubre de 2026, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del Real Decreto-Ley 25/2026, de 29 de septiembre, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas en el marco del Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio (BOE de 20 de octubre de 2026).

Cabe destacar la modificación de las obligaciones de control de tensión del RD 413/2014 y la simplificación de las obligaciones tributarias del IVPEE a partir de 2028. La norma incorpora también medidas fiscales sobre el gas y la electricidad, algunas condicionadas a la evolución del IPC, y cambios en el sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE). El RDL 25/2026 no introduce modificaciones en la retribución a la operación ni medidas específicas para adecuarla al impacto de la escalada de los precios energéticos. Las disposiciones más relevantes:

<u>Control de tensión y factor de potencia (Art. 9)</u>

Se modifican el artículo 7.e) y el anexo III del RD 413/2014, actualizando las obligaciones de control de tensión de las instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

- Rango obligatorio de referencia del Factor de Potencia (FP) entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo, para potencias activas positivas y negativas, sin perjuicio de los requisitos específicos derivados de los códigos de red y de la normativa aplicable.

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

- Instalaciones de potencia igual o superior a 5 MW (sistema peninsular) o a 0,5 MW (sistemas no peninsulares), deberán disponer de capacidad para seguir las instrucciones del OS relativas a la modificación del rango de FP.
- Las obligaciones de prestación del servicio y las penalizaciones se vinculan al desarrollo por la CNMC del servicio de no frecuencia de control de tensión (sistema peninsular).
- Se considerarán preferentes a efectos de despacho los generadores que presten el servicio en modalidades que contribuyan en mayor medida a la seguridad del suministro, en particular mediante el seguimiento de consignas de tensión.

Esta modificación entrará en vigor a los tres meses de la publicación del RDL (o sea hasta el 20 ENE 2027).

Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE) (Art. 22)

Con efectos de 1 ENE 2028, los contribuyentes no deberán presentar autoliquidaciones ni realizar pagos fraccionados cuando el tipo impositivo aplicable sea del 0 %.

Esta medida completa la aplicación del tipo del 0 % para 2028 y ejercicios siguientes, ya establecido por el RDL 18/2026. No supone una nueva reducción del IVPEE para 2026 o 2027, ni elimina las obligaciones correspondientes a periodos anteriores.

Impuesto sobre Hidrocarburos: gas natural (Art. 13, 14 y 15)

Para los consumos sujetos y no exentos incluidos en el epígrafe 1.10.1 —gas natural destinado a usos distintos de carburante y utilizado como carburante en motores estacionarios— se establecen los siguientes tipos:

- OCT 2026: 0,65 €/GJ.
- NOV 2026: 0,65 €/GJ, que se reducirá a 0,30 €/GJ si el IPC del gas natural de SEP supera en más de un 15 % el del mismo mes del año anterior.
- DIC 2026: 0,65 €/GJ, que se reducirá a 0,30 €/GJ si se cumple esa condición en el IPC de OCT. Si la condición se cumple en SEP, pero no en OCT, el tipo será de 0,42 €/GJ.

En el caso del gas destinado a cogeneración, debe tenerse en cuenta la exención prevista en el artículo 51.2.c) de la Ley de Impuestos Especiales, cuya aplicación requiere solicitud previa y autorización de la oficina gestora. El RDL no modifica esta exención.

Para el gas destinado a otros usos industriales con fines profesionales, no utilizado en procesos de cogeneración ni de generación eléctrica, se mantiene el tipo del epígrafe 1.10.2 de 0,15 €/GJ durante OCT, NOV y DIC.

Impuesto Especial sobre la Electricidad (Art. 20 y 21)

Se prevé la aplicación de un tipo reducido del 0,5 %:

- NOV 2026, si el IPC de la electricidad de SEP aumenta más de un 15 % interanual.
- DIC 2026, si el IPC de la electricidad de OCT aumenta más de un 15 % interanual.

Para los usos industriales se establece, con las excepciones previstas en la norma, una cuota mínima de 0,5 €/MWh. Estas medidas deberán valorarse según el tratamiento fiscal aplicable a cada suministro o consumo, incluidas las exenciones y reducciones que correspondan.

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

IVA del gas natural (Art. 18 y 19)

Se establece un IVA reducido del 10 % para el gas natural, condicionado a que su IPC aumente más de un 15 % interanual:

- NOV 2026, tomando como referencia el IPC de SEP.
- DIC 2026, tomando como referencia el IPC de OCT.

Para las empresas con derecho a deducir íntegramente el IVA soportado, la medida afecta principalmente al desembolso y a la tesorería.

Certificados de Ahorro Energético (CAE) (Art. 10 y 11)

Se amplía el régimen transitorio que permite liquidar CAE después del cierre del año de la obligación. Para 2026, los certificados solicitados antes del 1 DIC podrán liquidarse antes del 1 MAR 2027. Si no se acredita la liquidación suficiente, el sujeto obligado deberá abonar al FNEE la equivalencia económica de los ahorros pendientes.

Dicha ampliación afecta directamente al cumplimiento de obligaciones de los sujetos obligados y delegados del sistema.

Además, se refuerza el régimen sancionador de los CAE, incluyendo las actuaciones fraudulentas, la duplicidad de solicitudes y los incumplimientos de los criterios de adicionalidad. Para las industrias que cedan sus ahorros, resulta relevante la exigencia de información clara y por escrito sobre el sistema y el valor estimado de la cesión, así como de consentimiento expreso y firmado del propietario original del ahorro.

Seguridad de suministro de gas (Art. 2)

Durante el periodo comprendido entre NOV 2026 y MAR 2027, se refuerzan las obligaciones de existencias mínimas de GNL, fijándolas en 3 días en NOV; 3,5 días en DIC; y 3 días en MAR.

La capacidad adicional contratada para cumplir el incremento de estas obligaciones, en las condiciones previstas en la norma, quedará exenta del peaje de almacenamiento de GNL, de la prima de subasta y de las tasas y cuotas aplicables.

La medida busca reforzar la seguridad de suministro durante el invierno. No constituye una ayuda directa al coste del gas consumido por las cogeneraciones o las industrias.

Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.