Análisis de la evolución de los precios de la electricidad, mercado de futuros seguridad del suministro y principales novedades normativas que afectan a consumidores industriales, generadores y comercializadoras.

Contenidos del informe

1. Precios spot y futuros del mercado eléctrico

Evolución del mercado mayorista, precios spot y futuros, contratos PPA's de carga base y solar, y precios cuarto-horarios.

2. Seguridad del suministro y operación del sistema

Prórroga de centrales nucleares, operación técnica reforzada, mercado de capacidad, respuesta activa de la demanda (SRAD) y control dinámico de tensión.

3. Renovables, autoconsumo y almacenamiento

Hibridación de instalaciones, baterías BESS, autoconsumo colectivo y nuevas oportunidades de flexibilidad energética.

4. Costes energéticos y consumidores industriales

Peajes y cargos de acceso de terceros a la red, facturación de potencia y energía reactiva, Consumidores Electro-Intensivos (CEI) y fondo nacional de eficiencia energética (FNEE).

5. Regulación del sector eléctrico

Nuevo Reglamento General de Suministro, agregadores independientes, garantías de origen y cambios en la remuneración, despacho y liquidación de instalaciones.

6. Fiscalidad, medidas extraordinarias y normativa europea

Novedades fiscales y sociales, medidas regulatorias derivadas del conflicto en Irán y novedades de la Unión Europea.

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. Precios spot y futuros del mercado eléctrico

Precio carga base del mercado mayorista *spot* o de contado (*Commodity*) sigue repuntando en **OCT a 166,7 €/MWh**, **incremento** mensual de **+23,4 €/MWh (+16,3%)**, respecto a SEP (143,2 €/MWh), debido principalmente a precios altos del gas. La supuesta y aparente tregua y reactivación normal del tránsito marítimo de barcos metaneros y petroleros por Estrecho de Ormuz, anticipaba AGO a 96,3 €/MWh hace tres meses y al final el cierre ha sido muy superior (+22,8%). La ruptura del acuerdo y los ataques perpetrados por ambos bandos (EEUU vs Irán) ahora el *benchmark* para **NOV sube a 171,4 €/MWh**, agravado por mayores precios del gas, repunte de la demanda y menor producción renovable. De momento, la curva *forward* presenta una escalada alcista a niveles máximos: **DIC a 170,5 €/MWh**. Cabe destacar que el pool español responde más al gas y producible renovable y coste del CO2, mientras la operación técnica del sistema está más directamente afectada por los precios del gas y el poder de mercado zonal para la descongestión de redes troncales (mercado de restricciones técnicas) y el control de frecuencia (secundaria) y de tensiones (terciaria) en tiempo real.

Los precios nulos o negativos que hemos visto sólo en primavera y verano o reducidos (resto del año) durante el día también se han producido en momentos de baja demanda y mucha renovable en invierno de este año. Todo ello está frenando el ritmo inversor en nuevos proyectos de Solar FV pero incentivan la diversificación en otras tecnologías limpias como la minieólica de eje vertical o microcogeneración inclusive sistemas de almacenamiento (existe un mayor incentivo para cargar y descargar en ciclo diario). En España el Spread diario (diferencia entre precios mínimo y máximo) ha mejorado en torno a una media que supera **200 €/MWh**, mientras en otros países se duplica hacia arriba (Alemania) o abajo (Francia) por el *mix* de generación y peso de la industria en la demanda, si bien la entrada de precios cuarto-horarios en los mercados europeos está induciendo mayor volatilidad y aumento del nivel del *spread* (aprox. +20%) aparte del incremento debido a precios del gas (aprox. +100%). Por tanto, el Spread diario supera temporalmente los 240 €/MWh.

El Precio Spot Carga Base 2025 ha cerrado a 65,28 €/MWh. El futuro 2025 ha fluctuado con una banda más estrecha que 2024. Estadísticos: mínimo 36, medio 59 y máximo 97.

Para 2026 la estimación (*benchmark*) repunta pasando a 98,1 €/MWh debido a mayores precios del gas y mayor demanda, una media demasiado elevada para la industria. Tenemos que esperar hasta 2036 para que caiga en torno a 47 €/MWh, y aún así será un nivel nada competitivo para retener y mantener la producción industrial en Europa anticipando próximos años críticos en ese sentido. Se necesitan ayudas para la industria.

Obviamente, el nivel de precios de los futuros demuestra que las renovables no han servido para abaratar el suministro de electricidad en España. Pero ya no sólo se ha reventado el precio del pool, sino también los sobrecostes de la operación técnica se han disparado aun sacando del despacho generación FV que perjudica la estabilidad del sistema. Es un auténtico fracaso de la política de transición energética a renovables. Por otro lado, la canibalización de la solar FV demuestra que ya hay sobrecapacidad instalada. La banca va a entrar nuevamente en *default* por el incumplimiento de pago de la solar FV. Los expertos del mercado avisan de una moratoria de renovables. Ya hay grandes corporaciones multinacionales declaradas en quiebra, por ejemplo, Enerparc AG, matriz del grupo energético alemán, inició el 7 SEP 2026 un procedimiento de insolvencia, afectando a dos sociedades vinculadas que desarrollan actividades diferentes dentro de la cadena de valor: Sunnic Lighthouse GmbH, especializada en comercialización directa de electricidad, suministro y negociación energética tipo PPA, y Pvwerk, dedicada a la construcción e instalación de plantas fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento en baterías BESS. En España ya hay empresas de solar FV en situación crítica.

El **2020** ha sido el mínimo del histórico (**34,0 €/MWh**) debido fundamentalmente al efecto de la pandemia Covid-19 (menor actividad económica/industrial, menor demanda, menor precio de los combustibles y CO2). **Para 2026**

vemos que la media esperada respecto al 2020 es de 289%. Europa NO se puede permitir el lujo de arruinar la poca industria que aún sigue sobreviviendo y hundir en la miseria energética a consumidores domésticos, PYMES, y autónomos. Los diversos sectores de la economía siguen enfrentando una crisis presupuestaria sin precedentes (inflacionista). Ya no hay colchón, no hay posibilidades de supervivencia empresarial si los precios no vuelven a niveles razonables en términos anuales o interanuales. Seguimos en un estado de emergencia energética agravada. Pinta muy mal el medio y largo plazo para los consumidores.

Las nuevas estrategias que han preparado en Bruselas recién aprobadas y pendientes de transposición en los países miembros NO parece que vayan a resolver los problemas estructurales de poder de mercado, especulación, organización y estructura de los sectores energéticos que impide mayor competencia, eficiencia económica y bienestar social.

- Año 2020 ha cerrado a 34,0 €/MWh. Representa el valor anual mínimo del registro histórico desde cuando ha empezado el mercado de derechos de emisiones de CO2 (Año 2005), fecha que marca un antes y un después en los mercados europeos con un impacto actual del coste de oportunidad del CO2 que ya alcanza el precio medio histórico pool 2020 (factor de emisión del 37% para las plantas CCGT). **Es decir, el precio actual del CO2 impacta en el pool en un precio equivalente a la media que ya pagamos en 2020. De ahí que es un lastre para la economía europea. Por mucha renovable que se inyecte en cualquier país de la UE, nunca vamos a conseguir que el pool sea competitivo mientras sigamos con el mercado de CO2 como única herramienta de lucha contra el Cambio Climático.**

- Año 2021 ha cerrado a 111,9 €/MWh por los repuntes del gas y su repercusión en los precios del pool desde julio 2021 (subida límite superior). El problema Rusia-Ucrania ha venido después (FEB 2022).

- Año 2022 ha cerrado a 167,5 €/MWh, máximo histórico debido a elevados precios del gas (antes y después del citado conflicto), sin incluir ajuste del gas de 15 JUN a 31 DIC.

- Año 2023 ha cerrado a 87,1 €/MWh, debido a menores precios del gas, sin incluir el ajuste del gas de 1 ENE a 31 DIC.

- Año 2024 y 2025 han cerrado a 63,0 y 65,3 €/MWh, respectivamente, debido a menores precios del gas y mayor producible renovable y una progresiva caída de la demanda residual (descontando autoconsumos).

- La curva *forward* de los futuros Carga Base sube fuertemente **en 2027 a 122 €/MWh** debido a la guerra en Irán, manteniendo un perfil en *backwardation* en torno a 70-61 €/MWh entre 2027 y 2030, con un **perfil entre 58-54 €/MWh desde 2031 hasta 2034, cayendo a muy largo plazo entre 50-46 €/MWh desde 2025 hasta 2036, con escasa liquidez, sin reflejar el efecto del eventual cierre de nucleares y cogeneradores**. Cabe destacar que el 2027 ha superado +20% el nivel esperado en 2026, ya de por sí elevadísimo, y, por tanto, tenemos una situación en *Contango*, aunque absolutamente supeditada al conflicto en Irán. Emergencia energética alarmante.

CARGA BASE	SPANISH POWER MARKET			
FUTURO	*Vi 16/10/26*	*Vi 13/11/26*	*Diferencia*	
YR-26 Benchmark	97,15	98,14	0,99	1,0%
YR-27	111,60	122,00	10,40	9,3%
YR-28	69,25	70,25	1,00	1,4%
YR-29	64,30	63,40	-0,90	-1,4%
YR-30	59,20	61,55	2,35	4,0%
YR-31	57,10	58,55	1,45	2,5%

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.

YR-32	55,10	58,35	3,25	5,9%
YR-33	52,60	55,00	2,40	4,6%
YR-34	52,70	53,60	0,90	1,7%
YR-35	52,20	49,70	-2,50	-4,8%
YR-36	51,85	46,85	-5,00	-9,6%
PPA 2027-2031	72,29	75,15	2,86	4,0%
PPA 2028-2032	60,99	62,42	1,43	2,3%
PPA 2027-2036	62,59	63,92	1,33	2,1%

Fuente: OMIE-OMIP. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

Las empresas pueden suscribir o renegociar PPA's para cubrir una parte de su consumo en Carga Base durante todo el día y franjas (*branches*) en Carga Solar, dejando a riesgo de mercado el resto de la demanda durante noches y madrugadas. Muchos clientes han renegociado ampliaciones de PPA's, a cambio de extender fecha de vencimiento, por ejemplo.

PPA PERFIL CARGA BASE: Antes del ajuste por el supuesto tope de gas por la guerra de Ucrania, eliminado el 31Dic2023, los PPA's con renovables cotizaban a niveles de aprox. 82 €/MWh. Desde 12 Julio 2022, en OMIP ya contamos con productos PPA a 5 años y 10 años, que están induciendo señales más competitivas. La tabla siguiente detalla estadísticos de cotizaciones PPA's Carga Base (€/MWh).

PPA	23/27	24/28	25/29	26/30	27/31	28/32	23/32	24/33	25/34	26/35	27/36
Máx	154,7	94,5	69,6	62,5	81,1	66,2	100,9	64,3	61,1	59,7	68,2
Med	112,5	75,9	60,5	57,0	57,7	54,6	80,1	60,0	55,8	57,4	54,6
Mín	92,7	62,3	49,2	49,3	52,4	51,6	65,1	55,7	49,9	54,5	51,5

PPA's CARGA BASE. Fuente: OMIP. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

PPA Carga Base del lustro Ene'25–Dic'29 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 69,6-60,5-49,2, respectivamente, siendo 64,8 €/MWh su última cotización (27 Dic 2024).

PPA Carga Base 2026-2030 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 62,5-57,0-49,3, respectivamente, siendo 55,5 €/MWh su última cotización (29 Dic 2025).

PPA Base a 5 años 2027-2031 ha subido a 75,1 €/MWh (+2,8 €/MWh, +4,0%) respecto a valores de hace un mes (72,3).

PPA Base a 5 años 2028-2032 ha empezado a cotizar el 2 Ene 2026 a 54,0 €/MWh. Ha repuntado a 62,4 €/MWh (+1,4 €/MWh, +2,3%) respecto a valores de hace un mes (61,0)

PPA Base a 10 años empezando en Ene 2025 y hasta 31 Dic 2034 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 61,1-55,8-49,9, respectivamente, siendo 61,1 €/MWh su última cotización el 27 Dic 2024 (máximo).

PPA Base a 10 años 2026-2035 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 59,7-57,4-54,5, respectivamente, siendo 55,5 €/MWh su última cotización el 29 Dic 2025 (casi tocando suelo o valor mínimo).

PPA Base a 10 años 2027-2036 ha empezado a cotizar a 53,9 €/MWh el 2 Ene 2026. **Ha repuntado de 62,6 a 63,9 €/MWh** al cierre de esta edición **(+1,3 €/MWh, +2,1%)**. Repetimos y enfatizamos: **La incertidumbre en el**

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.

desmantelamiento nuclear y de la renovación del parque de cogeneración está impactando en la liquidez de los contratos de compraventa de energía a muy largo plazo en España. Esto compromete la financiación de nuevos proyectos (expansión de la generación renovable y almacenamiento), así como otros proyectos ya en fase de ejecución.

PPA PERFIL CARGA SOLAR:

La curva *Forward* de los precios futuros Carga Solar vuelve a subir de nivel especialmente en 2027 por la guerra de Irán, y en menor medida a largo plazo pero no todos los años, respecto a valores de hace un mes. Los correctivos de los futuros solares son consecuencia de menores costes de inversión y al efecto denominado "canibalización" de la propia tecnología. Rentabilidad de la solar en caída libre, parece que los mercados no son capaces de vislumbrar una corrección de precios a dos años vista (Año clave: 2028) por el efecto de las posibilidades de almacenamiento. Ambos activos deberán ser rentables por sí mismos, especialmente si es otra empresa que invierte en almacenamiento.

PERFIL SOLAR				
Fecha	*Vi 16/10/26*	*Vi 13/11/26*		
Futuros	**Carga Solar**	**Carga Solar**	**Diferencia**	**%**
FTS YR-26 Benchm.	40,50	42,50	2,00	4,9%
FTS YR-27	37,40	40,75	3,35	9,0%
FTS YR-28	27,23	26,95	-0,28	-1,0%
FTS YR-29	24,58	24,32	-0,26	-1,1%
FTS YR-30	22,70	23,61	0,91	4,0%
FTS YR-31	22,14	22,46	0,32	1,4%
FTS YR-32	21,30	22,39	1,09	5,1%
FTS YR-33	20,34	21,36	1,02	5,0%
FTS YR-34	20,37	20,57	0,20	1,0%
FTS YR-35	20,18	19,07	-1,11	-5,5%
FTS YR-36	20,05	17,98	-2,07	-10,3%
FTS PPA 27/31	26,81	27,62	0,81	3,0%
FTS PPA 28/32	23,59	23,95	0,36	1,5%
FTS PPA 27/36	23,63	23,94	0,31	1,3%

Fuente: OMIE-OMIP. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia.

El perfil Solar es ahora aún más barato respecto al perfil Base, acentuándose las diferencias que llegaban a 39% hace un año, y ahora están en torno a 67% (2027) y 62% (2028-2036), siendo difícil creer que el retiro de nucleares y de cogeneradores vaya a mejorar esa tendencia en 2030 cuando se espera el efecto del vencimiento de autorización de medio parque nuclear. **Los futuros de carga base ponen en cuestionamiento los de carga solar. Se observa una diferencia media entre perfiles Base y Solar de aprox. 81 €/MWh en 2027, cayendo de 43 a 29 €/MWh desde 2028 hasta 2036**. Mientras 2026 y 2027 tenemos unas diferencias de 56 y 81 €/MWh, respectivamente debido a un invierno muy húmedo, más soleado y con muchos cambios del tiempo atmosférico (viento) en comparación a otros años, así como el efecto de la reactivación de la guerra en Irán y su eventual prolongación durante un año más. Ojalá los mercados se equivoquen.

PERFIL CARGA BASE		PERFIL SOLAR		*Vi 13/11/26*	
Comparación de perfiles de carga o perfiles de precios				*Diferencia*	
Futuros	**Carga Base**	**Futuros**	**Carga Solar**	**€/MWh**	**%**
FTS YR-26 Benchm.	98,14	FTS YR-26 Benchm.	42,50	-55,64	-56,7%

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.

FTB YR-27	122,00	FTS YR-27	40,75	-81,25	-66,6%
FTB YR-28	70,25	FTS YR-28	26,95	-43,30	-61,6%
FTB YR-29	63,40	FTS YR-29	24,32	-39,08	-61,6%
FTB YR-30	61,55	FTS YR-30	23,61	-37,94	-61,6%
FTB YR-31	58,55	FTS YR-31	22,46	-36,09	-61,6%
FTB YR-32	58,35	FTS YR-32	22,39	-35,96	-61,6%
FTB YR-33	55,00	FTS YR-33	21,36	-33,64	-61,2%
FTB YR-34	53,60	FTS YR-34	20,57	-33,03	-61,6%
FTB YR-35	49,70	FTS YR-35	19,07	-30,63	-61,6%
FTB YR-36	46,85	FTS YR-36	17,98	-28,87	-61,6%
PPA 27-31	75,15	FTS PPA 27/31	27,62	-47,53	-63,2%
PPA 28-32	62,42	FTS PPA 28/32	23,95	-38,47	-61,6%
PPA 27-36	63,92	FTS PPA 27/36	23,94	-39,98	-62,5%

Fuente: OMIE-OMIP. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia.

Precios PPA's Solar a 5 años empezando en 2024 revirtieron bruscamente desde MAY-JUN-JUL 2023 a niveles de 70,9-49,3-49,2 €/MWh, respectivamente. Pero en SEP'23 repuntaron a 54,6 tocando máximo en OCT'23 a 62,4, ya cayendo a 57,9 en NOV'23 y 47,5 en DIC'23.

PPA's Solar a 5 años 2025-2029 ha dejado de cotizar a 44,5 €/MWh el 27 Dic 2024.

PPA's Solar a 5 años 2026-2030 ha dejado de cotizar a 55,5 €/MWh el 29 Dic 2025.

PPA's Solar a 5 años 2027-2031 ha repuntado a 27,6 €/MWh, +0,8 €/MWh (+3,0%) respecto a valores de hace un mes (26,8 €/MWh), demostrando que la parte vendedora presiona precios al alza.

PPA's Solar a 5 años 2028-2032 ha empezado a cotizar a 27,4 €/MWh el 2 Ene 2026. Ha repuntado a 24,0 €/MWh, +0,4 €/MWh (+1,5%) respecto a valores de hace un mes (23,6 €/MWh).

PPA's Solar a 10 años desde 2024 hasta 2033 ha caído a niveles de 56,3-37,6-37,4 €/MWh en MAY-JUN-JUL. Pero en SEP han repuntado a 40,3 y en OCT a 45,0, cayendo a 43,0 en NOV y a 41,8 en DIC 2023.

Precios PPA's Solar a 10 años 2025-2034 ha dejado de cotizar a 42,0 €/MWh el 27 Dic 2024.

Precios PPA's Solar a 10 años 2026-2035 ha dejado de cotizar a 28,6 €/MWh el 29 Dic 2025.

PPA's Solar a 10 años 2027-2036 ha empezado a cotizar a 27,3 €/MWh el 2 Ene 2026. Ha repuntado a 23,9 €/MWh, +0,3 €/MWh (+1,3%) respecto a valores de hace un mes (23,6) si bien con cierta liquidez.

Todo este comportamiento de precios carga solar lo hemos advertido previamente: El precio carga solar ha pasado de 42 €/MWh en 2024 a 34 €/MWh en 2025. En 2026, se espera 40 €/MWh. Pero a mayor fotovoltaica se instale, más van a caer los precios después de que pase la actual crisis del petróleo y del gas. Podríamos llegar a ver precios capturados anuales por debajo de 25 €/MWh, tal como ha pasado antes de irnos de vacaciones de verano. Por debajo de ese umbral, los modelos financieros anticipan dificultades para pagar la deuda. La capacidad instalada de la solar FV ya supera los 53 GW y sigue creciendo a pesar de las señales de saturación. Sin capacidad de almacenamiento o bien sin demanda flexible que absorba esa energía al mediodía, la solar FV canibaliza su propio precio.

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 decisión de un PPA carga Base o Solar, comenzando en **DIC 2026** o **ENE 2027** depende del perfil de carga del consumo a cubrir, del músculo financiero (tesorería y presupuesto) y binomio rentabilidad-riesgo frente a la expectativa de la evolución de los precios Base y Solar. El Autoconsumo con excedentes puede mejorar aún más los resultados frente a un PPA virtual o físico ubicado en otro punto frontera fuera del perímetro de 2 km (usando la red y pagando los demás costes del suministro). Pero se requiere apertura de expediente para exportar a la red con el riesgo de perder parte de la fianza (un 20%) a depositar en las arcas públicas si el distribuidor no dispone de capacidad de transferencia de energía a través de su red eléctrica. Cuestión que está frenando en seco a los inversores en autoconsumo, ya que no pueden obtener ingresos por la venta de excedentes los fines de semana (bajada de producción), alargando el *pay-back* esperado. Cuando resulta imposible vender los excedentes vertidos a la red, existen soluciones para sacar provecho económico a los excedentes: i) sistemas de almacenamiento "in situ" para cargarse con dichos excedentes y descargarlos para autoabastecerse en horas de precios pico; ii) arbitraje de precios de mercado y servicios de operación técnica con dichos sistemas de almacenamiento para mejorar el *pay-back* de la inversión en dichos equipos; iii) sistemas de almacenamiento portátiles para llevar esas baterías a otras industrias cercanas (*plug&play*) sin usar la red (>2 km); y iv) nuevo mercado de subastas de capacidad (potencia). Las comunidades energéticas sufren el problema de que requieren porcentajes prefijados para el reparto de los excedentes entre todos los puntos de suministro de cada comunidad energética dentro del perímetro comunal (2 km). Eso supone una restricción regulatoria que impide la cobertura óptima de la demanda de los suministros. Con los tiempos que corren y la tecnología existente, debería permitirse una actualización mensual o semanal o diaria de dicho coeficiente a nivel horario. Las nuevas intenciones del gobierno incluyen extender el perímetro a 5 km. En ciertas regiones (comunidades autónomas), parece que existen menores restricciones (15 km) para autogeneración compartida, lo cual debería de extenderse a nivel nacional.

Precios cuarto-horarios

El nuevo cambio regulatorio paneuropeo de precios cuarto-horarios en el mercado intradiario continuo está aumentando aún más la volatilidad de los precios del mercado mayorista desde 18 MAR 2025. La casación cuarto-horaria que se ha implantado en mercado diario el 1 OCT 2025 (casación day-ahead 30 SEP 2025) nos aproxima al equilibrio de oferta y demanda de energía eléctrica en los mercados de regulación secundaria y terciaria, coincidiendo con la medida de los contadores de electricidad fiscales (potencia máxima cada 15 minutos). Entonces, ya debería medirse y facturarse el consumo real cuarto-horario (la tecnología lo permite) en vez de estimarlo mediante la potencia máxima cuarto-horaria. La Resolución de 28 de febrero de 2025, de la CNMC, por la que se publican las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad para su adaptación a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario y la Resolución de 6 de marzo de 2025, de la CNMC, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos para su adaptación a la negociación cuarto-horaria en los mercados diario e intradiario. Es muy fácil para los reguladores establecer este tipo de cambios, sin tener en cuenta ni reconocer el gran esfuerzo económico que supone para los agentes del mercado, y sin medir el impacto económico que tendrá esta medida en los consumidores. Además, esto pondrá en cuestión el papel del OS y de los mercados de balances y regulación de frecuencia-potencia (banda secundaria y energía terciaria), cuyos precios hoy por hoy no tienen cobertura financiera (no existen *swaps* para gestión de riesgo de variación de precios de la operación técnica). **Este cambio ha obligado a realizar sendas inversiones en las plataformas de gestión de mercados de todos los agentes**: generadores, comercializadores, distribuidores, agentes vendedores, *traders*: importadores y exportadores, sin ningún tipo de ayuda por parte del gobierno. También afecta a los Consumidores Directos, y de cualquier manera a los consumidores indirectos (suministrados por comercializador o generador o autoproductor).

De momento, las casaciones cuartohorarias en MD están empezando a despertar interés en estrategias especulativas típicas como cualquier mercado de oportunidad, y más aún en los mercados de operación técnica, para mejorar la rentabilidad de tecnologías con capacidad de almacenamiento (embalses, diques, bombeo y BESS).

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.

Parece que es mayor el impacto en los precios a partir de los recientes cambios regulatorios (desde Nov'24), empeorando también la transparencia del mercado de regulación de secundaria en cuanto a reservas asignadas, energía activada, disponibilidad, precios marginales y liquidaciones, pues desde entonces se liquida a nivel de zona de regulación o proveedor del servicio (antes a nivel de unidades de programación de la generación). Asimismo, desde May'25 el mercado de resolución de restricciones técnicas está repercutiendo en unos sobrecostes desmesurados justificando una eventual remuneración regulada anual de la Operación Técnica del Sistema como se hace en otros países de la UE.

El encarecimiento de los sobrecostes de la Operación Técnica está alcanzando niveles de riesgo en aquellas comercializadoras con precios fijos a cliente final y, obviamente, están en su derecho de repercutir las variaciones respecto a valores medios interanuales. Esto está generando problemas de tesorería en las comercializadoras. En caso de ofertas indexadas a precios del mercado y OT también lo están sufriendo los clientes de forma más directa, como si fuesen agentes de mercado.

El OMIE ha establecido recientemente la "Adaptación de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados a la negociación continua en 96 rondas intradiarias", que incorpora las adaptaciones de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradiario de Electricidad necesarias para la implementación de un modelo del mercado intradiario continúo basado en 96 rondas cuarto-horarias, para dar cumplimiento al requerimiento recogido en el Reglamento (UE) del Parlamento Europeo y del Consejo relativo al mercado interior de la electricidad. El Art. 8 del Reglamento (UE) 2024/1747 establece que: "Los Operadores de Mercado autorizarán a los participantes en el mercado a negociar con energía tan cerca del tiempo real como sea posible, y al menos hasta la hora de cierre del mercado interzonal intradiario." El objetivo es eliminar la asimetría en cuanto al tiempo de cierre de la negociación de cada uno de los contratos cuarto-horarios del día en el mercado intradiario continuo, de modo que todo se pueda cerrar negociación de forma armonizada a 60 minutos de la entrega de la energía.

2. Seguridad del suministro y operación del sistema

Retraso desmantelamiento nuclear en España

El Boletín Oficial del Estado (BOE) publicó el 14 de agosto de 2026 la Orden TED/864/2026, que amplía la autorización de explotación de las Unidades I y II de la Central Nuclear de Almaraz hasta el 8 de junio de 2030. Ambas unidades están autorizadas para operar de forma conjunta, revocando la orden anterior de cierre escalonado. Supone una extensión limitada de 31 meses para un grupo y de 19 meses para el otro respecto a los planes iniciales. Esto podría inducir un cambio de voluntad política para autorizar resoluciones para alargar la vida útil de las demás plantas nucleares en España por: i) ser una de las tecnologías más limpias y seguras según la Comisión Europea; ii) ser una de las alternativas existentes para garantizar los objetivos de reducción de las emisiones y eficiencia energética, y como consecuencia protección del medioambiente; iii) frenar los precios internacionales del gas debido a guerras en Irán y al riesgo de tránsito marítimo y/o destrucción de barcos metaneros y petroleros en el Golfo Pérsico; iv) necesidad de aportación de energía síncrona y regulable para la estabilidad de frecuencia y control de las tensiones; v) facilitar la integración de más energía renovable; vi) minimizar riesgos de apagones locales, regionales y nacionales; y vii) mantener la calidad y continuidad del suministro eléctrico, en beneficio de todos los consumidores. Ni España ni el sistema eléctrico interconectado están preparados para desmantelar en un mismo año 5 grupos nucleares.

Central Nuclear	Inicio Actividad	Fecha Cierre*	Capacidad (MW)	Región
Almaraz I	01/05/1981	08/06/2030	1.049	Extremadura
Almaraz II	08/10/1983	08/06/2030	1.044	Extremadura
Ascó I	10/12/1984	02/10/2030	1.027	Cataluña

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.

Ascó II	31/03/1986	02/10/2031	1.027	Cataluña
Cofrentes	11/03/1985	30/11/2030	1.092	Valencia
Trillo	06/08/1988	16/11/2034	1.066	Castilla-La Mancha
Vandellós	08/03/1988	26/07/2030	1.087	Cataluña
TOTAL			**7.392**	**ESPAÑA**

**Concesión de renovación de autorización de explotación hasta esa fecha.*

Fuente: Consejo de Seguridad Nuclear y BOE. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

En estos momentos de guerra en Irán y de frenazo al desarrollo de renovables por problemas de acceso a la red, y de órdenes de desconexión por restricciones técnicas, España no puede darse el lujo de retirar plantas esenciales para el sistema eléctrico generando además mayor dependencia energética exterior (GNL y GLP). Es un buen momento para una tregua de la guerra de las asociaciones ambientalistas contra las nucleares en España. Claro que existe la posibilidad de autorizar la solicitud de renovación de nucleares si técnicamente es viable.

Las nucleares sufren excesiva e insoportable carga fiscal (igual o superior a todos los costes operativos) y desproporcionado coste del tratamiento de residuos nucleares (responsabilidad para siglos posteriores: empezando por un almacén de residuos provisional *in situ*). Las fechas de cierre previstas del parque nuclear aún no se están reflejando en los precios de los mercados de futuros, con un perfil semi-plano por falta de liquidez y excesiva desconfianza en el impacto en los precios si no se renuevan las autorizaciones administrativas de las nucleares.

La carga fiscal sobre las nucleares supone un lastre contra su competitividad, se ha incrementado aprox. un 75% pasando de 16 €/MWh a 28 €/MWh, superando la media europea. El Gobierno nacional, los gobiernos regionales, los reguladores y las empresas propietarias deberían encontrar una solución (reducciones o bonificaciones o exenciones fiscales) para garantizar una remuneración razonable mientras sigan operando, o bien podrían nacionalizarse o subastarse a la industria o nueva demanda (centros de datos o electro-movilidad) o al Operador del Sistema (ingresos regulados en BOE) para optimizar la repercusión de esos costes directamente a consumidores a nivel nacional o individual. El coste del tratamiento de residuos debería trasladarse (diluirse) nuevamente a todos los consumidores en los Cargos del Sistema, tal y como se hacía antes. La regulación puede replantearse si es necesario. No repitamos las consecuencias de Italia, Portugal, y Países Bajos, inclusive Alemania, por ejemplo, al renunciar a la nuclear por decisiones políticas (menor atractivo para industrias por precios elevados y excesiva volatilidad).

Ha llegado la hora de plantearse seriamente la prórroga de nucleares en Cataluña, Extremadura, Castilla-La Mancha y Valencia. Con el tiempo se ha demostrado el error político-regulatorio por haber suspendido la puesta en marcha de los dos grupos nucleares construidos a finales de los 80's, dando lugar a la moratoria nuclear que terminó de pagarse por los consumidores en factura de luz hasta 2018. Se hizo un daño económico al país, y se ha perdido la oportunidad de reducir las emisiones de CO2. Ahora contaríamos con más generación síncrona y menor dependencia energética, y mayor capacidad de integración de renovables a la red.

Soluciones complementarias (no sustitutorias) para la operación del sistema

A raíz del *black-out* del 28-Abril'25, el Operador del Sistema (OS) con el apoyo del regulador y del gobierno se vienen implantando nuevas medidas y protocolos para evitar más apagones. Se han ido modificando los Procedimientos de Operación (PO's) para incentivar el control de Tensiones-Reactiva (V-Q) tanto por el lado de la oferta como de la demanda, entre otras medidas, así como flexibilizar la regulación de Frecuencia-Potencia (secundaria y terciaria). La regulación primaria (F-P) en España es obligatoria pero no remunerada, y debería verificarse su estricto cumplimiento.

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.

El nuevo mercado de capacidad

Permitirá disponer de potencia firme que puedan aportar (desconectar) los vendedores/generadores (compradores/consumidores) en momentos críticos del sistema, una gran oportunidad para los cogeneradores que inviertan en Sistemas de Almacenamiento de Energía (BESS) para garantizar potencia firme cuando la requiera el OS, optimizando el uso de BESS el resto del tiempo para beneficiar a los mercados (del pool y operación técnica). Esto último puede ser clave inclusive para la supervivencia de aquellas plantas que ya no perciban retribución regulada. Desde luego, NO debe excluirse a ninguna cogeneración que pueda aportar potencia firme al sistema eléctrico y servicios complementarios. Pero la capacidad requerida debería diferenciarse por tecnología síncrona y asíncrona, ya que debería equilibrarse el binomio F-P (Frecuencia-Potencia) y Tensión-Reactiva (V-Q) a nivel nodal, zonal, municipal, regional y nacional. Desde España hemos asesorado, diseñado e impulsado la implantación del primer mercado de capacidad hace 26 años (Colombia), y aquí seguimos esperando la primera subasta.

Menos mal ya contamos con Visto Bueno de la Comisión Europea (CE), incluyendo ciertas observaciones para tener en cuenta:

- Mercado abierto a capacidades existentes y nuevas que puedan contribuir al estándar de fiabilidad, incluyendo generación, almacenamiento y respuesta de la demanda. La participación efectiva quedará condicionada al cumplimiento de los requisitos técnicos, ambientales y de disponibilidad que se establezcan en la normativa nacional y en las convocatorias: límites de emisiones, requisitos de flexibilidad, coeficientes de firmeza, disponibilidad en situaciones de estrés del sistema y reglas de compatibilidad con otros regímenes retributivos.
- Contemplar la posible participación a través de las interconexiones internacionales (ofertas provenientes de países vecinos).
- La cogeneración aparece expresamente contemplada en la Decisión de la CE. El análisis de la CNMC consideró la prolongación de vida de plantas existentes de gas y cogeneración como tecnologías elegibles, en línea con el PNIEC. Las plantas con régimen retributivo específico estarían excluidas, pero sí sería compatible la prestación del servicio de capacidad con la participación en servicios auxiliares y en los mercados diario e intradiarios.
- CE ha autorizado el mecanismo por un periodo de hasta 10 años y estima, de forma indicativa, que si se contratan anualmente unos 40-45 GW de capacidad, con un coste medio en torno a 20.000 €/MW, el presupuesto anual podría situarse en el entorno de 800-900 millones €. Tal coste (a repercutir a todos los consumidores) sería compatible con el mercado interior y no plantea objeciones. En España, la bolsa del Cargo por Capacidad rondaba inicialmente unos 1.000 millones € repartidos actualmente entre las plantas térmicas (CCGT) porque se excluyeron las demás tecnologías (inclusive la cogeneración, hidráulica con embalse y la nuclear). Con lo cual, las CCGT's podrían ver mermada su retribución.

El 17 SEP 2026 se ha publicado en BOE la Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español, entrando en vigor 18 SEP 2026. Se retribuirá la disponibilidad de potencia firme para garantizar la seguridad de suministro, mediante subastas y compromisos de aportación de electricidad o reducción del consumo en las horas de mayor necesidad del sistema.

Respecto a la versión anterior (SEP 2025), se mantienen los principales condicionantes a la cogeneración y la industria asociada:

- Incompatibilidad con el régimen retributivo específico (RECORE). No podrán participar las instalaciones de producción que tengan reconocido, total o parcialmente, un marco retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley del Sector Eléctrico (Art. 11.k).

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.

- Las cogeneraciones existentes sin dicho régimen podrán participar si cumplen los restantes requisitos. Entre ellos, el límite de 550 gCO_2 de origen fósil/kWh eléctrico. Para la cogeneración se computarán únicamente las emisiones asociadas a la electricidad, utilizando el rendimiento eléctrico equivalente, conforme al anexo XIV del RD 413/2014 (Art. 11.c). Por tanto, se ha aprobado lo solicitado por Acogen.
- Las nuevas cogeneraciones a gas natural no podrán concurrir como nueva inversión a las subastas principales, al reservarse esta participación a tecnologías renovables, almacenamiento o demanda (Art. 11.h).
- La participación efectiva dependerá también de los requisitos de firmeza y flexibilidad. Los coeficientes de firmeza determinarán qué parte de la potencia puede ofrecerse; además, la generación existente deberá superar el umbral de flexibilidad que establezca cada convocatoria.
- La industria podrá participar como demanda aunque su cogeneración perciba RECORE, siempre que disponga de equipos de medida separada que permitan conocer el consumo asociado a dichas instalaciones y cumpla los restantes requisitos (Art. 11.b). Se recoge así la petición de ACOGEN de no excluir a estos consumidores por tener una instalación de producción asociada con régimen retributivo específico.

Principales características del nuevo mercado de capacidad

Podrán participar generación, almacenamiento y consumidores, así como los sujetos habilitados para agregar demanda, producción y almacenamiento. Se establecen tres modalidades de subasta:

- Principal: para cubrir las necesidades de potencia firme previstas, con inicio del servicio, con carácter general, hasta cinco años después de la adjudicación. La duración será de 12 meses para generación y almacenamiento existentes, hasta 15 años para nuevas inversiones de generación y almacenamiento, y entre 1 y 10 años para demanda, a elección del participante.
- De ajuste: para cubrir necesidades adicionales no cubiertas por las principales, destinada a instalaciones ya operativas, con inicio en un máximo de 12 meses desde la adjudicación y prestación durante 12 meses.
- Transitoria: de carácter anual, para cubrir el periodo hasta el inicio del servicio adjudicado en la primera subasta principal. Podrán celebrarse varias simultáneamente.

Se ofertará potencia firme en MW y precio en €/MW-año, mediante sobre cerrado y adjudicación al precio ofertado por cada participante (pay-as-bid). La potencia firme mínima de participación será de 1 MW, individualmente o mediante agregación de instalaciones con potencia firme individual inferior a 1 MW, conforme a los requisitos de la orden.

Los adjudicatarios percibirán una retribución mensual por la capacidad comprometida, a cambio de garantizar su disponibilidad en las horas de estrés que determine Red Eléctrica, que no podrán superar el 10 % de las horas del año. Se prevén mecanismos de verificación y penalizaciones por incumplimiento.

El coste será financiado por comercializadores y consumidores directos en mercado, mediante precios unitarios aplicados a la energía por periodos horarios, por lo que también será relevante para los costes eléctricos industriales.

Falta completar el desarrollo reglamentario nacional para poder convocar la primera subasta. La CE señala que las condiciones de cada proceso competitivo deberán publicarse con al menos 2 meses de antelación al inicio de la subasta, y que los participantes dispondrán de al menos 1 mes para presentar sus solicitudes de precalificación.

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.

Por tanto, queda pendiente la publicación de la Orden Ministerial definitiva, aprobación de Procedimientos Operativos y reglas técnicas de detalle (productos, periodos de entrega, coeficientes, garantías y penalizaciones), y posterior resolución de convocatoria de la subasta.

Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)

Es el mecanismo de interrumpibilidad a mercado que el OS ha rediseñado para hacer el sistema eléctrico más estable y eficiente. A pesar de su enorme potencial, la falta de experiencia en reducir demanda (>1 MW individual o agregada) durante períodos cortos supone un desinterés para los potenciales beneficiarios de este servicio tengan o no que deslastrar cargas. Los elementos claves para participar en la subasta del SRAD son: una oferta de precio competitiva y la flexibilidad operativa, así como cumplir ciertos requisitos técnicos y habilitación del OS. Ahora hay dos subastas semestrales naturales. El 28/Ene/2026 se han activado dos periodos cuartohorarios consecutivos desde las 8 am por una reducción total de 865 y 860 MW (en 12,5 min de los 1.725 MW adjudicados en subasta primer semestre 2026), a un precio medio ponderado de 116,5 y 120,9 €/MWh, respectivamente, aparte de la prima general de 65 €/MW de la subasta (para todos). Resolución de 11 de mayo de 2026, de la CNMC, por la que se modifica el P.O.7.5 para mejorar la eficiencia en la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda: modificación para mejorar eficiencia en la asignación del SRAD y reforzar competencia en futuras subastas. **En la reciente subasta (28-May'26) para segundo semestre de 2026**, **se han adjudicado 1.775 MW de potencia gestionable. El precio marginal se situó en 42,62 euros/MW disponible, lo que representa una caída del 34,4% respecto al primer semestre del año**.

El SRAD ha tenido que activarse para deslastrar cargas de las industrias que brindan el servicio tanto en enero y en julio. Al cierre de la edición del verano, se había ordenado dos veces la desconexión el 15 Jul 2026 por una reducción imprevista de renovable (eólica) y una nuclear en mantenimiento. En enero 2026 se recurrió al SRAD para mitigar el impacto sobre el sistema eléctrico peninsular de la situación adversa registrada en Portugal a raíz de un temporal. Pero nunca se había visto en aprietos el sistema para activar el SRAD de forma consecutiva en verano, coincidiendo con mayor radiación solar. A inicios de octubre se ha tenido que utilizar toda la potencia interrumpible contratada (1.775 kW) de forma progresiva en dos peticiones sucesivas del OS a los proveedores del servicio, de forma muy parecida a lo que ha ocurrido a mediados de julio. En ambas fechas hemos estado al borde del colapso de tensiones por la caída de producción renovable, teniendo que obligar a la gran industria española a deslastrar toda la carga que está obligada a consumirse en firme todo el semestre contratado. Cabe enfatizar que bastante tienen las industrias a obligarse a estar consumiendo cómo valor mínimo la demanda interrumpible 24/7 todo el tiempo para poder desconectarla cuando el sistema está al borde de un nuevo apagón por desequilibrios inesperados entre oferta y demanda.

Nº	Fecha y hora de Activación SRAD	Potencia activada (MW)	Energía (MWh)	Precio medio ponderado (€/MWh)
1	15/07/2026 21:43	943,0	1.004,9	194,82
2	15/07/2026 22:11	832,0	1.484,6	176,24
3	22/07/2026 22:19	943,0	1.587,4	191,95
4	11/08/2026 21:28	943,0	1.444,0	211,52
5	20/08/2026 18:03	832,0	1.592,6	145,45
6	04/09/2026 21:02	832,0	1.631,6	184,85
7	28/09/2026 21:16	943,0	1.634,5	196,91
8	06/10/2026 19:43	832,0	1.064,7	211,95
9	06/10/2026 20:02	943,0	1.854,6	201,35

Fuente: E-SIOS/REE. 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.

Operación Técnica Reforzada

El OS bajo autorización de CNMC ha instaurado una **Operación Reforzada** para reprogramaciones de generación (casada en pool) por restricciones técnicas (congestiones de red y control de tensiones), y la necesidad de aprovisionar más reserva rodante para disponer de más banda de potencia a subir/bajar secundaria y entrega de energía (síncrona regulable) secundaria y terciaria, en detrimento de la que puede fluctuar al alza o a la baja (renovables) para asegurar estabilidad y control de tensiones y frecuencia en tiempo real y minimizar el riesgo de apagones.

El coste medio de la operación técnica asociado a la resolución de las restricciones técnicas y balance del sistema eléctrico, asciende a 23,18 €/MWh desde enero hasta octubre 2026, 16,23 €/MWh en 2025 y 11,62 €/MWh en 2024, según publica Observatorio del Coste de los Servicios de Operación (constituido por asociaciones tales como las de grandes eléctricas: AELEC, comercializadoras independientes: ACIE y ACENEL, grandes Consumidores Electro-Intensivos: AEGE, y gran patronal empresarial: CEOE y CEPYME). En costes supone aproximadamente **4.570 millones de euros (ene-oct 2026)**, mientras el coste anual (remuneración regulada) de la operación y mantenimiento de las redes de distribución alcanza aproximadamente 5.200 millones de euros (ene-dic 2025). Este incremento se debe a la excesiva prevención anti-apagones que el Operador del Sistema (OS) se ve obligado a gestionar con generadores convencionales (ciclos combinados quemando gas y algunas plantas renovables habilitadas para el control dinámico de tensiones) desconectando aproximadamente 20.000 MW de renovables sin capacidad de control, para evitar otra paralización y colapso de la economía, y que no le vuelvan a echar la culpa al OS de la sobrecapacidad de renovables más allá de lo que las redes son capaces de absorber, y del impacto negativo de las renovables en la seguridad y estabilidad de tensiones (gestión de reactiva nula) y de la frecuencia (activa intermitente). La regulación (normativa) del transporte y de la distribución tendría que permitir que promotores e inversores asumieran el reto de construir sus propias redes de evacuación y asumir los costes de la electrónica de potencia para garantizar su impacto nulo contra la seguridad del sistema eléctrico. La rentabilidad que ofrecía el abaratamiento de la tecnología solar fotovoltaica y de la gran eólica, así como la que ofrecen los nuevos sistemas de almacenamiento (subsidiados), debería incluir los costes propios para garantizar la continuidad del suministro frente a huecos de tensión que NO gestionan, o bien los costes externalizados a otros generadores que SI pueden y lo están haciendo frente al problema que ocasionan las renovables (asíncronas). Lo que NO puede ser es que los consumidores paguen los platos rotos. Y sino, el gobierno debería de pagar el sobrecoste de la Operación Técnica Reforzada contra los Presupuestos Generales del Estado. A los consumidores y especialmente a la industria debería de compensarse el excesivo sobrecoste de la energía por el fracaso de la transición energética que nunca ha tenido en cuenta ni siquiera las leyes más elementales de la física (Leyes de Kirchhoff y la Ley de Ohm) y de la capacidad de transferencia de las redes eléctricas. Nadie se acuerda de la exención de los costes de los generadores (peajes de generación) y costes por acceso de terceros a la red (peajes y cargos del sistema), que han sido eximidos a las renovables para incentivar su desarrollo, especialmente solar Foto-Voltaica (FV), enviando una señal equivocada de localización y haciendo insostenible el desarrollo y expansión de las redes y comprometiendo la estabilidad y seguridad de la operación del sistema eléctrico interconectado y, por ende, de la continuidad y calidad del suministro a cliente final.

El regulador energético portugués (ERSE) ha incorporado a la tarifa regulada el 40 % del coste de las restricciones técnicas, lo cual traslada parte de los incrementos de estos costes alterados por la guerra de Irán y puede contribuir a mejorar su previsibilidad y reducir la incertidumbre asociada, mitigando el impacto inmediato a los compradores de electricidad en el mercado mayorista.

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.

Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026

El OS está realizando nuevas inversiones en redes eléctricas para tratar de disponer de nuevas alternativas (soluciones mayor inercia / estatismo) para evitar apagones y facilitar gestión de renovables: Compensadores Síncronos (CS): 8 Península, 1 Gran Canaria, 1 Tenerife y 1 Mallorca. No obstante, estas nuevas instalaciones (CS) pueden generar conflicto de interés al ser autorizados y operados por el propio OS y transportista. Asimismo, la CNMC ha otorgado al OS la facultad de denegar Acceso de Terceros a la Red (ATR) a solicitudes de acceso con CS por riesgos de posibles apariciones de problemas críticos (resonancias/interacciones) entre CS's y el sistema interconectado y con los generadores existentes, pudiendo producirse oscilaciones mecánicas y de potencia activa a frecuencias subsíncronas (< 50 Hz) que podrían dañar los propios CS's u otros dispositivos del sistema eléctrico u otras máquinas eléctricas rotativas en la zona. Dicho Plan incluye un Sistema de Transmisión de Corriente Alterna Flexible (FACTS, por sus siglas en inglés), ubicado en Cataluña, cerca de las interconexiones con Francia, para tratar de amortiguar las oscilaciones en el sistema peninsular (evitar que Francia nos desconecte), así como la renovación e instalación de nuevas reactancias que permiten mejorar el control de tensión de forma distribuida. También se amplían algunas subestaciones y se incrementa la dotación de relés de maniobra.

Debería garantizarse un *mix* equilibrado de generación síncrona y asíncrona tanto en pool como en operación técnica, así como realizar estudios electrotécnicos que estimen el límite nacional, regional y local de dichas tecnologías para evitar otro(s) apagón(apagones) por disparos de relés de protecciones ante variaciones de la tensión (+/-5%) y/o de la frecuencia (+/-1%).

Nuevamente, este verano 2026 se ha puesto a prueba la actual política de transición energética inclusive la Operación Reforzada del Sistema Eléctrico. La cogeneración es una alternativa contundente para apoyar y facilitar las obligaciones del OS especialmente la de garantizar la estabilidad del Sistema, precisamente por estar al lado de la demanda y debería respetarse su prioridad en el despacho, adecuándose al marco reglamentario europeo. España no puede sufrir un nuevo apagón generalizado. No hay capacidad de acceso suficiente y en momentos críticos (mínima demanda y máximo producible renovable) debe prevenirse el impacto de cualquier contingencia (Generación y/o Red) poniendo a disposición del OS todos los recursos de generación síncrona que sean posibles. La política energética debe evitar dejar solas a las renovables en momentos críticos del sistema. **La cogeneración es una herramienta clave que permite asegurar una mayor integración de renovables al sistema interconectado**.

En todo caso, si no se amplía la autorización administrativa para alargar funcionamiento de nucleares y si no se evita el cierre de plantas de cogeneración, después del vencimiento de las licencias actuales, la calidad de onda y la continuidad del suministro eléctrico va a ponerse en elevado riesgo especialmente en Cataluña, Extremadura, Valencia, Castilla-La Mancha, y las regiones vecinas, si bien podemos enfrentarnos a apagones generalizados en toda la península, e inclusive en las Islas Baleares (interconexión marítima). Las renovables aún no cuentan con almacenamiento para aportar predictibilidad y firmeza en su programación, gestión y funcionamiento, debido a que las baterías son tan caras, que requieren incentivos o primas a través de ayudas de Estado (aún inexistentes) o bien apalancamiento no reembolsable para una financiación bancable. Respecto a la opcionalidad de gestionar y despachar Compensadores Síncronos, ya comprobaremos si "el remedio es mejor que la enfermedad". Esperemos que estas instalaciones puedan ser una solución complementaria de alto valor añadido para el sistema eléctrico interconectado, pero nunca podrán sustituir a las plantas de generación convencionales. Cabe decir que todos los consumidores pagarán las nuevas inversiones para garantizar mayor integración de renovables a través de las tarifas reguladas por el gobierno (cargos y/o peajes), y realmente han subido demasiado.

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.

3. Renovables, autoconsumo y almacenamiento

Hibridación y almacenamiento

Escenario ideal para impulsar las inversiones en sistemas de almacenamiento con baterías (litio), siempre y cuando esté subvencionado (por lo menos la mitad de la inversión), pero ruinoso para los consumidores que no puedan aprovecharlo. Esto es como el coche eléctrico para quien se lo pueda permitir. De hecho, el gobierno tiene previsto un nuevo plan de escasas ayudas a la inversión en sistemas de almacenamiento hasta un 10% (bombeo) ó 5% (demás tecnologías) pero exige hibridación con renovables y desvinculación de actividades relacionadas directa o indirectamente con combustibles fósiles, incluidos BESS que los respalden. **Se espera que la construcción de la primera fábrica china de baterías de sodio en Zaragoza supuestamente abaratará el coste de inversión aproximadamente un 30%**, esperando un repunte de la capacidad instalada de almacenamiento con BESS en España en los próximos años, lo cual inducirá una mayor reducción. Al parecer se centrarán inicialmente para baterías de coches eléctricos.

Proyectos de hibridación con solar fotovoltaica, minieólica y almacenamiento para aprovechar el *arbitraje natural* de los precios en los mercados de contado, frenados por las barreras regulatorias para facturar vertidos o excedentes a la red. Cabe mencionar que hay algunas empresas (fabricante española) que están ofreciendo por adelantado bonificaciones del 30% sobre el precio de venta (llave en mano) como incentivos a la fabricación de mini-eólica de eje vertical con una excelente visualización de compromiso de la actividad industrial con la protección del medioambiente.

4. Costes energéticos y consumidores industriales

Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE)

Según la Orden TED/133/2026, de 25 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de ahorro energético, el cumplimiento mediante certificados de ahorro energético y la aportación mínima al FNEE para el año 2026, el valor de la retribución del coste de contribución al FNEE, incluida en el término variable horario de los costes de comercialización de referencia (CCVh) para el cálculo del PVPC, será de 2,4374639 €/MWh (en 2025 ha sido 1,520535 €/MWh), habiendo triplicado su impacto en los últimos 3 años.

Los suministros a cogeneración están exentos de aportaciones al FNEE ya que es una medida de eficiencia energética que ahorra unos 27 TWh/año de energía (frente a los 9 TWh/año en CAEs) y la cogeneración está expresamente excluida de generar CAEs por la UE, ya que si no los precios de referencia serían entre 4-7 veces inferiores. El sistema CAE tiene como objetivos los ahorros de energía y generación de actividad económica y empleo en otras actividades donde es más complicado movilizar inversiones y agentes con menor factor de escala.

El FNEE arrancó inicialmente con 207 M€ en 2015, alcanzará los 1.852 M€ en 2026 y se prevé unos 2.430 M€ para 2027. El mercado potencial de entrega de obligaciones con CAE´s pasará de 517 M€ en 2024, a 1.704 M€ en 2026 y 2.256 M€ en 2028.

El objetivo de ahorro de energía final para 2026 del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética (SNOEE) es de 802 ktep (9.325 GWh), en línea con lo planificado. Para 2027 y 2028 se prevén de 900 ktep (+12%-10,4 TWh) y 950 ktep (11 TWh) respectivamente,

La equivalencia financiera de 2026 (es decir, la aportación que deben realizar los sujetos obligados al FNEE por unidad de ahorro) se establece en 2,31 Millones€/ktep ahorrado (199 €/MWh) como coste medio estimado para movilizar las inversiones necesarias y alcanzar el objetivo anual de ahorro. Este valor ofrece una referencia del precio del CAE repercutido a los consumidores de 200 €/MWh, con precios de originación entre 115-140 €/MWh.

Los sujetos obligados en 2026 deberán satisfacer obligatoriamente al menos un 8% de su cuota de obligación de ahorro mediante aportaciones económicas al FNEE, y podrán cumplir el 92% restante mediante la liquidación de CAE's. Con ello, la obligación de aportación económica disminuye respecto a lo previsto en la orden del pasado año que establecía un 10%, ampliándose así el margen de cumplimiento mediante CAE´s.

Para 2027 y 2028, el porcentaje mínimo obligatorio de aportación económica será del 8% y el 5%, respectivamente, pudiendo cubrirse hasta el 92% y el 95% restante con CAEs.

Los sujetos obligados son las comercializadoras de gas y electricidad, los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y los operadores de GLP al por mayor, en función de los productos energéticos que pongan en el mercado (cuyas obligaciones al FNEE lógicamente repercutirán en el cliente final).

Certificados de Garantías de Origen y Metodología actualización R.O.

La Orden TED/1252/2025, de 27 de octubre, por la que se modifican determinados aspectos de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, modifica a su vez dos órdenes:

Modificación Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia: (1) Suprime la obligatoriedad de destinar ingresos obtenidos por venta de Certificados de Garantías de Origen a determinadas actividades, otorgando mayor flexibilidad a titulares de instalaciones de producción; (2) Establece que la exportación de Certificados de Garantías de Origen sólo podrá ser realizada por titulares de instalaciones de generación de electricidad, eliminando la restricción a la exportación de garantías de origen correspondientes a las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico. Antes para poder exportarlas se debía renunciar al régimen retributivo. Ahora ya puede comercializarse en mercados internacionales.

Modificación Orden TED/526/2024, de 31 de mayo, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible y se actualizan sus valores de retribución a la operación de aplicación a partir del 1 de enero de 2024: Establece que el valor mínimo de desviación entre flujos de caja trimestral, modificando el ajuste por afección a la retribución a la inversión, estableciéndose un valor mínimo trimestral basado en los valores teóricos de retribución de cada instalación tipo, muy importante para instalaciones tipo de biomasa.

Tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR)

Respecto a las nuevas tarifas de Peajes y Cargos del Sistema eléctrico para 1/1/2026, tenemos una subida media de +0,11 €/MWh a todas las tarifas de ATR en alta tensión, excepto la 6.3TD que baja 0,2 €/MWh, a costa de los demás consumidores. Esto implica una señal de incentivo a la conexión de grandes proyectos en el tercer escalón de tensión (red de transporte).

En ediciones anteriores se detallan las tarifas viejas y nuevas.

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.

En cuanto a excesos, los nuevos valores prácticamente mantienen los anteriores. Hay que ajustar potencia contratada para optimizar la facturación optimizando excesos. La Resolución de 6 de marzo de 2025, de la CNMC, por la que se modifica el anexo II de la Resolución de 4 de diciembre de 2024, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2025, que supone una redistribución de los precios de las penalizaciones por excesos potencia en las tarifas de peajes para todos los tipos de puntos de medida. En lugar de tener un único precio, se desdobla en todos los periodos tarifarios aplicando los coeficientes que ya conocemos.

Cambios de la facturación potencia y reactiva

La Circular 1/2025, de 28 de enero, de la CNMC, por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, cambios en la facturación de la potencia y de la reactiva, supuestamente busca mejorar el control de tensiones, especialmente en horas valle. En lo referente a instalaciones de consumidores industriales, con tipos de puntos de medida 1, 2 y 3, se modifica el artículo 9 de la circular 3/2020, que regula la facturación por excesos de potencia (que pasa a denominarse potencia demandada y por energía reactiva:

- Facturación de Potencia Demandada (desde 1 ENE 2025): El cambio fundamental es la integración del coeficiente Kp en el término de exceso de potencia TEPp, cuyos valores se publicarán para cada periodo (p) tarifario, en la Circular de Peajes. Ver tabla excesos.
- Facturación por excesos de reactiva se mantiene tal cual en la actualidad hasta 31 DIC 2025, sin penalizar el Factor de Potencia (Coseφ) capacitivo por debajo de 0,98 en horas valle (p6), y penalizando el FP inductivo fuera de valle (p1-p5) por debajo de 0,8 a 62,332 €/MVArh y entre 0,8 y 0,95 a 41,554 €/MVArh.
- Facturación por excesos de reactiva desde 1 Ene 2026:
  - La CNMC podrá modificar la penalización mediante resolución.
  - A partir de Ene 2026 penalizará no cumplir con el rango de FP en horas valle (p6).

Consumidor Electro-Intensivo (CEI)

Recientemente, la Resolución de 16 de enero de 2026, de la Secretaría de Estado de Industria, por la que se revisa el cociente entre consumo y valor añadido bruto para optar a la categoría de CEI al que se refiere el artículo 3 del Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos, baja ligeramente el ratio energético-financiero a 0,61 kWh/€ (antes 0,67 kWh/€), cociente entre consumo anual y valor añadido bruto de la instalación al que se refiere el artículo 3.2.d) del Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de CEI's.

Resolución de 16 de enero de 2026, de la Secretaría de Estado de Industria, por la que se revisa el requisito de consumo en periodo tarifario valle para optar a la categoría de CEI al que se refiere el artículo 3 del Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de CEI's: Establece que para la convocatoria de 2026 no será necesario cumplir con el porcentaje de consumo mínimo del 46% horas valle (periodo P6) para solicitar o renovar autorización de CEI. A efectos de la campaña de certificación correspondiente al año 2026, para la que se tienen en cuenta los consumos de los años 2023, 2024 y 2025. La solicitud de certificación o renovación CEI puede hacerse hasta 30 Abril de cada año.

El 19 JUN 2026 ha vencido la presentación de solicitud de ayudas para CEI's sobre los cargos del sistema facturados en 2025. El 7 OCT 2026 se ha publicado la Propuesta de Resolución Provisional de la Convocatoria 2026 de concesión de ayudas a CEI. La ayuda propuesta ha sufrido un prorrateo del 61,54% sobre el importe de la ayuda máxima,

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.

debido a que la ayuda total de los expedientes beneficiarios excede el presupuesto disponible. Los titulares propuestos como beneficiarios deben tener en cuenta que se inicia un plazo de 5 días hábiles contados a partir del día siguiente de su publicación para: i) iniciar trámite de audiencia para que el interesado pueda realizar alegaciones; ii) acreditar, en el caso de que la ayuda propuesta sea superior a 30.000 €, el cumplimiento de los plazos legales de pago establecidos en la Ley 3/2004 por uno de los siguientes medios de prueba: Las personas jurídicas que, de acuerdo con la normativa contable pueden presentar cuenta de pérdidas y ganancias abreviada, mediante certificación suscrita por el órgano de administración o equivalente, con poder de representación suficiente, en la que afirmen alcanzar el nivel de cumplimiento de los plazos de pago previstos en la citada Ley 3/2004, de 29 de diciembre. Podrán también acreditar dicha circunstancia por alguno de los medios de prueba previstos en la letra b) siguiente y con sujeción a su regulación. Las personas jurídicas que, de acuerdo con la normativa contable no pueden presentar cuenta de pérdidas y ganancias abreviada, mediante Certificación emitida por auditor inscrito en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas que contenga una transcripción desglosada de la información en materia de pagos descrita en la memoria de las últimas cuentas anuales auditadas, cuando de ellas se desprenda que se alcanza el nivel de cumplimiento de los plazos de pago establecidos en la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, determinado en este apartado, en base a la información requerida por la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010, de 5 de julio, de modificación de la Ley 3/2004, de 29 de diciembre.

En el caso de que no sea posible emitir el certificado, «Informe de Procedimientos Acordados», elaborado por un auditor inscrito en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas, que, en base a la revisión de una muestra representativa de las facturas pendientes de pago a proveedores de la sociedad a una fecha de referencia, concluya sin la detección de excepciones al cumplimiento de los plazos de pago de la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, o en el caso de que se detectasen, éstas no impidan alcanzar el nivel de cumplimiento requerido establecido en el párrafo siguiente. Se entenderá cumplido el requisito exigido en este apartado cuando el nivel de cumplimiento de los plazos de pago previstos en la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, bien en número de facturas o bien en volumen monetario sea igual o superior al 90%.

Asimismo, la concesión final de estas ayudas está sujeta a la comprobación del cumplimiento de los requisitos establecidos en la Ley General de Subvenciones (Ley 38/2003), así como en el Estatuto de Consumidores Electrointensivos (RD 1106/2020).

Los titulares de solicitudes desestimadas podrán potestativamente interponer recurso de reposición ante el mismo órgano que la ha dictado, en el plazo de un mes contado a partir del día siguiente al de su notificación.

Nuevo Estatuto CEI: Real Decreto 978/2026, de 11 de noviembre, por el que se modifican el RD 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los CEI's, y el RD 309/2022, de 3 de mayo, por el que se establece el mecanismo de compensación de costes indirectos para los sectores y subsectores industriales a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono durante el periodo 2021-2030.

Modificaciones en el RD 1106/2020 – Estatuto CEI's:

- Incorpora nuevo coste subvencionable: Contribución que realizan los CEI's al Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética (SNOEE). El importe de este reconocimiento dependerá de la forma en que los sujetos obligados hayan cumplido con SNOEE (aportación económica FNEE o entrega CAE).
- Requisitos para solicitar CEI:
  - Se suprime el requisito de consumo mínimo en P6.
  - Se incorpora el requisito de disponer de la ISO 50001 a la fecha de obtención de certificación.

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.

- Obligaciones CEI's:
  - Estructura la obligación de disponer los equipos de medida adicionales para medir el autoconsumo.
  - Elimina la obligación de remitir previsiones de consumo al OS con una precisión media mensual superior al 75%.
  - Elimina obligación Art. 11.3 sobre envío del informe con datos de consumo, producción, medidas de eficiencia y descarbonización implantadas etc. durante los tres años siguientes a la recepción de la ayuda.
  - Suprime obligación Art. 12, exigencia a beneficiarios del mecanismo compensatorio (grandes empresas) acreditar que, al menos, un 10% de la energía eléctrica consumida anualmente ha sido contratada mediante instrumentos a plazo, directa o indirectamente, de electricidad de origen renovable con una duración mínima de cinco años o, alternativamente, que al menos un 10% de la energía eléctrica consumida procede de autoconsumo renovable.
- Se revisan los procedimientos de solicitud, renovación, comprobación y pérdida de la certificación:
  - Solicitud: se precisa la documentación sobre consumo, valor añadido bruto, actividad industrial, autoconsumo y certificación ISO 50001.
  - Instrucción: el operador del sistema facilita los datos de consumo para comprobar los requisitos, diferenciando consumo de red y autoconsumo.
  - Renovación: Una vez presentada la solicitud de renovación, se extenderá la validez del certificado hasta la resolución del expediente. Si la tramitación concluye con la renovación del certificado, su validez se prolongará hasta el 30 de abril del año siguiente. En caso de que la tramitación concluya sin renovación del certificado, su validez se tomará hasta la fecha de resolución del expediente.
  - Pérdida del certificado: se regulan las causas de inadmisión, caducidad y pérdida. Se incorpora como motivo de pérdida de la certificación no destinar la energía eléctrica únicamente al propio uso del titular.
- Mejora del mecanismo de comprobación y control (ver Art. 35).

Modificaciones RD 309/2022 – Compensación costes indirectos:

Las modificaciones introducidas en RD 309/2022 equiparan las obligaciones y sistema de monitorización de éstas del mecanismo compensatorio de costes indirectos de CO2 con las del Estatuto de CEI's.

El nuevo RD 978/2026 ha entrado en vigor el 14/11/2026, sin perjuicio de lo siguiente:

- Modificaciones introducidas en RD 1106/2020 respecto a las solicitudes de obtención o renovación del certificado de CEI, serán de aplicación a partir del 1 ENE 2027.
- Modificaciones introducidas en RD 1106/2020 respecto al mecanismo regulado el título III (compensación de cargos y contribución al SNOEE) serán de aplicación para solicitudes de compensación de costes incurridos a partir del 1 ENE 2026.

5. Regulación del sector eléctrico

Reglamento General de Suministro de Electricidad

El MITERD ha publicado finalmente en BOE de 12 FEB 2026 el RD 88/2026, de 11 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica, para modernizar, unificar y actualizar el marco normativo que regula la comercialización y el suministro de electricidad en España,

adaptándolo a los retos de la transición ecológica, la descarbonización y las reformas europeas del mercado eléctrico. Sustituye y consolida diversas normas dispersas provenientes del Reglamento original (año 2000), integrando nuevas figuras como la de los agregadores independientes y estableciendo principios más claros para la protección de los consumidores, la contratación, el cambio de comercializador y la gestión de reclamaciones, alineándose con la normativa de la UE y los objetivos del PNIEC.

Desde una perspectiva técnica y del sector energético, la norma regula aspectos clave relacionados con la interoperabilidad de sistemas, la gestión de datos de consumo mediante contadores inteligentes y la relación entre distribuidores, comercializadores y agregadores. Asimismo, aborda la adaptación técnica de las instalaciones a los nuevos requisitos de eficiencia, sostenibilidad y digitalización, introduciendo cambios en los procedimientos administrativos y en las obligaciones de los agentes del sistema para garantizar un suministro eléctrico más transparente, seguro y alineado con el nuevo modelo energético.

El Art. 6 desarrolla de forma extensa los derechos del consumidor de energía eléctrica, que se añaden a los ya previstos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Entre otros, destacan nuevas posibilidades para optimizar los costes del suministro y evitar engaños:

- Acceder a las redes de transporte y distribución en todo el territorio nacional y suscribir el contrato de acceso directamente con el distribuidor o a través del comercializador.
- Contratar simultáneamente la energía con varios comercializadores en el mismo punto de suministro cuando exista registro de consumo, con la limitación de un único comercializador por período de liquidación de mercado.
- Elegir libremente comercializador y agregador independiente, así como contratar parte de la energía en mercado libre y parte directamente en el mercado mayorista como consumidor directo en mercado.
- Conocer y ser informado de las condiciones del contrato antes de su celebración y recibir información transparente sobre precios, duración, descuentos y otros servicios.
- Ser avisado por escrito y de forma separada a la factura, con al menos un mes de antelación, de cualquier intención de modificar condiciones contractuales o revisar precios, con derecho a resolver sin coste.
- Acceder a la grabación íntegra de la llamada en las contrataciones telefónicas, que deberá contener los elementos mínimos de identificación, oferta y conservación.
- Recibir facturas desglosadas y comprensibles, y explicación clara de los conceptos que las integran.
- Acceder gratuitamente a sus datos de consumo y, mediante acuerdo expreso y gratuito, permitir el acceso a sus datos a otros sujetos del sistema.
- Recibir la liquidación de la cuenta tras cualquier cambio de comercializador o agregador independiente en un plazo máximo de 42 días.
- Formalizar contratos con precios dinámicos con comercializadoras que cuenten con más de 200.000 consumidores, con información previa sobre riesgos, costes y estimación de factura.
- Asimismo, se prohíbe la publicidad y contratación telefónica no solicitada por parte de los comercializadores cuando el usuario sea persona física, salvo petición expresa e informada o llamada iniciada por el propio consumidor.
- En el ámbito de la agregación, se prohíben también las visitas domiciliarias no solicitadas y las prácticas de contratación puerta a puerta sin cita previa a iniciativa del consumidor, así como las llamadas telefónicas no solicitadas.

Se regula el Sistema de Información de Puntos de Suministro (SIPS), que los distribuidores deben mantener completo y actualizado:

- Los distribuidores deberán permitir el acceso gratuito, masivo y telemático a los datos de puntos de suministro a comercializadores y agregadores independientes habilitados, así como a la CNMC, sin exigir datos previos como CUPS, NIF o número de contrato.
- Los consumidores podrán acceder sin coste a los datos de todos sus puntos de suministro y podrán prohibir expresamente la difusión de determinados datos a comercializadores o agregadores con los que no tengan contrato, con la excepción de la información mínima sobre impago.
- Se imponen estrictas obligaciones de confidencialidad y códigos de conducta a comercializadores y agregadores en el uso de estos datos.
- Se encomienda al OS la gestión de la información necesaria para servir como punto de acceso único a los datos de todos los clientes finales, tanto para el acceso directo de estos como para las partes elegibles según la normativa. Esta función queda pendiente de desarrollo de normativa específica, es decir, aprobación de una orden ministerial que desarrollará los requisitos de calidad, cantidad e interoperabilidad.

Regulación de la agregación y del agregador independiente. Una de las principales novedades es la regulación específica de la agregación de demanda y de la figura del agregador independiente:

- Cualquier sujeto que preste servicios de agregación podrá acceder a todos los mercados de electricidad, incluidos los de balance, sin necesidad de consentimiento de otros participantes.
- El consumidor puede suscribir un contrato de agregación con un sujeto distinto de su comercializador sin requerir consentimiento de este.
- Se prevé que una orden ministerial defina el modelo de agregación y una resolución de la Secretaría de Estado de Energía desarrolle el modelo de corrección de programas, de compensación entre agregador y comercializador o su mutualización, y los criterios de verificación.

El agregador independiente tiene derecho a:

- Actuar como participante en los mercados sin trato discriminatorio y en igualdad de condiciones con productores y otros sujetos.
- Disponer de un acceso fácil y equitativo a los datos del consumidor, respetando la confidencialidad.
- Entre sus obligaciones figuran: presentar declaración responsable, mantener garantías económicas, ser responsable financiero de los desvíos, formalizar contratos claros con los consumidores, disponer de servicio de atención al cliente y adherirse a una entidad de resolución alternativa de litigios en materia de consumo. También se le prohíbe modificar unilateralmente las condiciones contractuales o resolver el contrato antes de su vencimiento.
- Modelo transitorio de agregación: mientras no se dicte la referida orden ministerial, el modelo será centralizado, con corrección de programa y compensación, actuando el OS y, en su caso, el del mercado como contrapartes centrales.

En cuanto al ATR, se introduce una modificación temporal de potencia contratada —trimestral, mensual, diaria u horaria—, siempre dentro del límite de los derechos de extensión y sin superar los derechos de acceso. La CNMC fijará los precios y condiciones de facturación, sin incrementos porcentuales en los términos de potencia de cargos para estas modificaciones. Se crea un mecanismo centralizado de garantías ante el OS para cubrir impagos de peajes y cargos por parte de comercializadores (cuando actúan en nombre de sus clientes) y consumidores directos en mercado. Una orden ministerial fijará derechos y obligaciones de los sujetos, tipos de garantías, fórmula de cálculo e importes y criterios de ejecución. Se establecen procedimientos de refacturación por anomalías de medida, errores administrativos o retrasos de facturación, con límites temporales, prorrateos y abono de intereses al tipo legal del dinero más 150 puntos básicos en caso de cobros indebidos. Devolución íntegra de las garantías

depositadas por los consumidores, a cargo de los distribuidores, en un plazo máximo de 4 meses, permitiendo su prorrateo en varios ciclos de facturación y obligando a identificar expresamente en factura el concepto de devolución.

Para la cogeneración, la Disposición transitoria 6ª establece un periodo de 2 años para revisar o actualizar la configuración singular de medida en aquellas instalaciones que dispongan de una y hayan o tengan previsto introducir una hibridación, así como solicitar una autorización de configuración singular de medida si estiman que es necesaria en su instalación:

- Se extiende el plazo previsto en el segundo párrafo de la DA 3ª del RD 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, sobre hibridación de plantas industriales con cogeneraciones, en veinticuatro meses a contar desde la entrada en vigor del presente RD.
- Adicionalmente, aquellas instalaciones que no dispongan de resolución de la DGPEM que autorice configuración singular de medida podrán solicitarla en un plazo máximo de 2 años a contar desde la entrada en vigor del presente RD.
- A estos efectos, los titulares de las instalaciones deberán aportar junto con la solicitud:

  a) Documentación que acredite la imposibilidad técnica o física para adaptar su configuración de medida a las condiciones generales.

  b) Documentación del encargado de la lectura de los consumos en el que se acredite que la configuración de medida es apta para la obtención de las medidas necesarias para la correcta facturación.

  c) Documentación del encargado de la lectura del punto frontera de generación en el que se acredite que la configuración de medida es apta para la obtención de las medidas necesarias para la liquidación.

  d) Propuesta de plazo para la adecuación de la instalación a la propuesta de configuración singular de medida que en ningún caso podrá exceder de nueve meses.

La DGPEM autorizará la utilización de una configuración de medida cuando se acredite la imposibilidad técnica o física para adaptar la configuración de medida a las condiciones generales y los certificados de los encargados de la lectura de los puntos frontera de consumidores y de producción declaren que la propuesta de configuración de medida es apta para la obtención de las medidas necesarias. La resolución de la DGPEM que, en su caso, autorice la utilización de una configuración de medida determinará el plazo máximo para la adecuación de la instalación a la misma. El plazo para resolver y notificar la autorización para utilizar una configuración singular de medida será de seis meses. La DGPEM tramitará las solicitudes de conformidad con el procedimiento establecido en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, y dictará resolución. Transcurrido el plazo de 6 meses desde que la solicitud haya tenido entrada en Registro de la Administración competente para su tramitación sin que se hubiera dictado y notificado resolución expresa, podrá entenderse desestimada la solicitud. Contra la resolución de la DGPEM, que no pone fin a la vía administrativa, se podrá interponer recurso de alzada ante la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de 1 mes, contado a partir del día siguiente a su notificación.

Vamos a esperar cómo se desarrollan las nuevas condiciones para la figura del agregador independiente, derechos y obligaciones del consumidor directo en mercado, así como los códigos de red (RD 647/2020) y acceso y conexión a redes (RD 1183/2020), prestando especial atención a instalaciones de gestión de la demanda y almacenamiento, así como la posibilidad de optimizar el ATR con la potencia contratada, y devolución de garantías. En todo caso, las comercializadoras disponen de 4 meses para adaptarse a los nuevos cambios.

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.

Aspectos regulatorios remuneración, control, despacho y liquidaciones

El 16 de octubre de 2025 se ha publicado en el BOE el Real Decreto 917/2025, de 15 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (régimen RECORE), a propuesta del MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico).

- Pretende mantener la rentabilidad regulada de las más de 62.000 instalaciones acogidas al RECORE, dentro de un contexto marcado por los bajos precios de la electricidad y con un *mix* energético cada vez más complejo.
- Modifica el método por el que se calcula la rentabilidad regulada. Hasta ahora, los ingresos anuales de las plantas podían reducirse si su número de horas equivalente de funcionamiento (relación entre energía vendida y potencia instalada) caía por debajo de un umbral mínimo. Con la actualización, ya no se van a penalizar las horas equivalentes cuando la energía se venda a precio cero durante seis horas seguidas o más, ni tampoco cuando la planta no pueda generar por restricciones técnicas impuestas por el OS. No perderán dinero por causas que escapan de su control, como los momentos en los que el mercado se satura y los precios caen a cero. La medida busca garantizar una rentabilidad estable y predecible para el sector, acrecentando la confianza de los inversores y continuar expandiendo las energías limpias en España.
- Refuerza el papel del OS, y promueve la integración del almacenamiento energético como pieza clave de la transición verde.
- Refuerza la seguridad del suministro mediante una mayor visibilidad y control del sistema eléctrico. A partir de ahora, todas las instalaciones de generación deberán estar adscritas a un centro de control, que comunicará en tiempo real con Red Eléctrica. Esta obligación se extiende a los sistemas de almacenamiento, que tendrán que comunicar sus medidas de energía y recibir instrucciones operativas directamente del OS. También las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte deberán enviar telemedidas, mejorando así la visibilidad y capacidad de respuesta del sistema.
- Se cambia el orden de prioridad en el vertido de energía a la red. Las instalaciones renovables con almacenamiento serán las primeras en poder evacuar su producción, seguidas por las de cogeneración de alta eficiencia (incluyendo con almacenamiento) y, después, por el resto de tecnologías. Refuerza el papel de las energías limpias, eficientes y flexibles.
- Refuerza el control ambiental y la adaptación de las plantas. Incluye medidas de carácter medioambiental y técnico. En línea con la legislación europea y la Ley 7/2022 de residuos y suelos contaminados, se introduce en la normativa eléctrica el principio de jerarquía de los residuos. Implica que las plantas que utilicen residuos como combustible deberán acreditar la recogida separada para poder seguir recibiendo la retribución del RECORE. Las plantas que no cumplan con esa separación verán ajustada su retribución en función del porcentaje de residuos no certificados. También se establece un límite máximo de emisiones de 270 gramos de CO_2/kWh para las nuevas instalaciones de cogeneración o para las que se sometan a reformas sustanciales.
- Por otra parte, la cogeneración gana más flexibilidad. Las plantas podrán decidir cada tres meses, en lugar de una vez al año, como hasta ahora, si venden su energía en el mercado eléctrico o la destinan al autoconsumo, lo que les permitirá adaptarse mejor a la evolución de los precios o de la demanda.
- Aclara los procedimientos que deben seguir las instalaciones afectadas por situaciones excepcionales o de fuerza mayor, como catástrofes naturales (aplicable a eventualidades como la erupción volcánica en La Palma o la DANA que afectó a Valencia, donde varias plantas vieron interrumpida su producción).
- Se introducen mejoras técnicas en las liquidaciones que gestiona la CNMC, con el fin de hacer el sistema más ágil y transparente.

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.

Novedades Autoconsumo

El cambio normativo más reciente se encuentra en una propuesta de RD que modificaría la regulación del autoconsumo, principalmente enfocada en el autoconsumo colectivo.

Esta propuesta introduce mejoras como la ampliación de la distancia máxima entre la instalación de generación y consumo colectivo hasta 5 km para instalaciones fotovoltaicas de hasta 5 MW bajo ciertas condiciones: en cubiertas, suelo industrial o estructuras artificiales existentes o futuras; conectadas al consumidor principal a través de líneas de transporte o distribución.

Establece nuevas modalidades de autoconsumo: (i) Compatibilidad simultánea: un mismo consumidor podrá asociarse a dos modalidades —individual sin excedentes y colectivo mediante red—; (ii) Excedentes compartidos: el consumidor principal (titular de la instalación) comparte con otros consumidores solo los excedentes; los asociados pueden optar o no por la compensación de excedentes; no se exige contador adicional de generación neta.

Establece la figura del gestor del autoconsumo colectivo: (i) Nueva figura jurídica: persona física o jurídica que representa a los consumidores asociados y tramita en su nombre los acuerdos y modificaciones. Las distribuidoras y comercializadoras deberán aceptar la documentación enviada por el gestor como si proviniera de cada consumidor; (ii) Inclusión del almacenamiento distribuido.

Introduce una simplificación administrativa: Las modificaciones del acuerdo de reparto solo requerirán la firma de los consumidores afectados. El plazo mínimo de permanencia en modalidad de autoconsumo se reduce a 1 mes. Se agiliza la instalación de equipos de medida y la puesta en marcha de autoconsumos colectivos.

Nuevas obligaciones de Medida, datos y facturación: Las distribuidoras leerán todos los equipos de medida en modalidades sin excedentes, con compensación y con excedentes compartidos. Las facturas eléctricas incluirán información del autoconsumo colectivo: CUPS, CAU, generación neta y reparto horario por consumidor.

Fomenta el almacenamiento distribuido: Se crea formalmente la figura del autoconsumo con almacenamiento distribuido, equiparable a una instalación de generación renovable. Se prevé exención de peajes y cargos del sistema para energía consumida por almacenamiento y posteriormente inyectada a la red (*behind the meter*). El almacenamiento puede estar vinculado a consumidores industriales o domésticos, y también al vehículo eléctrico.

Panel de autoconsumos: El OS deberá crear un panel con datos en tiempo real de generación, consumo y almacenamiento distribuido para mejorar la gestión del sistema eléctrico.

Servicio de control dinámico de la tensión (reactiva)

El OS ha realizado pruebas de habilitación de primeras instalaciones dispuestas a prestar un servicio de control dinámico de tensión en línea con el nuevo PO 7.4 aprobado por la CNMC y publicado en BOE el 12 JUN 2025. Esto se encuentra todavía en fase de implantación y adaptación progresiva en el sistema, supuestamente desde 17 MAR 2026.

Desde ENE 2026 se deberían haber comenzado a aplicar las penalizaciones por incumplimiento de la prestación básica de control de tensión. Aún desconocemos efectos sancionadores, quizás debido a que CNMC y OS están realizando reuniones y ajustes regulatorios para adaptar el servicio frente a variaciones bruscas de tensión. Se han introducido modificaciones en los rangos de tensión admisibles y continúa el análisis del diseño del PO para mejorar

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.

funcionamiento del servicio. De hecho, los mercados zonales de capacidad de reactiva adicional deberán ponerse en marcha antes del 26 DIC 2026.

La modalidad avanzada del servicio basada en seguimiento de consignas en tiempo real todavía no está plenamente implantada, mientras ciertas instalaciones están en proceso de habilitación.

Además de las renovables no gestionables, también han presentado solicitudes centrales de generación convencional como ciclos o hidráulicas que ya tienen la obligación de prestar el servicio de control dinámico de tensión en su modalidad básica. Hay cogeneradores que están obligados tanto en transporte como en distribución.

En el proceso se está dando prioridad a las renovables no gestionables, ya que suponen nuevos recursos para el sistema. Entre los beneficios de la participación en este nuevo servicio, las instalaciones habilitadas obtendrán prioridad de despacho y la posibilidad de reducir las rampas máximas de cambio de su producción.

Para su habilitación la normativa del nuevo P.O. establece que las instalaciones tienen que acreditar su capacidad técnica para controlar la tensión en dos modos: a través de consignas de reactiva y de consignas de tensión. Esta última modalidad –seguimiento de consigna de tensión en tiempo real– es la que ofrece flexibilidad y permite que las instalaciones respondan a las variaciones rápidas de tensión que pueden producirse en un sistema eléctrico en plena transformación.

Muchas instalaciones renovables y cogeneradores, que actualmente deben seguir una consigna de factor de potencia, tienen la obligación normativa de disponer de capacidad técnica para seguir consignas de tensión, con lo que se espera contar con recursos adicionales en el sistema en el corto plazo.

Hay 614 (341) instalaciones bajo el ámbito del Real Decreto 413/2014, conectadas a la red de transporte (distribución) peninsular de más de 5 MW, sumando una potencia instalada de unos 27,8 (7,3) GW, que estarían capacitadas para poder dar la modalidad de consignas, además de los ciclos combinados y parte de las hidráulicas. De unas 365 instalaciones que han solicitado su habilitación para prestar el servicio, se han realizado pruebas a menos de la mitad (155), habiendo sido superadas por 74 con una potencia de 6,7 GW.

Resolución de 19 de enero de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación (PO's) 3.1, 3.2 y 7.2 para facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español.

- A solicitud del OS, justificada en los riesgos para la seguridad del suministro, la CNMC aprobó la Resolución de 20 de octubre de 2025, por la que se modifican temporalmente los PO's 3.1, 3.2 y 7.2 para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español. Dicha resolución preveía ser de aplicación durante un periodo de 30 días naturales, el cual podía ser prorrogado por periodos adicionales de 15 días naturales, hasta una duración total máxima de 3 meses. Previa solicitud del operador del sistema, la CNMC acordó sucesivas prórrogas el 18 NOV, el 1 DIC, el 18 DIC y el 29 DIC de 2025. La aplicación de estas medidas temporales ha finalizado el 19 ENE 2026.
- Objetivo: mantener aplicación de medidas transitorias de Resolución de 20 de octubre de 2025 tras su vencimiento, integrándolas en el texto vigente de los PO's. Los cambios propuestos no son idénticos a los introducidos temporalmente, adaptando experiencia y mejoras concretas.
- PO 3.1: Proceso de programación. Se flexibiliza la hora de publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) con objeto de garantizar que se publica una solución completa de restricciones técnicas tras el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). De este modo, se evitará aplicación de volumen elevado

de redespachos por restricciones en proceso de resolución en tiempo real. Evitará necesidad de activación de energías de balance adicionales.

- PO 3.2: Restricciones técnicas. Incorpora al proceso de resolución restricciones técnicas al PDBF la programación de generación por falta de reserva a subir, que anteriormente se abordaba en su totalidad en proceso restricciones técnicas en tiempo real. Trata de reducir desequilibrio de energía en tiempo real y la necesidad de energía de balance.
- PO 7.2: Regulación secundaria. Obligación de seguimiento del programa de tiempo real (PTR) por los proveedores habilitados en el servicio de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR), se extiende a todos los periodos de programación, independientemente de si el proveedor está participando activamente en el servicio. Se compatibiliza este cambio con el cálculo del desvío especificando que la liquidación de desvíos del BSP se realizará teniendo en cuenta la energía cuartohoraria frente a la integral del PTR rampeado.

6. Fiscalidad, medidas extraordinarias y normativa europea

Novedades de carácter fiscal y social

Se ha publicado en BOE con validez provisional sujeto a convalidación en Congreso de los Diputados, el Real Decreto-Ley 2/2026, de 3 de febrero, por el que se adoptan medidas urgentes para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social, en materia tributaria y relativas a los recursos de los sistemas de financiación territorial. Se reactivan medidas previamente contempladas en el RDL 16/2025, cabe destacar:

- Prórroga de la libertad de amortización para los ejercicios 2025 y 2026, aplicable a inversiones realizadas en períodos impositivos que se inicien o concluyan en dichos años, siempre que los elementos adquiridos entren en funcionamiento y se mantenga la plantilla durante los 24 meses posteriores al inicio del período impositivo correspondiente (Art.13).
  - Importe máximo inversión : 500.000 €.
  - Mantener nivel de empleo doce meses anteriores.
  - Aplicable a instalaciones de autoconsumo eléctrico e instalaciones térmicas para consumo propio, siempre que utilicen energías renovables y sustituyan instalaciones basadas en combustibles fósiles.
- Incremento de los descuentos del bono social eléctrico para 2026, recuperado mediante el Art. 5: Los nuevos descuentos se sitúan en el 42,5% para consumidores vulnerables y en el 57,5% para consumidores vulnerables severos, frente a porcentajes previstos en Orden TED/1524/2025, que eran de 35 % y 50 %, respectivamente. El MITERD deberá actualizar los valores unitarios del bono social eléctrico 2026, lo que previsiblemente permitirá continuar con tramitación del proyecto de orden que establece las cantidades a financiar del bono social por los consumidores.

Finalmente, el 26 de febrero de 2026, el Congreso acordó su derogación, publicándose el Acuerdo en el BOE el 28 de febrero de 2026. Esto implicó la pérdida de efectos de todas las modificaciones y medidas introducidas por la norma.

Nuevas medidas regulatorias temporales por guerra en Irán

El pasado 21 de marzo, se publicó en el B.O.E. el 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, ya convalidado por Congreso de los Diputados (26 MAR 2026). Las principales medidas con impacto directo en el sector de la cogeneración:

Para el ejercicio 2026 la base imponible del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica será minorada en un 10% de las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el primer trimestre natural, y minorada 100% de las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el segundo trimestre natural. (Art.41).

Revisión de los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (D.A. XIII).

- La CNMC deberá realizar la liquidación necesaria para la adaptación de la retribución procedente del régimen retributivo específico, detrayendo las cantidades no abonadas por las instalaciones como consecuencia de la reducción de la base imponible del IVPEE.
- Dicha adaptación tendrá lugar en la primera liquidación en la que se disponga de los ajustes correspondientes.

Disposiciones relevantes para la industria:

- **Flexibilización de contratos de suministro de energía eléctrica**: Se establece la posibilidad de modificar las condiciones contractuales de suministro eléctrico hasta el 31 DIC 2026, incluyendo cambios de potencia y condiciones de contratación, sin penalizaciones adicionales. (Art.5).
- **Flexibilización de contratos de suministro de gas natural**: Se permite la modificación de caudales contratados, cambios de peaje, suspensión temporal de contratos y otras adaptaciones operativas hasta el 31 DIC 2026, facilitando la adecuación del consumo a la actividad industrial. (Art.6).
- **Reactivación del mecanismo de apoyo para garantizar la competitividad de la industria electrointensiva**: Con efectos desde 1 ENE y hasta 31 DIC 2026, se aplicará un mecanismo de apoyo a la industria electrointensiva consistente en una reducción en la factura eléctrica del 80% del coste correspondiente a los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad aplicables en cada momento. La referida reducción se efectuará tanto sobre los términos de potencia contratada como de los términos de energía activa de los peajes de transporte y distribución de electricidad y en cada uno de los periodos horarios de los segmentos tarifarios aprobados por la CNMC (según fecha obtención certificación CEI). (Art.7).
- **Asignación extraordinaria de capacidad anual de almacenamiento subterráneo a canon cero**. Se establece un canon de almacenamiento de gas a coste cero para la capacidad anual contratada que supere 20 días de consumo, aplicable entre el 1 ABR 2026 y el 31 MAR 2027. (Art.8).
- **Impulso del biometano**. Se prevé el establecimiento de objetivos obligatorios de penetración de biometano en el consumo de gas natural en sectores distintos al transporte. (Art.26).
- **Fondo para el Impulso de la Descarbonización Industrial (FIDI)**: Nuevo fondo que introduce instrumentos como los CfDs (Contratos por Diferencias) de carbono para apoyar la descarbonización de sectores industriales intensivos en energía. (Art.32).
- **Tipos impositivos del Impuesto sobre Hidrocarburos**. Se reduce el tipo impositivo de los principales productos energéticos (gasóleos, gasolinas y otros combustibles), con el objetivo de contener el impacto del incremento de precios. (Art.38).
- **Impuesto Especial sobre la Electricidad**. Se establece un tipo reducido del 0,5% desde la entrada en vigor de este RDL y hasta el 30 de junio de 2026. “Si en ABR la variación del IPC de la electricidad no supera en más de un 15% el IPC del mismo mes del año anterior, de acuerdo con la información que publique en mayo el INE (Instituto Nacional de Estadística), esta reducción dejará de aplicarse en JUN. (Art.40).
- **Impuesto sobre el Valor Añadido**. Se reduce al 10% el IVA aplicable al gas natural, electricidad y otros combustibles energéticos hasta el 30 de junio de 2026. (Art.42).
- **Modificación de la Ley 18/2014**. Se incluye a los Consumidores Directos en mercado de electricidad y gas como sujetos obligados a contribuir al Fondo Nacional de Eficiencia Energética. (DF IX).

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.

- **Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE)**. Se habilita a OMIE y MIBGAS para el desarrollo y gestión de la plataforma electrónica del sistema CAE. (DF XVI).

Novedades UE

La Comisión Europea prevé acometer una reforma en ámbito fiscal y fomentar la elasticidad de la demanda. Está elaborando una propuesta legislativa para modificar los impuestos sobre la energía y los peajes, para reducir el coste de la factura eléctrica para los hogares y las empresas:

- **Modificar las reglas de juego del mercado**. Tras consultar un borrador de la propuesta, la normativa obligará a los gobiernos nacionales a establecer **tipos impositivos para la electricidad que sean sustancialmente inferiores a los aplicados al gas natural**. Esta modificación fiscal trata de aliviar la presión económica sobre los consumidores finales y, mejorar la competitividad de alternativas sostenibles como los vehículos eléctricos y las bombas de calor, cuyos costes de implantación a menudo se ven penalizados por el elevado precio de la electricidad de red. Requiere acción rápida y coordinada a escala comunitaria para disminuir las facturas de electricidad y la dependencia de la UE de los combustibles fósiles. Aunque la CE mantendrá la potestad de los gobiernos de fijar sus propios tipos impositivos nacionales, estos deberán ajustarse estrictamente a la regla general de priorizar fiscalmente la energía eléctrica frente al gas.
- Los países de UE deben diseñar incentivos para que **los usuarios desplacen su consumo eléctrico hacia las franjas horarias en las que la generación es más barata y abundante**, habitualmente asociadas a picos de producción de energías renovables como solar o eólica. Debe incentivarse a comportarse de una manera favorable para el sistema, ajustando su uso de energía o desplazándolo hacia momentos y lugares donde estén disponibles las fuentes de energía más baratas.

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.