

WHITEPAPER

El nuevo paradigma energético de la cerámica española

Gestión avanzada de cogeneración, demanda flexible y almacenamiento como palanca de competitividad

Resumen ejecutivo

El sector cerámico español cerró 2025 con una facturación de 4.834 millones de euros, una producción de 427 millones de m² y casi 16.000 empleos directos, manteniendo su liderazgo europeo. El marco energético y regulatorio 2026-2030 introduce cambios profundos en su estructura de costes: la revisión del EU ETS, la nueva retribución de la cogeneración y la transformación del mercado eléctrico convergen simultáneamente.

Estos cambios abren también una ventana real de creación de valor para las plantas que ya disponen de cogeneración, flexibilidad operativa y espacio para autoconsumo. Una gestión energética avanzada (EMS) que integre estos activos con el mercado eléctrico puede capturar entre 145.000 € anuales mediante pura optimización (payback inferior a 6 meses) y más de 500.000 € anuales sumando almacenamiento y autoconsumo (payback en torno a 3,3 años con apoyo PERTE), sin reducir producción.

Mensaje clave

El sector cerámico ya tiene los activos. Lo que marca la diferencia es operarlos como un sistema integrado, conectado al mercado eléctrico en tiempo real.

1. Contexto: un sector ante un cambio estructural

1.1 El nuevo coste del CO₂

La industria cerámica es intensiva en gas natural y, hasta hoy, sin alternativas tecnológicas plenamente maduras para descarbonizar sus procesos térmicos a corto plazo. La propuesta de la Comisión Europea para 2026-2030 aplica al sector el recorte máximo previsto: una reducción del 34% en la asignación gratuita de derechos. ASCER estima un impacto de 109-163 millones €/año para el conjunto del sector (precio CO₂ 100-150 €/t). Sumado al recorte del 37,5% en la retribución de cogeneración (≈30 M€/año adicionales), el impacto agregado equivale al 60-80% del beneficio neto sectorial.

El CBAM, en vigor desde el 1 de enero de 2026, protege parcialmente frente a importaciones extracomunitarias, pero no frente a competidores europeos con mix más descarbonizado. Cada tonelada de CO₂ no evitada se convierte en un coste directo creciente durante todo el periodo.

1.2 Revisión retributiva de la cogeneración

La Orden de revisión retributiva 2026-2031 modifica el marco económico aplicable al parque existente. Paralelamente, el MITECO ha desbloqueado las subastas de 1.200 MW de cogeneración de muy alta eficiencia previstas en el PNIEC, repartidas en tres convocatorias entre 2025 y 2027, con requisitos exigentes: al menos un 30% de la electricidad a autoconsumo y preparación para un mínimo del 10% de hidrógeno renovable.

1.3 Transformación del mercado eléctrico

El mercado eléctrico 2026 muestra volatilidad estructural: precio medio mayorista en torno a 54–65 €/MWh, con horas valle por debajo de 30 €/MWh y horas punta por encima de 100 €/MWh. Desde 2026, OMIE liquida cada 15 minutos, multiplicando por cuatro las oportunidades de arbitraje. El SRAD (Servicio de Respuesta Activa de la Demanda) ha adjudicado 1.725 MW en 2026 a 65 €/MW con pocas activaciones reales, consolidándose como ingreso casi pasivo para industrias con flexibilidad.

A esto se añade el encarecimiento estructural de los servicios de ajuste tras el apagón del 28 de abril de 2025. Operando en modo reforzado, Red Eléctrica ha multiplicado el recurso a restricciones técnicas:

- **Coste total servicios de ajuste 2025:** 3.812 M€, +43% interanual (REE). Restricciones técnicas: +63%.
- **Precio medio servicios ajuste:** de 18,4 €/MWh en abril 2025 a >30 €/MWh en mayo 2025 (media en 2019: 2 €/MWh).
- **Sobrecoste acumulado mayo 2025 – marzo 2026:** 666 M€ por el modo reforzado de operación (REE).
- **Para la industria electrointensiva:** >17 €/MWh adicionales que no soportan competidores franceses ni alemanes (AEGE).

La paradoja es relevante: el mismo mecanismo que encarece la factura de quien solo consume retribuye a quien aporta flexibilidad. Quien dispone de capacidad de modular su demanda o de almacenamiento convierte ese coste en ingreso.

Adicionalmente, el RDL 7/2026 introduce el “acceso flexible” a la red para almacenamiento, agilizando la integración de BESS en plantas industriales existentes.

2. El triple activo del sector cerámico

La mayoría de plantas cerámicas españolas disponen ya, sin haberlo planificado, de los tres elementos clave de una infraestructura energética flexible moderna. El reto no es construir, es integrar y operar.

- **Cogeneración:** España cuenta con ~5.500 MW instalados (90% en industria). Buena parte del parque cerámico llegará al final de su vida útil regulatoria entre 2026 y 2029.
- **Flexibilidad operativa:** atomizadores, líneas de esmaltado, compresores, ventilación y bombeo admiten modulación. Este activo, hasta hoy sin monetizar, lo retribuye explícitamente el SRAD.
- **Cubiertas y terreno:** PPAs solares en España en 30–35 €/MWh y baterías con costes a la baja hacen el autoconsumo + almacenamiento económicamente atractivo.

3. Cuatro fuentes de valor de la gestión avanzada

- **Optimización en el mercado eléctrico:** bidding algorítmico de la cogeneración en spot, intradiario continuo y cuartohorario. Diferencia típica: 10–25 €/MWh adicionales sobre operación de referencia.
- **Monetización de flexibilidad (SRAD y ajustes):** ingreso casi pasivo por disponibilidad. Activación poco frecuente.

- **BESS + autoconsumo:** arbitraje horario, optimización de peajes y potencia contratada, revenue stacking con servicios de ajuste y SRAD.
- **Fondos públicos:** PERTE Descarbonización Industrial cubre hasta 45-55% del CAPEX (renovables y almacenamiento) en función del tamaño de empresa. Subastas de cogeneración 1.200 MW mejoran la rentabilidad de proyectos de renovación.

4. Caso ilustrativo: dos rutas de creación de valor

Planta de referencia: cogeneración 8 MW eléctricos, consumo eléctrico de red 25 GWh/año, flexibilidad identificable 1,5 MW, cubierta disponible para 2 MWp solar, fin de periodo retributivo de cogeneración en 2027.

4.1 Subcaso A — Optimización de activos existentes

Sin inversión intensiva. Implantación del EMS de Netto Energy, integración con SCADA, habilitación SRAD y conexión con representante de mercado.

Concepto	Valor
CAPEX EMS + integración + habilitación SRAD	50.000 €
Optimización bidding cogeneración	84.000 €/año
SRAD — disponibilidad y activaciones (1,5 MW)	28.500 €/año
Optimización peajes y término de potencia	17.000 €/año
Mejora eficiencia cogeneración	15.000 €/año
Valor anual agregado	≈ 144.500 €
Payback simple	< 6 meses

Bajo modelo Full Performance Share, la inversión inicial se reduce a cero y el cliente recibe el 70-80% del valor generado sin riesgo.

4.2 Subcaso B — BESS + autoconsumo solar

Sobre la base del Subcaso A, se incorpora BESS 2 MW / 4 MWh y planta solar 2 MWp, con candidatura a PERTE.

Concepto	Valor
CAPEX total bruto (BESS + solar + EMS)	2.700.000 €
Subvención PERTE estimada (≈ 45%)	-1.215.000 €
CAPEX neto	≈ 1.485.000 €
Valor base mantenido del Subcaso A	144.500 €/año
BESS: arbitraje + ajustes + SRAD + peajes	155.000 €/año
Autoconsumo solar 2 MWp + venta excedentes	210.000 €/año
Valor anual agregado	≈ 509.500 €
Payback simple (con apoyo PERTE)	≈ 3,3 años

Bajo modelo BESS-as-a-Service, el cliente accede al valor sin inversión inicial, recibiendo el 60-70% del flujo generado.

Los subcasos son secuenciales: iniciar el Subcaso A para validar el potencial real con datos propios y, una vez confirmados los resultados, escalar al Subcaso B con cobertura PERTE.

5. Por qué Netto Energy

Netto Energy combina ingeniería de almacenamiento, operación de mercados eléctricos y co-desarrollo de software con la Universitat Politècnica de València. El equipo fundador aporta más de cinco años de experiencia end-to-end en sistemas BESS y activos híbridos en operadores energéticos internacionales, junto con experiencia directa en gestión de EMS y trading de energía. Modelos contractuales adaptados al perfil del cliente: Suscripción SaaS, Performance Share (reparto de valor), BESS-as-a-Service (sin CAPEX), BESS Ownership y BESS Lease. El modelo se define caso a caso en función del activo, horizonte temporal y combinación de palancas.

6. Conclusión

La industria cerámica española dispone ya de los activos necesarios para convertir los retos regulatorios de 2026-2030 en una fuente real de valor: una planta tipo puede capturar entre 145.000 € anuales mediante optimización pura (payback < 6 meses) y más de 500.000 € anuales con almacenamiento y autoconsumo (payback $\approx$ 3,3 años con apoyo PERTE). Lo que marca la diferencia es la capacidad de operar estos activos como un sistema integrado y conectado al mercado.

Análisis Energético 360° gratuito

Netto Energy ofrece un análisis sin coste y sin compromiso para cuantificar, con datos reales de la planta, el valor capturable y el plan de actuación más adecuado. Duración 3-4 semanas.