

RETOS DE LA DESCARBONIZACIÓN PARA EL SECTOR CERÁMICO ESPAÑOL

José Luis Quintela Cortes. Ingeniero Industrial.

IAG INGENIERÍA ARQUITECTURA Y GESTIÓN INDUSTRIAL. España

1. RESUMEN

El sector cerámico supone un 60% del consumo de gas natural de la Comunitat Valenciana. La perspectiva del empleo de hidrógeno, biometano y electricidad, todas de origen renovable, aplicado a las fases térmicas tendrá una influencia importantísima en los costes de fabricación, pero también en las inversiones en las redes de suministro que sustituyan o complementen a las de gasoductos y a las eléctricas actuales.

2. ANTECEDENTES

La actividad industrial cerámica en sus procesos es intensiva en energía térmica, su influencia en el coste de fabricación es decisiva, por lo que es de gran importancia conocer los factores que puedan elevar dicho coste. Por consiguiente, al quemar combustible fósil (gas natural) es un gran generador de emisiones de gases de efecto invernadero.

La consecución de la neutralidad climática a través, entre otros, de la descarbonización de los procesos térmicos, implica para el sector cerámico de modo directo, una revisión de sus técnicas industriales mediante la eliminación/sustitución de aquellos combustibles fósiles y la adaptación de sus equipos industriales térmicos a las nuevas tecnologías de generación de calor.

En ese sentido, la Unión Europea dispone de nuevos criterios de reducción del 55% de emisiones para el año 2030 con respecto a los niveles de 1990, con el objetivo de llegar a la neutralidad climática para el año 2050. España, ha presentado un nuevo borrador para el PNIEC¹ 2030 con las nuevas metas de potencia renovable instalada y reducción de emisiones.

3. OBJETIVO

Para la consecución de estos objetivos medio ambientales, la sustitución de gas natural por el empleo de hidrógeno, biometano o electricidad, todas de origen renovable, aplicada a las fases térmicas desembocará en una multiplicación de la energía para el funcionamiento del proceso con los sustitutos del gas natural.

El objetivo de la ponencia es determinar frente a los **Retos de la descarbonización para el sector cerámico**, posibles alternativas para alcanzar los objetivos exigidos, así como hacer una estimación del coste que, para lograrlo, supondría implantar toda una nueva infraestructura de generación y distribución energética.

4. CONSUMO TÉRMICO EN EL SECTOR CERÁMICO

Para la comprensión de la enorme magnitud de la energía térmica del proceso cerámico que debe ser eliminada/sustituida para la descarbonización industrial, se exponen para los procesos básicos en el sector industrial cerámico de Castellón, la energía que precisan a partir de gas natural.

Con los últimos datos publicados por la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), correspondientes al año 2020, la provincia de Castellón fue la principal consumidora de gas natural a nivel nacional. En las siguientes tablas (Tabla 1/Tabla 2) se muestran los datos de consumo energético de la Comunitat Valenciana para el año 2020 y los consumos del sector cerámico de 2019-2023.

		Castellón	Valencia	Alicante
Petróleo	(GWh/año)	70	1.291	767
Gas Natural	(GWh/año)	13.837	2.616	1.058
Electricidad	(GWh/año)	2.233	2.884	1.500
Renovables	(GWh/año)	233	756	291

Tabla 1 Consumo energético Comunitat valenciana 2020. Fuente IVACE.

CONSUMO ENERGÉTICO SECTOR CERÁMICO					
Año	2019	2020	2021	2022	2023
Producción	510 Mm ²	488 Mm ²	587 Mm ²	500 Mm ²	≈425 Mm ²
Gas natural (GWh/año)	14.100	13.430	17.000	14.870	≈12.124
Eléctrico (GWh/año)	1.400	1.390	1.800	1.730	≈1.256
Total (GWh/año)	15.500	14.820	18.800	16.600	≈13.381
% consumo de gas a nivel nacional	3,54%	3,73%	4,49%	4,08%	
GENERACIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ (Mt CO ₂ eq.)					
C. Valenciana	8,72	8,16	8,00	7,80	-
SIC (aproximación)	2,70	2,40	2,80	2,60	-
% emisiones SIC con respecto C. Valenciana	33%	33%	34%	32%	-

Tabla 2 Consumo energético sector cerámico 2019-2023. Fuente ASCER.

Según los datos expuestos en la Tabla 1, el sector cerámico en el año 2020 consumió aproximadamente el 97% del gas en la provincia. Según los datos de la Tabla 2, para el año 2022, a nivel nacional se traduce en un 4,08% del total, confirmando su importancia en el balance de este combustible de todo el país.

Por ende, la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) del sector cerámico frente al total de la Comunitat Valenciana supera en los ejercicios 2019 a 2022, al 30%.

Estos importantes consumos energéticos y la emisión de GEI derivada, se producen en los procesos básicos en la fabricación del producto cerámico:

- Atomizado de arcilla sin cogeneración
- Secado de baldosas cerámicas
- Cocción de baldosas cerámicas

5. ALTERNATIVAS DE DESCARBONIZACIÓN

En los procesos básicos considerados en el apartado anterior, las hipótesis de tecnologías térmicas descarbonizadas que se valoran a lo largo de esta ponencia son:

- Atomizado de arcilla: uso de quemadores de 100% de hidrógeno/biometano (según alternativa) como combustible para calentar los grandes volúmenes de aire involucrados en el proceso de atomizado de arcillas a temperaturas en el entorno de los 500 °C, pues se dispone de la alternativa comercial adecuada respecto al uso de quemadores a gas natural. La electrificación no se valora pues hay evidencias de la dificultad existente en el cambio de la técnica actual por resistencias.
- Secado de baldosas cerámicas: uso de quemadores de 100% de hidrógeno/biometano (según alternativa) como combustible o uso de resistencias eléctricas. Estos equipos calientan el aire a temperaturas hasta 200°C y coordinados con el aprovechamiento de gases calientes del enfriamiento del horno que se filtran y se derivan al secadero, evitando el consumo de energía, salvo en el arranque previo a la puesta en marcha de los hornos.
- Cocción de baldosas cerámicas: uso de quemadores de 100% de hidrógeno/biometano (según alternativa) como combustible, resistencias eléctricas o tecnología mixta. Cuya temperatura de llama de 2.000°C que se reduce a 1.200°C en la cámara de combustión del horno y coordinados para reducir el consumo energético, con el aprovechamiento de aire caliente procedente de su propio sistema de enfriamiento.

Con las hipótesis planteadas, el sector industrial cerámico, para disminuir hasta llegar a suprimir las emisiones de CO₂ dispone de cuatro alternativas (en fase de investigación y de desarrollo industrial en la actualidad) para la sustitución del combustible fósil:

- La energía térmica requerida por el proceso es generada exclusivamente por la combustión de H₂
- La energía térmica requerida por el proceso de cocción y secado es generada por resistencias eléctricas
- Combinación de ambas opciones, donde parte de la energía térmica requerida por el proceso de cocción es generada por la combustión de H₂ y parte por resistencias eléctricas
- La energía térmica requerida por el proceso es generada exclusivamente por la combustión de biometano (CH₄ verde)

ALTERNATIVA	I	II	III		IV
	TODO HIDRÓGENO	MIXTO A	MIXTO B		TODO BIOMETANO
Proceso de atomizado	100%	100%	100%		100%
Proceso de cocción	100%	100%	80%	20%	100%
Proceso de secado	100%	100%	100%		100%

	Hidrógeno
	Electrificación
	Biometano

Tabla 3 Alternativas de estudio

Se adjuntan desglosadas en la Tabla 4 las necesidades térmicas del sector industrial cerámico español para una producción anual de 425 millones de metros cuadrados (estimación de producción para el año 2023) y desglosadas por procesos principales:

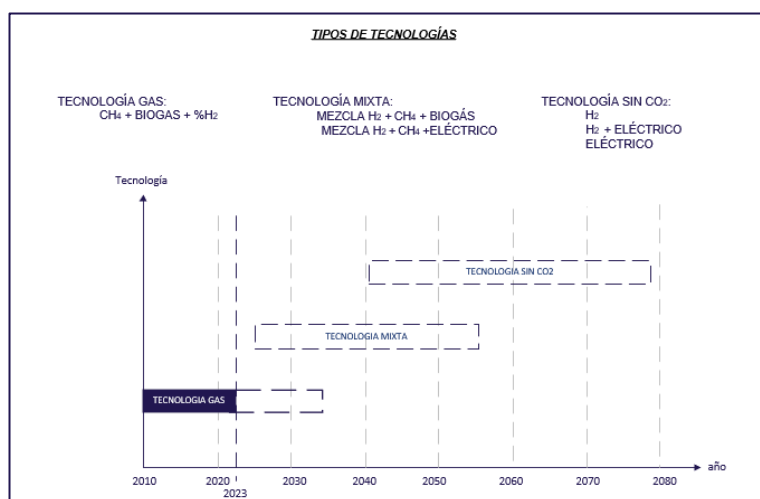
SECTOR CERÁMICO		
Peso neto	22	kg/m ²
Producción	425.000.000	m ² /año
Peso	9.350.000.000	kg/año
Energía total	1,30	kWt/kg
Proceso de atomizado	0,52	kWt/kg
Proceso de secado	0,16	kWt/kg
Proceso de cocción	0,62	kWt/kg
Energía térmica total sector	12.124	GWh/año

Tabla 4 Necesidades energéticas térmicas en el proceso cerámico. Fuente: elaboración propia

Para sustituir por completo el gas natural por soluciones con combustible verde o electrificar el sector, requiere que la disponibilidad de dichas soluciones sea fiable y constante. Es decir, que sea capaz de satisfacer la demanda energética durante el funcionamiento del proceso (365 días al año, 24 horas al día y 7 días por semana).

También debe considerarse que para la adaptación o sustitución de los equipos térmicos de producción serán necesarias unas técnicas y tecnologías que, actualmente, a nivel de plantas industriales competitivas, y en mayor medida en el proceso de cocción, no están disponibles.

En la siguiente Gráfica 1, se muestra un posible desarrollo tecnológico frente a la neutralización en 2050. Hoy en día, difícilmente se puede confirmar que tecnología se desarrollará finalmente y permitirá al sector cerámico una neutralización en emisiones manteniendo la competitividad con respecto a otros países no afectados por este plan.



Gráfica 1 Tecnologías en el sector cerámico. Estimación propia.

6. ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LAS ALTERNATIVAS

Establecidas las alternativas para la consecución de las metas impuestas por la Unión Europea y con el punto de mira en la descarbonización de la industria, se observa que en cualquier alternativa que se elija, se verán multiplicadas las necesidades energéticas del sector. El cambio de gas natural con yacimientos a hidrógeno que se debe fabricar precisa de un colosal consumo eléctrico y/o a equipos eléctricos que, a su vez, necesitan una enorme infraestructura de generación, transporte y distribución.

Téngase en cuenta que las nuevas necesidades energéticas para la sustitución del gas natural (fabricación de hidrógeno/biometano/electricidad según la alternativa elegida) se suman al consumo eléctrico actual (Tabla 2 – fila 5) en motores y receptores eléctricos que permanecen activos.

6.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La infraestructura actualmente disponible no tiene capacidad de generación y transporte de energía eléctrica necesaria para la consecución de los criterios de la UE y de los objetivos marcados en el *PNIEC*. Por lo que obligará a acometer grandes inversiones para implantar una nueva infraestructura eléctrica (centrales de generación, subestaciones, líneas y centros de transformación).

Y esta nueva infraestructura deberá suministrar energía eléctrica verde a los nuevos puntos de consumo del sector cerámico, bien sean éstos plantas de fabricación de hidrógeno, biometano (Alternativas I, II, III y IV) o plantas cerámicas con equipos eléctricos (Alternativas II y III).

Las tres opciones de generación eléctricas consideradas en este trabajo son:

- Parques fotovoltaicos
- Parques eólicos on-shore
- Centrales nucleares

Parques fotovoltaicos

Dado que la energía solar no es una fuente de energía constante, se tendrá que suplementar con un sistema de almacenamiento de energía eléctrica asociado. Estos sistemas de almacenamiento, llamados BESS (Battery Energy Storage System) almacenan la energía en baterías recargables hasta que su uso es necesario.

Actualmente, se utilizan a pequeña escala en redes de distribución para estabilizar parámetros (frecuencia y tensión) y como corto respaldo de la FV, con bajo rendimiento y alto coste. Sin embargo, para considerarse una alternativa y llegar a un sistema gestionable, se ha definido un BESS de capacidad para 3 días de ausencia de insolación.

Según establece el Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006ⁱⁱ) y el RD 14/2010ⁱⁱⁱ, la provincia de Castellón corresponde a la zona IV y suponiendo que se realiza una instalación fija se determinan unas horas anuales equivalentes de 1.632 horas, evidentemente muy inferiores a las 8.760 horas de un año con régimen de trabajo 24/7.

Parque eólico on-shore

Dado que la energía eólica tampoco es una fuente constante y estable, se incluirá en el estudio y en la estimación de costes, un sistema de almacenamiento BESS de baterías recargables similar al considerado para la energía solar, también para 3 días sin viento.

En el análisis de recursos eólicos del IDAE^{iv}, para la Comunitat Valenciana, se determina un rango de horas equivalentes netas entre 2.075-2.275 horas anuales, también inferiores a las 8.760 horas anuales. Además, en ese mismo documento, se estima el potencial eólico de cada comunidad y para la Comunitat Valenciana se considera de 9 GW.

Central nuclear

La energía nuclear es una fuente de energía que causa mucha controversia por la posibilidad de fugas y los residuos que genera. Sin embargo, según el último borrador que modificaría el Reglamento delegado del Clima, se aceptaría incluir las centrales nucleares dentro de la taxonomía verde, de tal forma que, en los programas de finanzas sostenibles, esta tecnología se equipara a las energías renovables.

Con este reglamento aprobado, se considerarán “verdes” todas las centrales nucleares que cuenten con un permiso de construcción previo a 2045 y siempre que presenten garantías de poder tratar los residuos radioactivos. Esta tecnología de generación de energía eléctrica si que funciona todas las horas del año de modo constante y estable y no precisa de un sistema BESS adicional.

6.2 CONSUMO SEGÚN ALTERNATIVAS

Expuestas de modo simplificado las posibles fuentes de suministro de energía eléctrica y los criterios de disponibilidad, se analiza su utilización en las Alternativas de descarbonización (ver capítulo 5: Alternativas de descarbonización)

Hidrógeno/electrolizadores: Alternativas I y parcial en II y III

Los electrolizadores son equipos industriales de gran complejidad técnica diseñados para la fabricación de hidrógeno aplicando la tecnología de la electrólisis, es decir, la descomposición de la molécula de agua por medio de una corriente eléctrica en sus dos elementos: hidrógeno y oxígeno.

Son equipos que consumen aproximadamente 50 kWh eléctricos por cada kg de H₂ fabricado y, siempre que se utilice una fuente de energía eléctrica renovable para su funcionamiento, el hidrógeno generado llevará la etiqueta de verde. Se implantarán en cada factoría cerámica, o conjunto de asociadas, siguiendo la estructura *“stand-alone”*.

En los objetivos para 2030 del borrador de actualización del PNIEC de 2023, se prevé tener instalados 11 GW en electrólisis frente a los 4 GW del PNIEC anterior que correspondía a un 10% de la capacidad de la Unión Europea, por lo que en España se sigue apostando por este combustible.

Biometano/plantas: Alternativa IV

Esta interesante alternativa sustituye gas natural por gas biometano con unas características y propiedades térmicas similares. Con esta fuente energética, en principio, no se modificarían ni la infraestructura gasista y ni la maquinaria térmica de proceso, pues se inyecta biometano directamente en la red de transporte.

Sin embargo, esta tecnología es poco utilizada por la baja oferta del combustible en España. A nivel nacional, se explotan un total de 9 plantas de biometano, generando sólo 0,42 TWh/año^v. Sin embargo, por la existencia de residuos agrícolas, ganaderos y orgánicos y por la baja necesidad de electricidad en su producción, se está creciendo ya con un total de 68 centrales en estado de construcción y en proyecto.

En el informe generado por SEDIGAS^{vi} en enero de 2023, se establece que el potencial español de este gas podría ser de hasta 163 TWh/año, siendo necesarias 2.326 nuevas centrales que cubrirían hasta un 43% de la actual demanda nacional del combustible fósil (gas natural). Donde la inversión estimada en plantas y en redes de gas son 43.844 M€.

Aunque la inversión en plantas y el consumo eléctrico son moderados, se enfrenta la dificultad de implantación del biometano como fuente térmica ya que:

1. Aún en la máxima utilización del potencial de los residuos disponibles no cubriría toda la demanda nacional de energía
2. Se ha de construir una red capilar que una todas las plantas de biometano con las redes de distribución

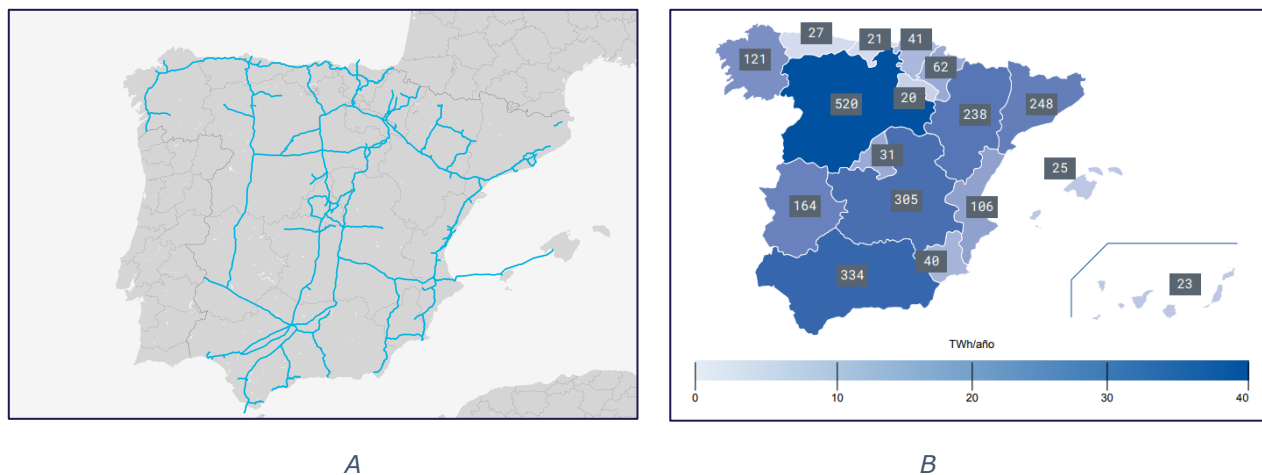


Figura 1 – A: Infraestructuras gasistas en España 2023. Fuente: ENAGAS
B: Distribución de las potenciales centrales de biometano. Fuente: SEDIGAS

Electricidad: Alternativas II y III

Actualmente, la mayoría de los hornos eléctricos existentes son de pequeñas dimensiones y producciones con uso limitado a pruebas e investigación y a series especiales y de artesanía. También se proponen hornos eléctricos a rodillos para factorías cerámicas funcionando con temperaturas y ciclos homologables, pero con muy poca incidencia (placas cerámicas de poco espesor)

La nueva red de distribución eléctrica alimentará a los equipos térmicos de proceso de modo directo. Con la adopción de esta tecnología, los equipos, deben ser rediseñados en estructura y sistemas eléctricos para proyectos industriales de gran producción ($+10.000 \text{ m}^2/\text{día}$) y espesores de pieza de entre 9 y 10 mm.

Pero, la fabricación y el funcionamiento de estos hornos eléctricos industriales de gran producción no estarán comercialmente disponibles, mientras no se implanten unas nuevas redes de energía de transporte y distribución, que, con las inversiones estimadas en este trabajo, darán el correspondiente servicio energético.

7. NECESIDADES ENERGÉTICAS POR ALTERNATIVAS

En la Tabla 5 se resumen los resultados técnicos (necesidades energéticas) obtenidos en función de la alternativa de estudio seleccionada. Se observa un relevante incremento de las necesidades energéticas, así como la enorme cantidad de hidrógeno que se necesitaría para poder sustituir el gas natural.

Para la obtención de los resultados se ha seguido el siguiente procedimiento:

- Definición de las necesidades térmicas actuales por proceso (Tabla 4)
- Traslado de necesidades térmicas actuales a necesidades de hidrógeno/biometano
- Cálculo de la energía eléctrica necesaria para generar el nuevo combustible de hidrógeno/biometano
- Cálculo de la energía eléctrica para los equipos electrificados para las alternativas

	KILOS DE HIDRÓGENO	ENERGÍA ELÉCTRICA NECESARIA PARA LA PRODUCCIÓN DEL COMBUSTIBLE
	<i>kgH₂/año</i>	<i>TWh/año</i>
Alternativa I	363.771.330,90	18,19
Alternativa II	146.813.541,62	13,83
Alternativa III	285.144.523,06	16,60
	BIOMETANO	
	<i>Volumen necesario (m³/año)</i>	<i>Energía eléctrica necesaria para la fabricación (TWh/año)</i>
Alternativa IV	998.587.164	0,69 ^{vii}

Tabla 5 Consumo energético sectorial en función de la alternativa de estudio

A partir de las nuevas necesidades calculadas y asegurando energía eléctrica constante para la generación de hidrogeno/biometano o su uso directo en los equipos electrificados, se calculan las potencias de las fuentes generadoras, por alternativa, teniendo en cuenta lo establecido en el apartado 5.

	POTENCIA ELÉCTRICA FUENTE GENERADORA			
	Solar	Nuclear	Eólica	Unidades
Alternativa I	16,55	2,42	10,80	GWp
Alternativa II	12,58	1,84	8,21	GWp
Alternativa III	15,11	2,21	9,86	GWp
Alternativa IV	0,64	0,09	0,41	GWp

Tabla 6 Potencia fuente generadora según la alternativa de estudio (incluyen 3 días de BESS)

La alternativa IV, que con diferencia necesita menor cantidad de energía eléctrica, se nutre para su fabricación de otros recursos orgánicos limitados. En el apartado 5.2, se indica que aprovechando todos los recursos disponibles a nivel nacional solo se podría sustituir el 43% del consumo actual de gas natural. Por lo que para cubrir la demanda actual se deberá: MEZCLAR EN RED DE GAS.

8. RESULTADOS ECONÓMICOS

A continuación, se expone la repercusión económica de esta descarbonización al sector cerámico (Gráfica 2) ^{viii}, como incremento asociado al coste final de producto (€/m²), que implicaría la nueva infraestructura eléctrica para el uso térmico exclusivo por el sector.

Se tomará como hipótesis que las fuentes generadoras se construyen en Castellón (distrito cerámico-clúster) para reducir distancias y pérdidas de transporte entre generación y consumo. Para el cálculo de los costes se ha tenido en cuenta:

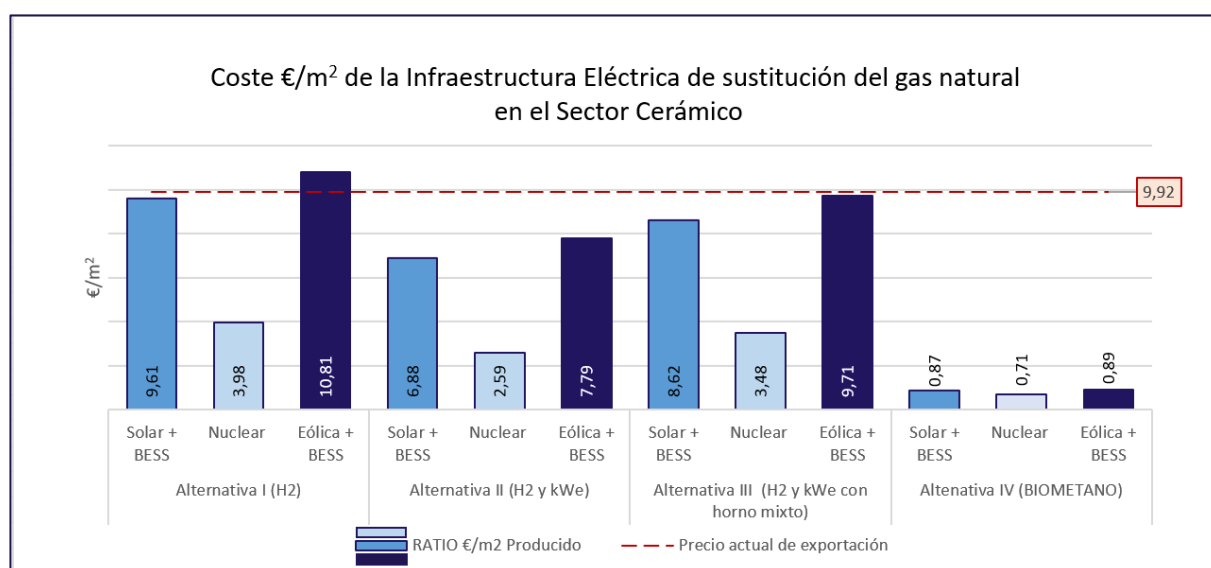
- CAPEX (Inversión únicamente en infraestructura)
- OPEX (Mantenimiento anual - 5% Inversión)
- Vida útil de:
 - La fuente generadora (20 años plantas solar/eólica y 60 años central nuclear)
 - Infraestructura de distribución (60 años)
 - Electrolizadores y centrales de biometano (20 años)
 - Almacenamiento eléctrico (15 años).
- Las inversiones totales, anuales y la ratio €/m² tendrán en cuenta la vida útil de cada elemento implicado

No se incluye en este coste:

- Coste €/m² actual (propio de cada factoría) excluida la energía térmica utilizada
- Coste €/m² de los equipos a modificar (no hay datos comerciales)

	Alternativa I			Alternativa II		
	Solar	Nuclear	Eólica	Solar	Nuclear	Eólica
Potencia central (GWp)	16,55	2,42	10,80	12,58	1,84	8,21
CAPEX (M€)	36.215	21.125	41.420	25.802	14.330	29.759
OPEX (% Inversión)	1.811	1.056	2.071	1.290	716	1.488
Total inversión (M€)	71.654	74.579	81.629	51.090	53.314	58.674
Total Inversión Anual (M€/año)	4.086	1.691	4.594	2.923	1.102	3.309
Coste €/m² producido						
<i>Coste Fuente de energía</i>	2,17	2,67	4,58	1,65	2,03	3,48
<i>Coste Almacenamiento-BESS</i>	5,84	-	4,75	4,44	-	3,61
<i>Coste Subestación</i>	0,18	0,03	0,12	0,14	0,02	0,09
<i>Coste líneas alta tensión</i>	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
<i>Coste centros transformación</i>	0,16	0,02	0,10	0,12	0,02	0,08
<i>Coste electrogeneras</i>	1,23	1,23	1,23	0,50	0,50	0,50
TOTAL	9,61	3,98	10,81	6,88	2,59	7,79
	Alternativa III			Alternativa IV		
	Solar	Nuclear	Eólica	Solar	Nuclear	Eólica
Potencia central (GWp)	15,11	2,21	9,86	0,64	0,09	0,41
CAPEX (M€)	32.441	18.662	37.194	6.246	5.667	6.447
OPEX (M€)	1.622	933	1.860	18	14,42	18
Total Inversión (M€)	64.201	66.873	73.310	6.595	5.990	6.806
Total Inversión Anual (M€/año)	3.664	1.477	4.128	369	303	379
Coste €/m² producido						
<i>Coste Fuente de energía</i>	1,98	2,44	4,18	0,05	0,03	0,10
<i>Coste Almacenamiento-BESS</i>	5,34	-	4,34	0,14	0,00	0,11
<i>Coste Subestación</i>	0,17	0,02	0,11	0,00	0,00	0,00
<i>Coste líneas alta tensión</i>	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01
<i>Coste centros transformación</i>	0,14	0,02	0,09	0,00	0,00	0,00
<i>Coste electrogeneras / central biometano</i>	0,96	0,96	0,96	0,67	0,67	0,67
TOTAL	8,62	3,48	9,71	0,87	0,71	0,89

Tabla 7 Resumen resultados económicos (incluyen 3 días de BESS)



Gráfica 2 – Nuevo coste €/m² repercutido por la descarbonización al sector cerámico

9. CONCLUSIONES

Una vez analizados los resultados técnicos y económicos presentados, uno de los factores clave es la opción de combustible:

- Si se optara por uso de 100% hidrógeno, la electrificación de los equipos o una combinación de ambos, implicaría un cambio sustancial, un rediseño y experimentación industrial, que supondría una inversión extra no una contabilizada en esta ponencia. Y estas inversiones se añaden a las ya apuntadas en el capítulo 8: RESULTADOS ECONÓMICOS.
- Si se optara por el biometano no supondría una modificación en los equipos térmicos. Pero todo el sector de producción de biometano cubriría sólo el 43% de las necesidades térmicas actuales del país, lo que obliga a mezclar en la infraestructura gasista gas natural y biometano, rompiendo el principio de descarbonización: solución que podría ser admisible mientras, en un período de transición, se sustituyen los equipos térmicos por nuevos equipos "verdes".

Otro factor clave es la tecnología de generación eléctrica. Es decir, la elección de la fuente de energía depende de si se desarrolla un sistema de almacenamiento para las energías renovables que pueda suplir las carencias de los actuales sistemas (poco eficientes, alto coste de mantenimiento y poca vida útil) o si se opta por la energía de origen nuclear, sistema fiable y sin emisiones, pero con controversia.

Una circunstancia no suficientemente señalada por los estudios que proponen el hidrogeno como fuente de energía, es que para el proceso de la electrólisis se necesita de un gran volumen de agua. Con las técnicas actuales de electrólisis para generar 1 kg de hidrógeno se necesitan 12 litros de agua (10 litros de agua desionizada y 2 litros rechazados en proceso de purificación)^{ix}. Lo que implicaría para la provincia de Castellón, respecto al agua evaporada en el proceso de atomización, asegurar el siguiente consumo de agua extra en las nuevas electrolizadoras:

Consumo EXTRA de agua		
Alternativa I	4,37	hm ³ /año
Alternativa II	1,76	hm ³ /año
Alternativa III	3,42	hm ³ /año

Cabe destacar que cualquier alternativa de descarbonización del sector cerámico conllevaría, en mayor o menor medida, una gran inversión económica, nuevas tecnologías no desarrolladas a nivel industrial y cambios en los planes estratégicos.

En el mismo orden de ideas, es de temer una reducción en la capacidad competitiva del sector cerámico europeo frente a productos sustitutivos y frente a otros fabricantes, pues no todos prevén la neutralización programada de las emisiones GEI.

10. NOTAS

ⁱ Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 (<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>)

ⁱⁱ Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

ⁱⁱⁱ Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

^{iv} Análisis del recurso. Atlas Eólico de España. Estudio Técnico PER 2011-2020

^v Mapa de plantas de producción de biometano GASNAM (<https://gasnam.es/terrestre/mapa-de-plantas-de-produccion-de-biometano/>)

^{vi} Informe potencial biometano 2023 de SEDIGAS (<https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/03/sedigas-informe-potencial-biometano-2023.pdf>)

^{vii} Energía necesaria para la producción de biometano a partir de biogás.

^{viii} Tabla incluida en el "ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS DE LAS APLICACIONES DE USO DE HIDRÓGENO Y DE ELECTRIFICACIÓN EN EL SECTOR CERÁMICO CUANTIFICACIÓN ECONÓMICA DE LA INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS Y COSTES DE OPERACIÓN" realizado en colaboración con la Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos (ASCER).

^{ix} <https://www.canaldeisabelsegunda.es/-/planta-de-hidrogeno-verde-para-2024>