

# CURSO EJECUTIVO TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA 2024

**TÍTULO: DESCARBONIZACIÓN DE LA INDUSTRIA**

**PONENTE:** José Ignacio Linares Hurtado



- **Introducción de renovables y economía circular**
  - Generación eléctrica
    - Autoconsumo fotovoltaico
    - WHR a partir de ORC o S-CO<sub>2</sub>
  - Generación térmica
    - Solar térmica de concentración
    - Biomasa
    - Gases renovables
    - WHR con bomba de calor
  - Generación de calor y electricidad
    - Cogeneración
  - Almacenamiento
    - Térmico
    - Baterías

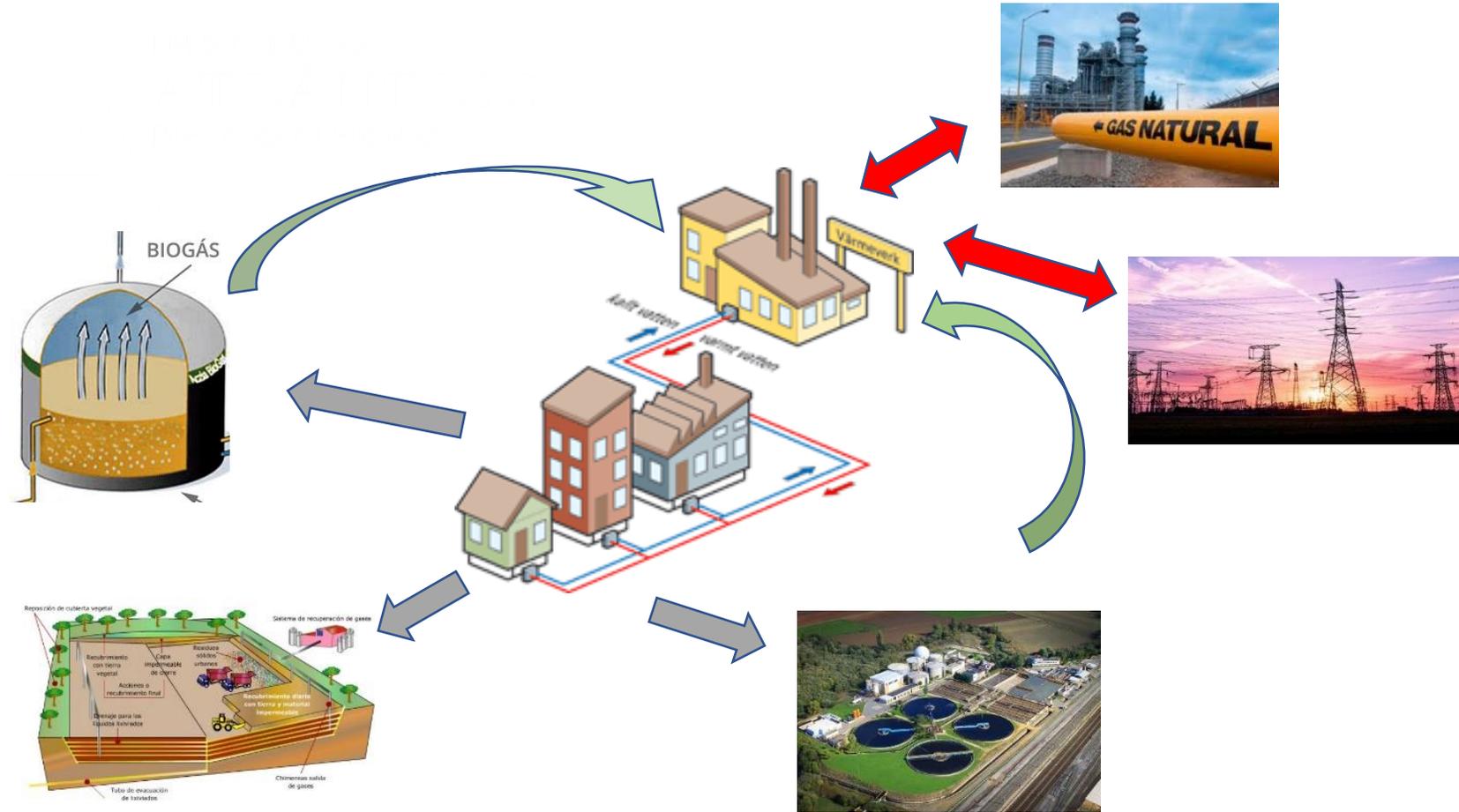


[\[El Ayuntamiento de Sevilla da licencia a Heineken para que levante una planta termosolar para el consumo de la fábrica\]](#)

- **Mejora en instalaciones**
  - Aislamiento térmico
  - Variadores de velocidad y accionamientos eléctricos
  - Monitorado y técnicas de análisis de datos
  - Sustitución de luminarias
  - Detectores de presencia
- **Captura de CO<sub>2</sub>**
  - Retirada de CO<sub>2</sub>
    - Normalmente postcombustión, depende de la concentración de CO<sub>2</sub>
    - Oxidación, aprovechando O<sub>2</sub> de electrólisis
    - Precombustión, a partir de gasificación de carbón, biomasa o biohidrógeno (HyBECCS).
  - Almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> capturado: en alza en EU
  - Valorización del CO<sub>2</sub>:
    - Usos industriales
    - Electro-combustibles
    - Carbonatos, polímeros

- La descarbonización se puede percibir como una amenaza
- El ETS puede provocar deslocalización de industrias hacia países con regulación medioambiental más laxa, y sin ETS
- El mecanismo de tasa en frontera del CO2 permite compensar lo anterior
- Los certificados de garantía de origen aportan flexibilidad al mercado, tanto en gas como en electricidad. Permiten usar la red como un almacén y mantener las infraestructuras existentes
- Peligro de regulaciones excesivas: consideración de “verde” para el hidrógeno
- En ocasiones el apoyo no basta, hay que ir a obligatoriedad:
  - Fomento del aumento de REE en cogeneración no fue bastante
  - Ahora se va a exigir autoconsumo eléctrico > 30%
  - Debería exigirse autoconsumo térmico > 90%

- La industria debe integrarse con la sociedad no sólo a partir de empleo y productos, sino intercambiando los efluentes de ambos
- La industria produce:
  - Calor residual
  - A veces residuo orgánico
- La sociedad produce:
  - Residuos orgánicos
  - Demanda de calor
- Las redes de distrito 5G son una buena muestra
- El biometano abre nuevas puertas

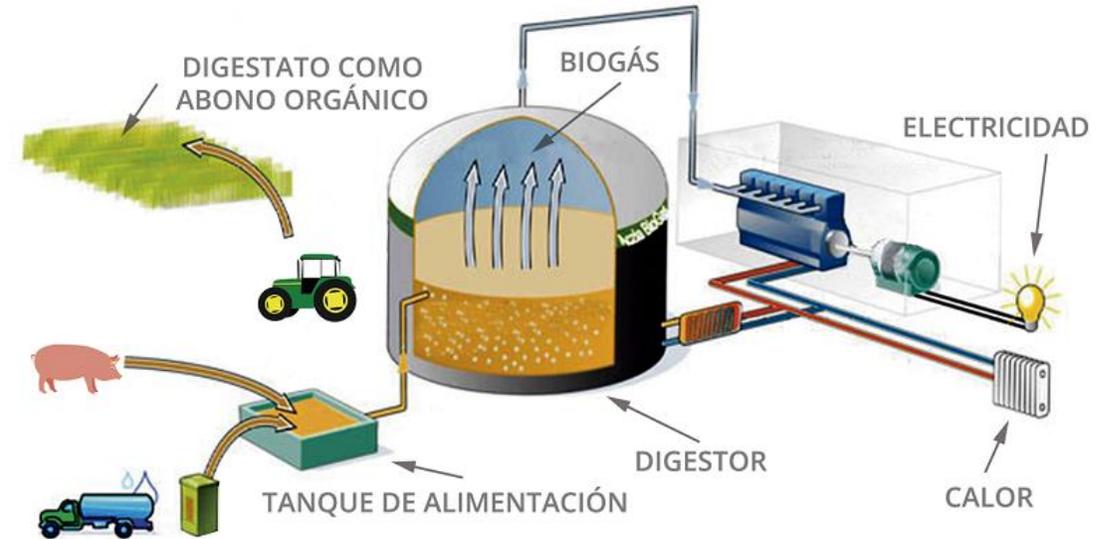
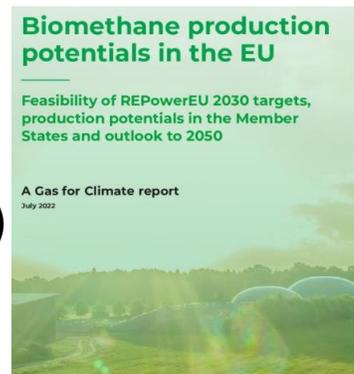


- Los residuos orgánicos (RSU, lodos EDAR, gas de vertedero, residuos agroganaderos, residuos forestales, residuos de agroindustria) producen biogas por fermentación anaerobia ( $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 + \text{impurezas}$ )
- La retirada de impurezas permite usar localmente el biogas
- La retirada del  $\text{CO}_2$  (upgrading) permite generar biometano e inyectarlo en la red de gas natural.

Nuevos mercados para ese  $\text{CO}_2$

- Los certificados de garantía de origen del biometano aportan flexibilidad
- Las pruebas de sostenibilidad facilitan la comercialización hacia combustibles (RED II)

[[Biomethane production potentials in the EU, 2022](#)]



- Descarbonización en origen: se evita la emisión local de  $\text{CH}_4$  al descomponerse los residuos (GWP  $\approx 25$ )
- Descarbonización en uso: reemplazo de gas natural por biometano, neutro en  $\text{CO}_2$
- Emisiones negativas: secuestro del  $\text{CO}_2$  biogénico



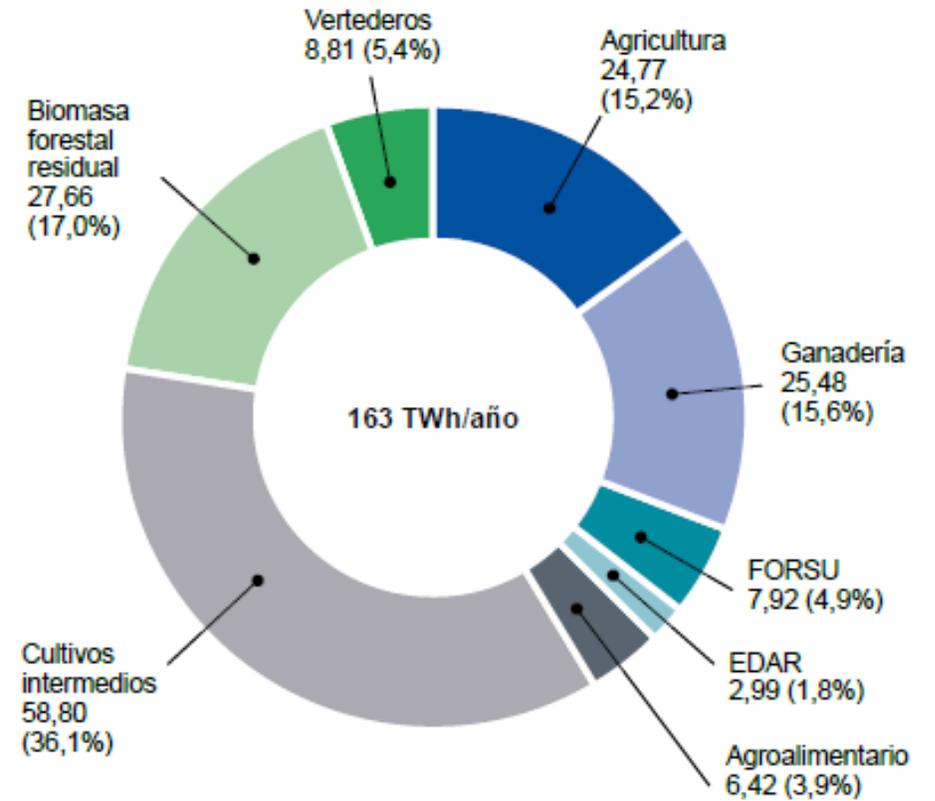
## Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023

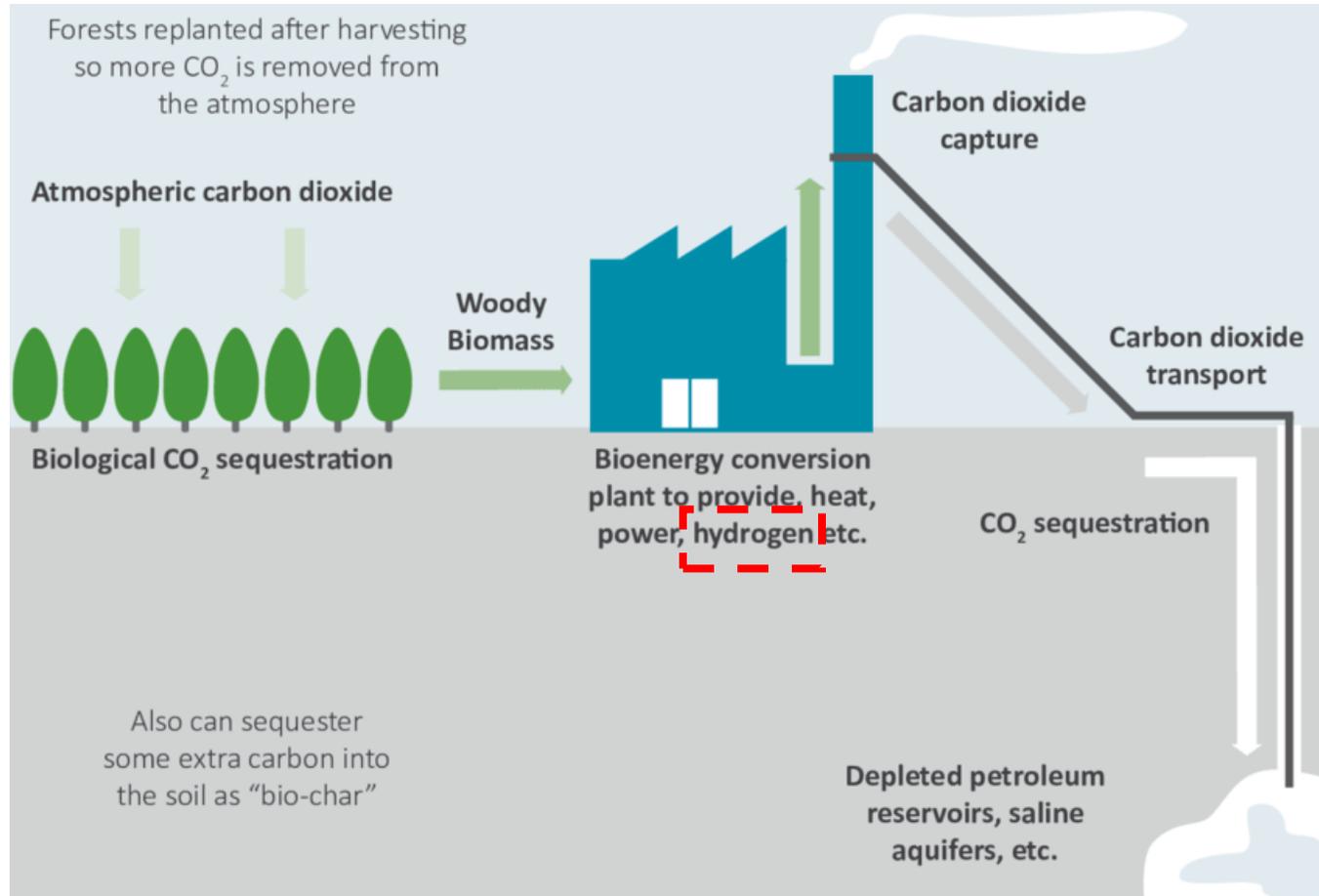
Informe sobre el potencial de producción de biometano  
y definición de medidas específicas para su desarrollo  
en las Comunidades Autónomas

sedigas

Distribución del potencial  
disponible para la  
producción de biometano  
en España

Fuente: análisis de PwC y Biovic





- CO<sub>2</sub> biogénico genera emisiones negativas si se almacena geológicamente
- También puede usarse para e-fuels

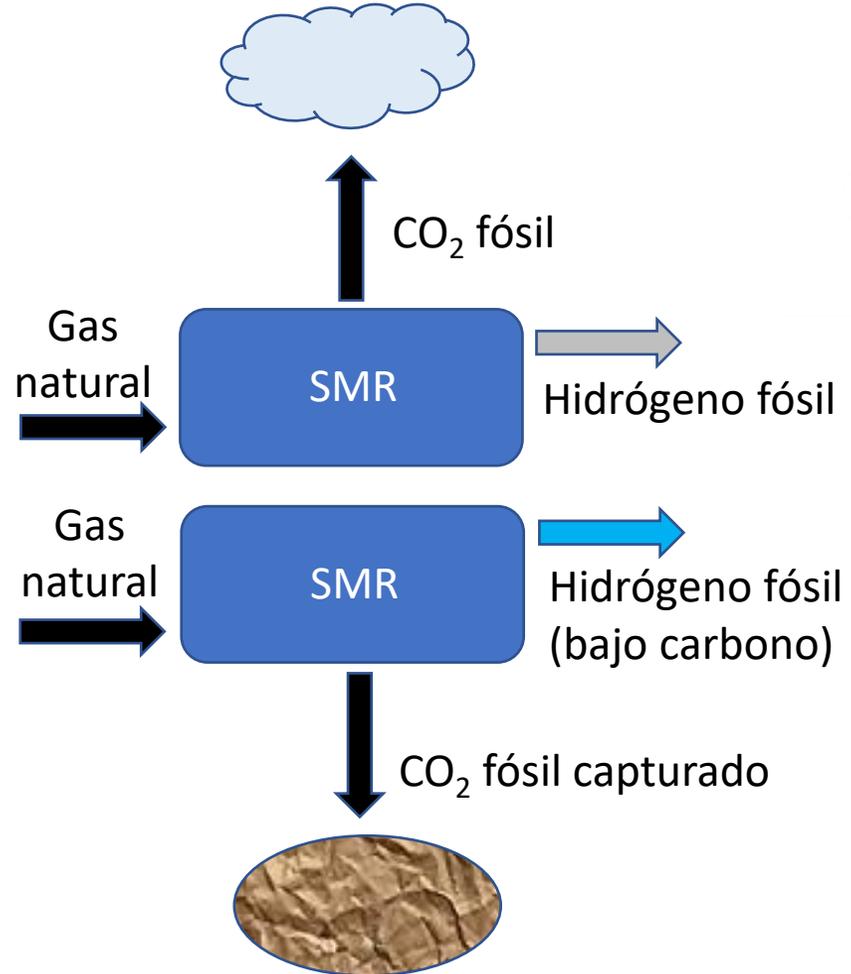
Forestal

**Suecia dispondrá de 3.000 millones de euros para apoyar la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> biogénico derivado de biomasa**

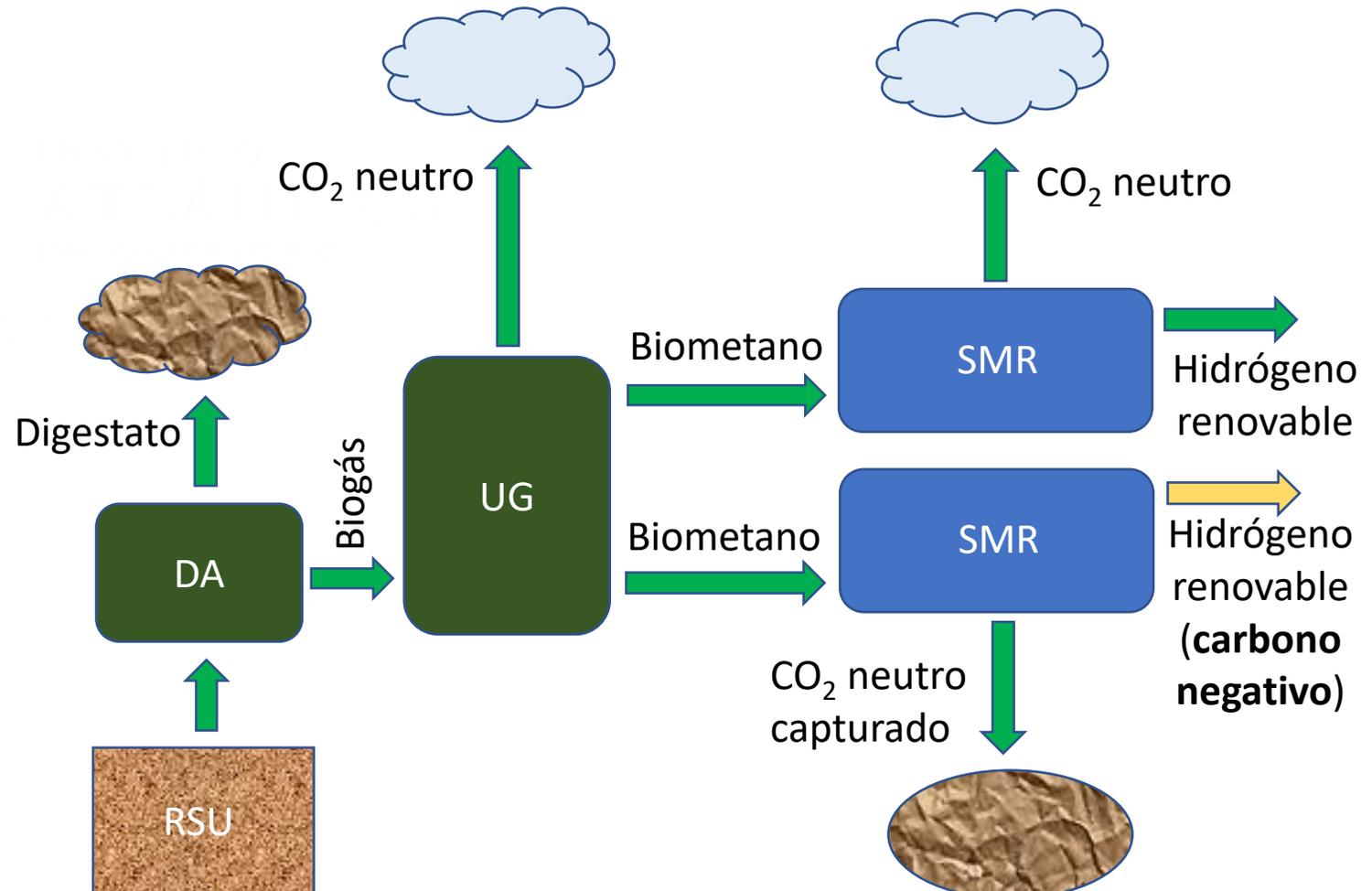
julio 4, 2024 | por BioEconomía.info



[Bioeconomía, 2024]

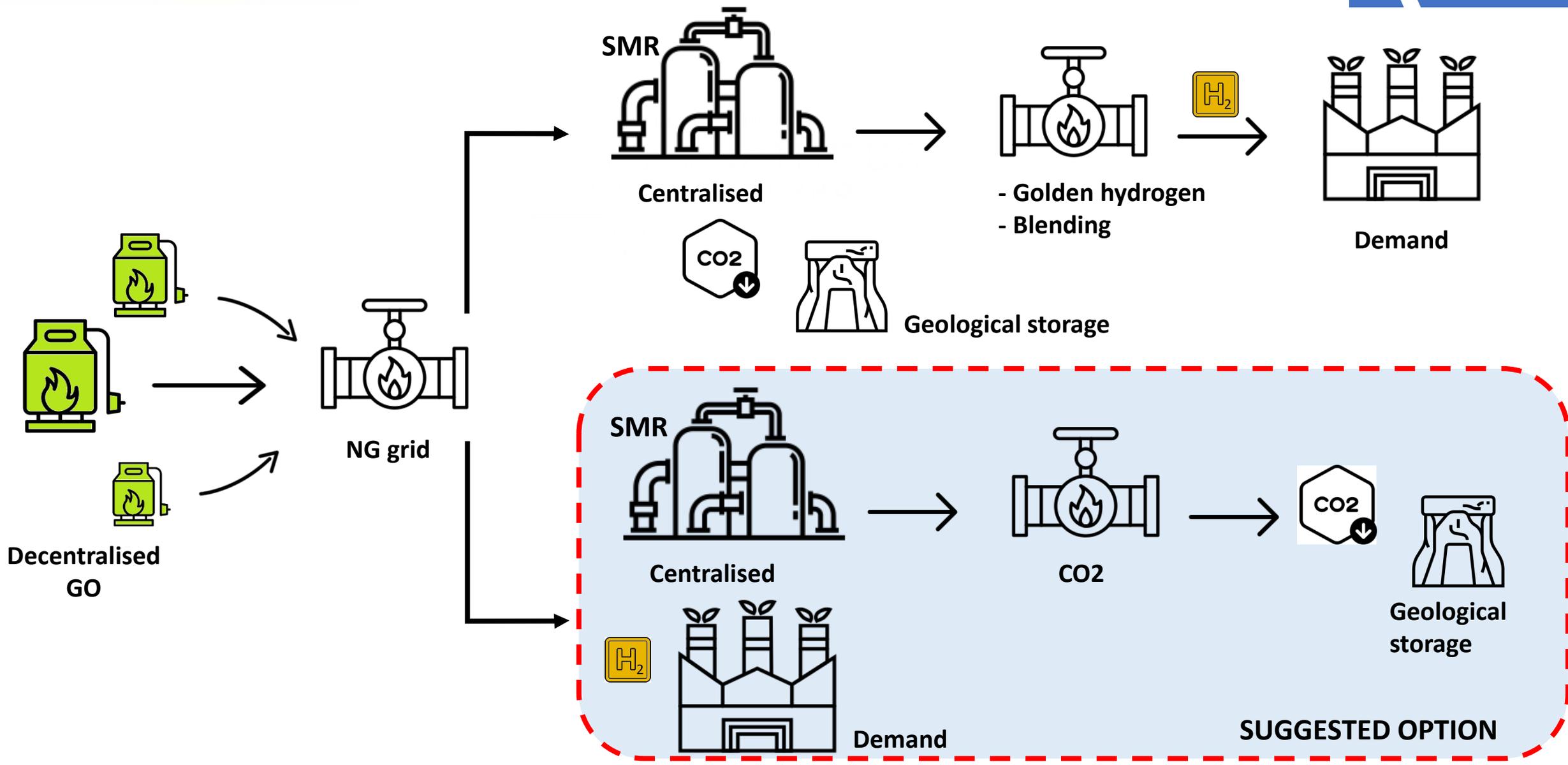


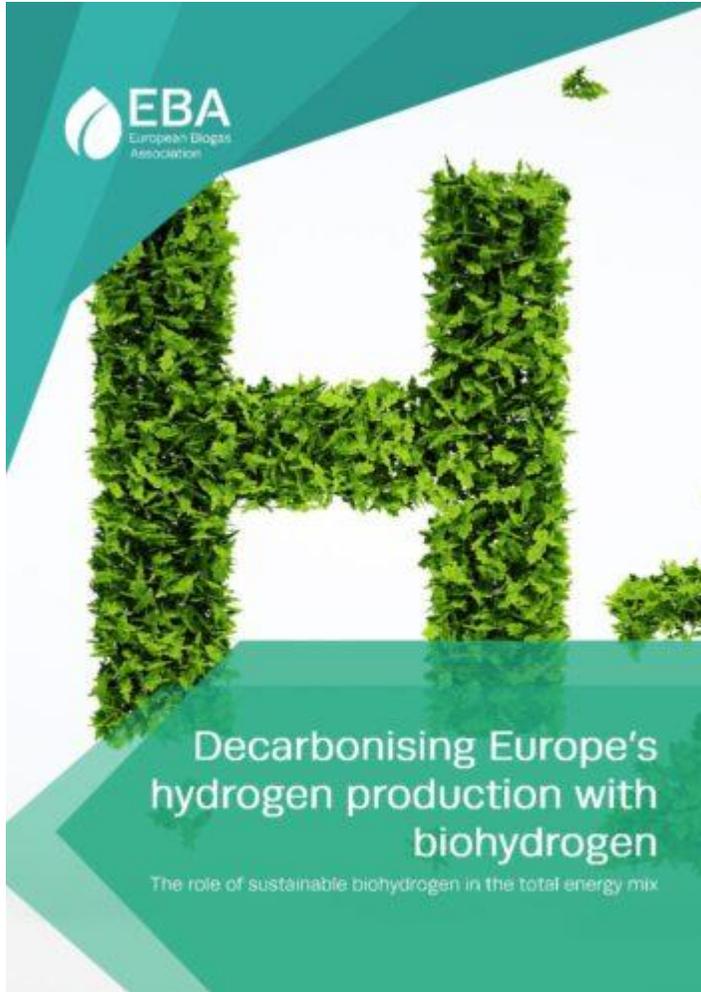
HIDRÓGENO FÓSIL



HIDRÓGENO RENOVABLE

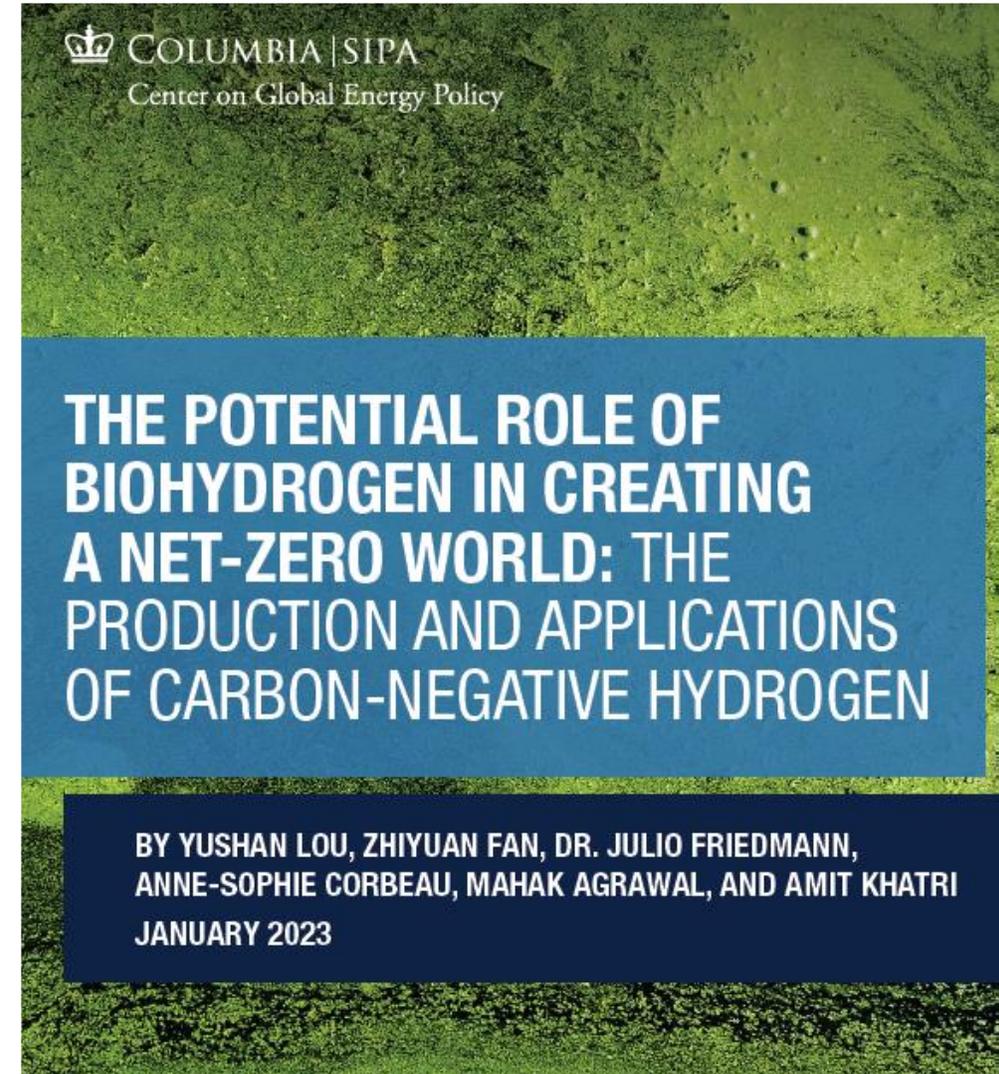
# Gases renovables. HyBECCCS





[[EBA, 2023](#)]

- SMR of byohydrogen releases biogenic CO<sub>2</sub>
- CCS generates **negative emissions**
- Golden hydrogen **avoids** fossil emissions replacing fossil fuels AND **compensates** unavoided emissions of other sources



[[COLUMBIA/SIPA, 2023](#)]

## Biohidrógeno (sin captura CO<sub>2</sub>)

- Producción H<sub>2</sub> por SMR: 2,52 kmol H<sub>2</sub>/kmol CH<sub>4</sub> (75,9% de eficiencia)
- Producción a partir de biometano: 20,36 t H<sub>2</sub>/GWh<sub>PCS</sub>
- Producción de CO<sub>2</sub>: 8,74 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>

## Biohidrógeno (con captura CO<sub>2</sub>)

- Producción H<sub>2</sub> por SMR: 2,285 kmol H<sub>2</sub>/kmol CH<sub>4</sub> (69,1% de eficiencia)
- Producción a partir de biometano: 18,54 t H<sub>2</sub>/GWh<sub>PCS</sub>
- Producción de CO<sub>2</sub>: 9,6 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> (capturado 90%: **8,64 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>**)

**Table 10.** Potential of biomethane in the scenarios considered based on different substrate availability. The last column represents the assumed biogas cost, obtained from Table 2.

Substrate	Potential (TWh) Scenario 1	Potential (TWh) Scenario 2	Potential (TWh) Scenario 3	Potential (TWh) Scenario 4	Biogas Cost Assumed (EUR/MWh-LHV)
Agricultural waste		4.5	24.8	24.8	50–60 *
Manure		0.9	25.5	25.5	70
Intermediate crops		0.0	11.8	58.8	70
Forest waste		0.0	27.7	27.7	70
Industry waste		2.2	6.4	6.4	50

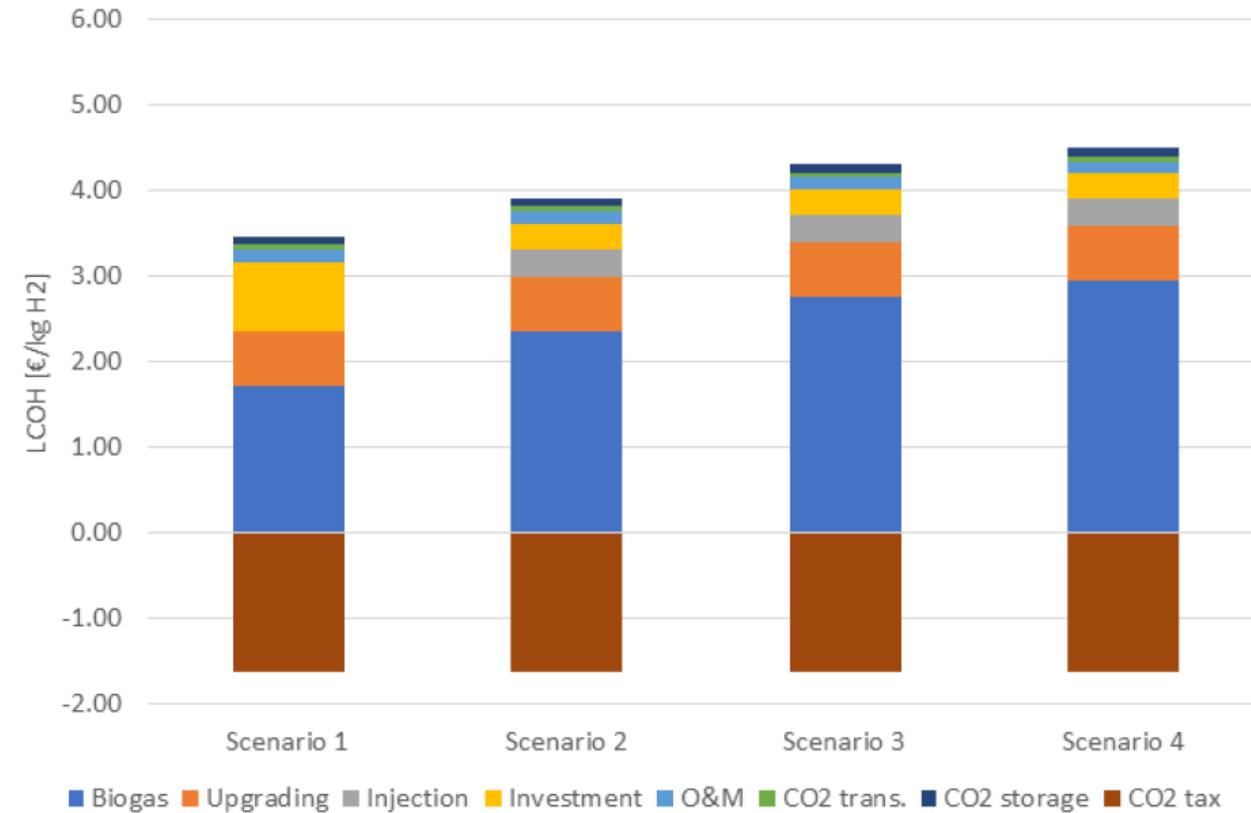
**Table 10. Cont.**

Substrate	Potential (TWh) Scenario 1	Potential (TWh) Scenario 2	Potential (TWh) Scenario 3	Potential (TWh) Scenario 4	Biogas Cost Assumed (EUR/MWh-LHV)
Organic fraction MSW	7.92	1.8	7.9	7.9	35
WWTP sludge		0.6	3.0	3.0	35
Landfill gas		1.1	8.8	8.8	8
Total	7.92	11	116	163	

(\*) A cost of 50 EUR/MWh-LHV is assumed for scenarios 3 and 4. In scenario 2, a cost of EUR 60/MWh-LHV is assumed due to a blend of manure and lignocellulosic matter [10].

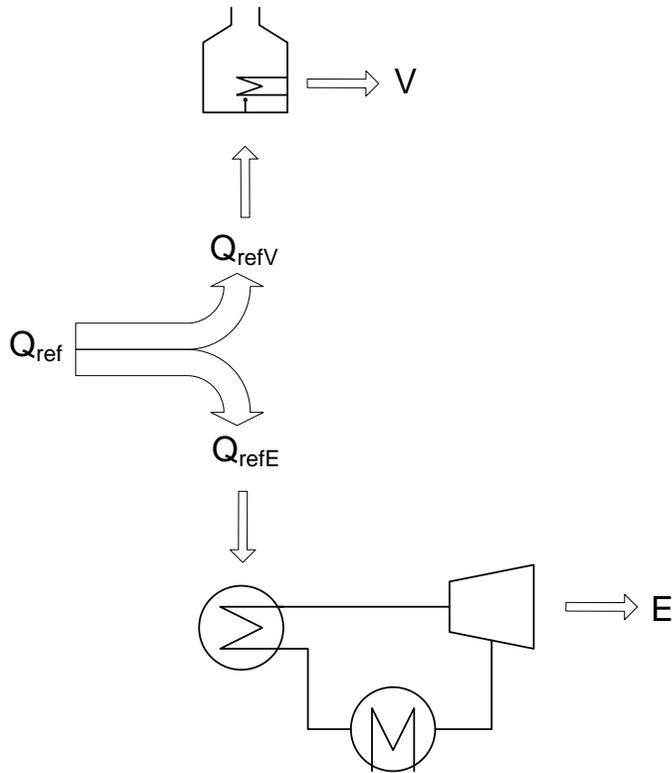
**Table 11.** Number of SMR plants required to harness the potential of each scenario and unitary hydrogen production.

Substrate	Potential (TWh)	Total Hydrogen Production (t/day)	Number of SMR Plants	Unitary Hydrogen Production (kg/day)
Scenario 1	7.92	402.3	55	7397
Scenario 2	11	558.7	1	558,740
Scenario 3	116	5892	10	589,216
Scenario 4	163	8280	14	591,393

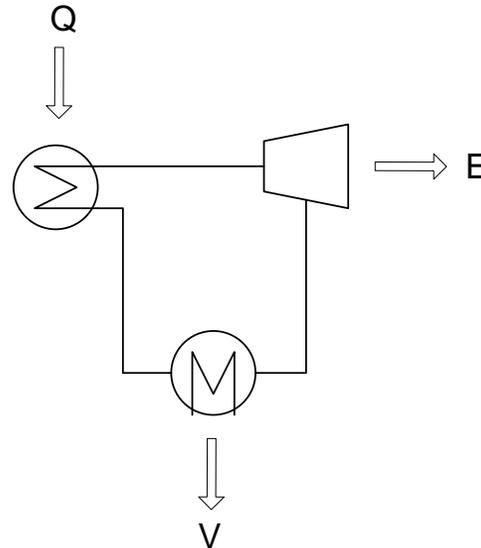


**Figure 5.** Levelized cost of golden hydrogen obtained with the proposed model.

- La cogeneración permite producir a la vez calor y electricidad desde la energía primaria de un combustible
- Normalmente el combustible es gas natural, pero puede ser biomasa o gases renovables (biogás, biometano o hidrógeno verde)



PRODUCCIÓN SEPARADA  
DE CALOR Y ELECTRICIDAD



PRODUCCIÓN EN COGENERACIÓN

$$\eta_E = \frac{E}{Q}$$

$$\eta_V = \frac{V}{Q}$$

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{\eta_{refV}}}$$

$$AEP = \frac{Q_{ref} - Q}{Q_{ref}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_E}{\eta_{refE}} + \frac{\eta_V}{\eta_{refV}}}$$

El calor recuperado ( $V$ ) ha de acercarse lo más posible al recuperable del motor. Idealmente se trabajará a cargas parciales; si no es posible, se elegirá un motor pequeño para operar en valle.

- El criterio de diseño ha de ser aprovechar al máximo el calor recuperable del motor. De ese modo el coste de combustible “equivalente” se reduce, al reemplazar una demanda de combustible por la energía residual.
- Lamentablemente, el hecho de que las tarifas se hayan vinculado tradicionalmente a la producción eléctrica ha hecho que las cogeneraciones históricamente se hayan visto como “centrales eléctricas pequeñas”, y no ha de ser así.
- Se deben dimensionar conforme a la curva monótona de demanda.

## Planta de Cogeneración Normativa

En la actualidad se está a la espera de la publicación de anexos que definan y regulen las NUEVAS instalaciones.

El futuro pasa por Instalaciones notablemente más pequeñas que las que se instalaban según el R.D. 661/2007 con aprovechamiento óptimo de todo el calor disipado en la producción eléctrica. Esto posibilitará el funcionamiento con precios de Pool más bajos, pero de forma rentable para amortizar la inversión.

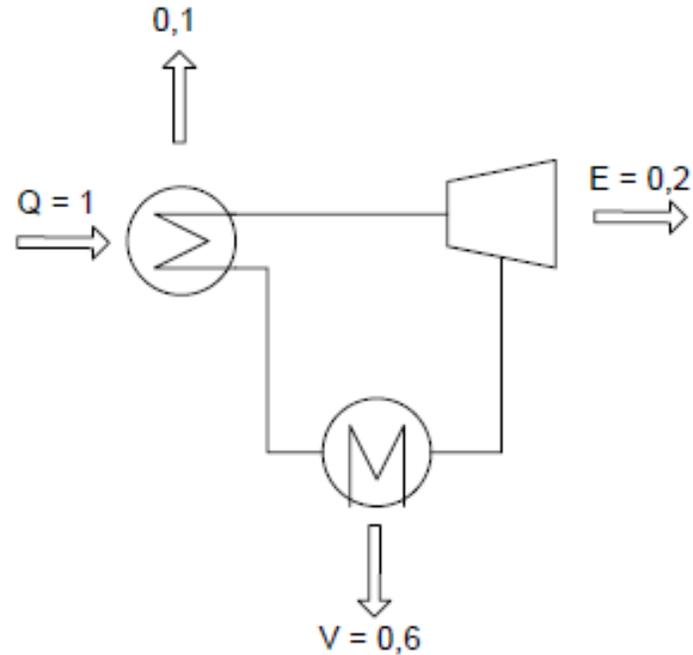
Plantas diseñadas en función de la recuperación de calor durante todo el año y no en función de la exportación como se venía prácticamente haciendo antiguamente tendrán cabida dentro del mercado.



Motor 150 kW Polideportivo  
Benta Berri (Donosti-San  
Sebastián)

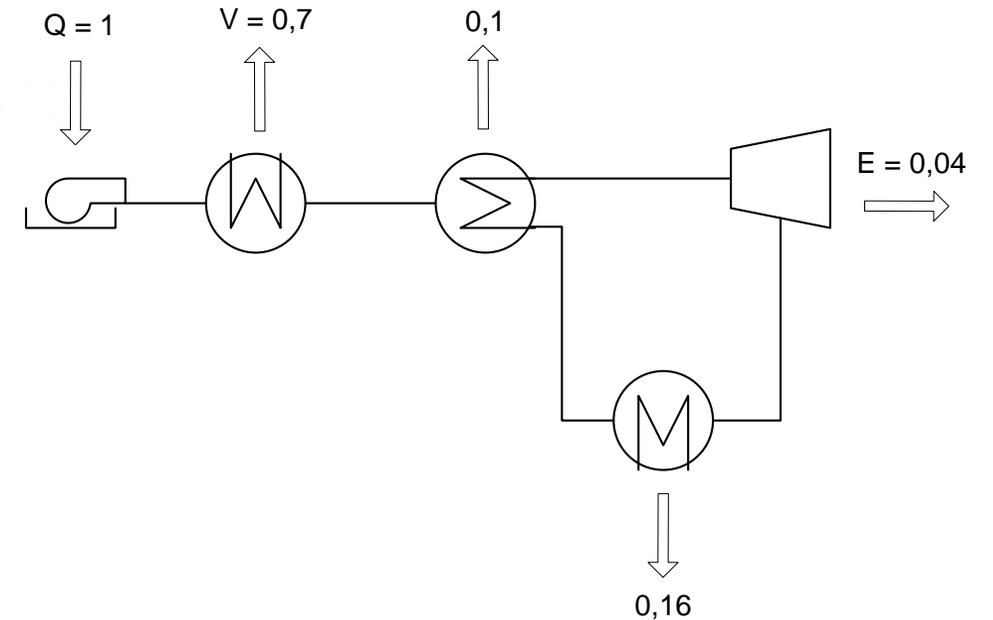
$$\begin{aligned}
 LCOE &= \left(\frac{INV}{E}\right) \cdot f_a + \left(\frac{Q}{E}\right) \cdot T_g \cdot \left(\frac{PCS}{PCI}\right) \cdot f_{\Sigma g} \cdot f_a - \left(\frac{V}{E \cdot \eta_{refV}}\right) \cdot T_g \cdot \left(\frac{PCS}{PCI}\right) \cdot f_{\Sigma g} \cdot f_a \\
 &+ T_{OM} \cdot f_{\Sigma OM} \cdot f_a + \left(\frac{Q}{E}\right) \cdot f_{CO2} \cdot T_{CO2} \cdot f_{\Sigma CO2} \cdot f_a - \left(\frac{V}{E \cdot \eta_{refV}}\right) \cdot f_{CO2} \cdot T_{CO2} \cdot f_{\Sigma CO2} \cdot f_a = \\
 &= \left(\frac{INV}{E}\right) \cdot f_a + T_{OM} \cdot f_{\Sigma OM} \cdot f_a + \frac{T_g \cdot \left(\frac{PCS}{PCI}\right) \cdot f_{\Sigma g} \cdot f_a + f_{CO2} \cdot T_{CO2} \cdot f_{\Sigma CO2} \cdot f_a}{REE}
 \end{aligned}$$

- El calor recuperado supone un coste negativo (ahorro), tanto en combustible como en tasa de CO2
- Ambos conceptos se pueden expresar a través del REE (70 a 80%)
- Esto permite ver la cogeneración como una tecnología “eléctrica equivalente) altamente eficiente, que debe ser apoyada y fomentada



Turbina vapor a contrapresión

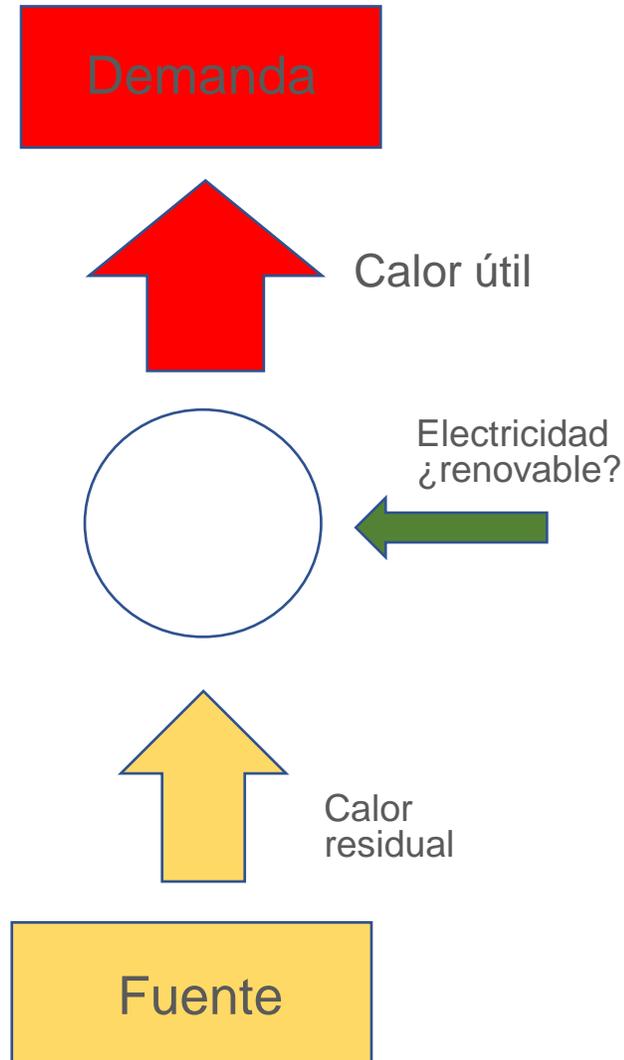
## CICLO DE CABEZA



Ciclo de cola con turbina de vapor en condensación

## CICLO DE COLA

- Conocido como WHR (waste heat recovery)
- Convierte calor residual en electricidad
- Sólo CAPEX, no consumo de combustible
- Buena rentabilidad



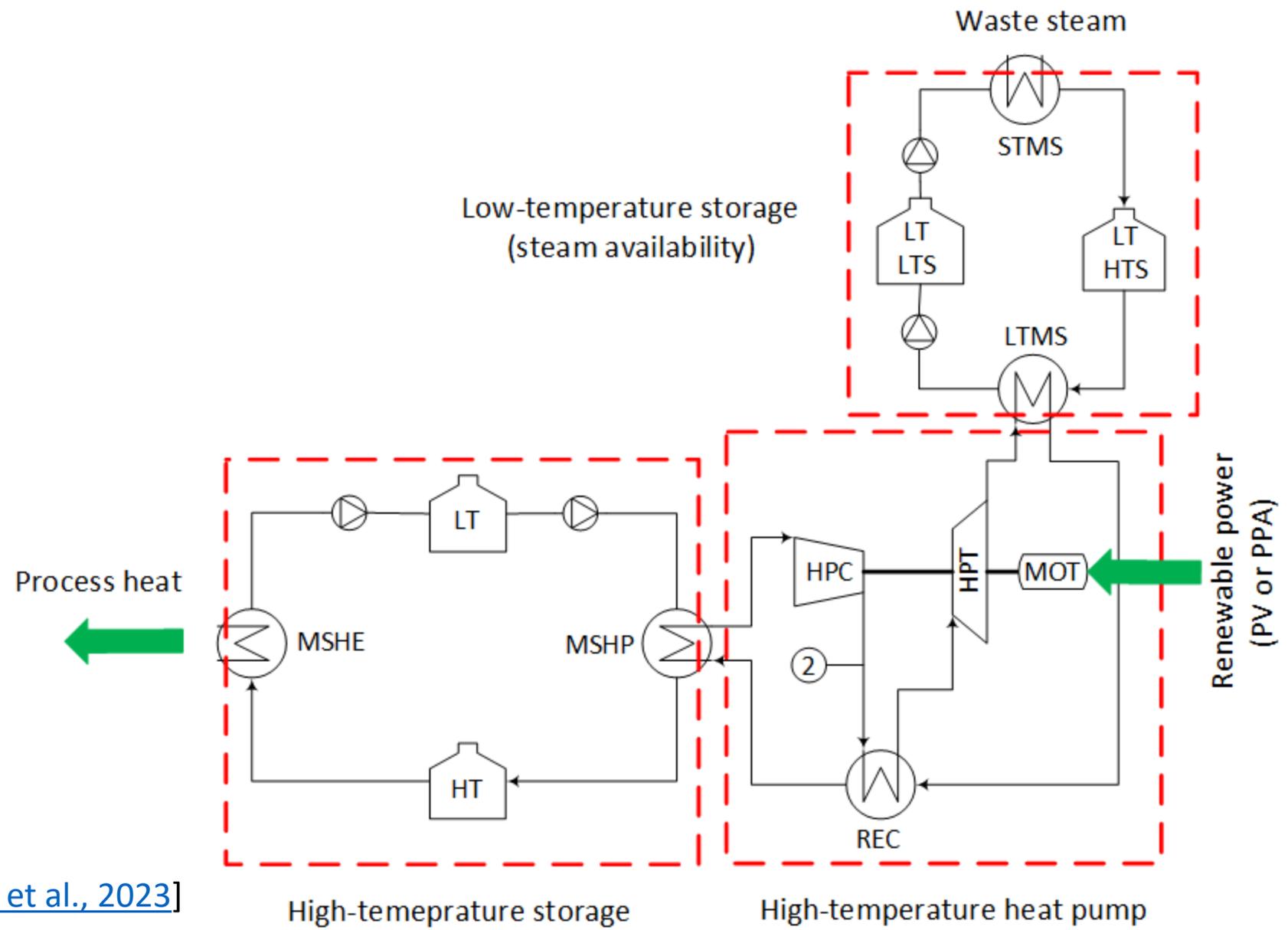
La bomba de calor revaloriza un calor de baja temperatura en otro de alta para cubrir una demanda térmica.

El calor de baja temperatura puede ser un efluente residual, el ambiente, agua de pozo...

La bomba de calor permite electrificar el calor usando como recurso una fuente residual.

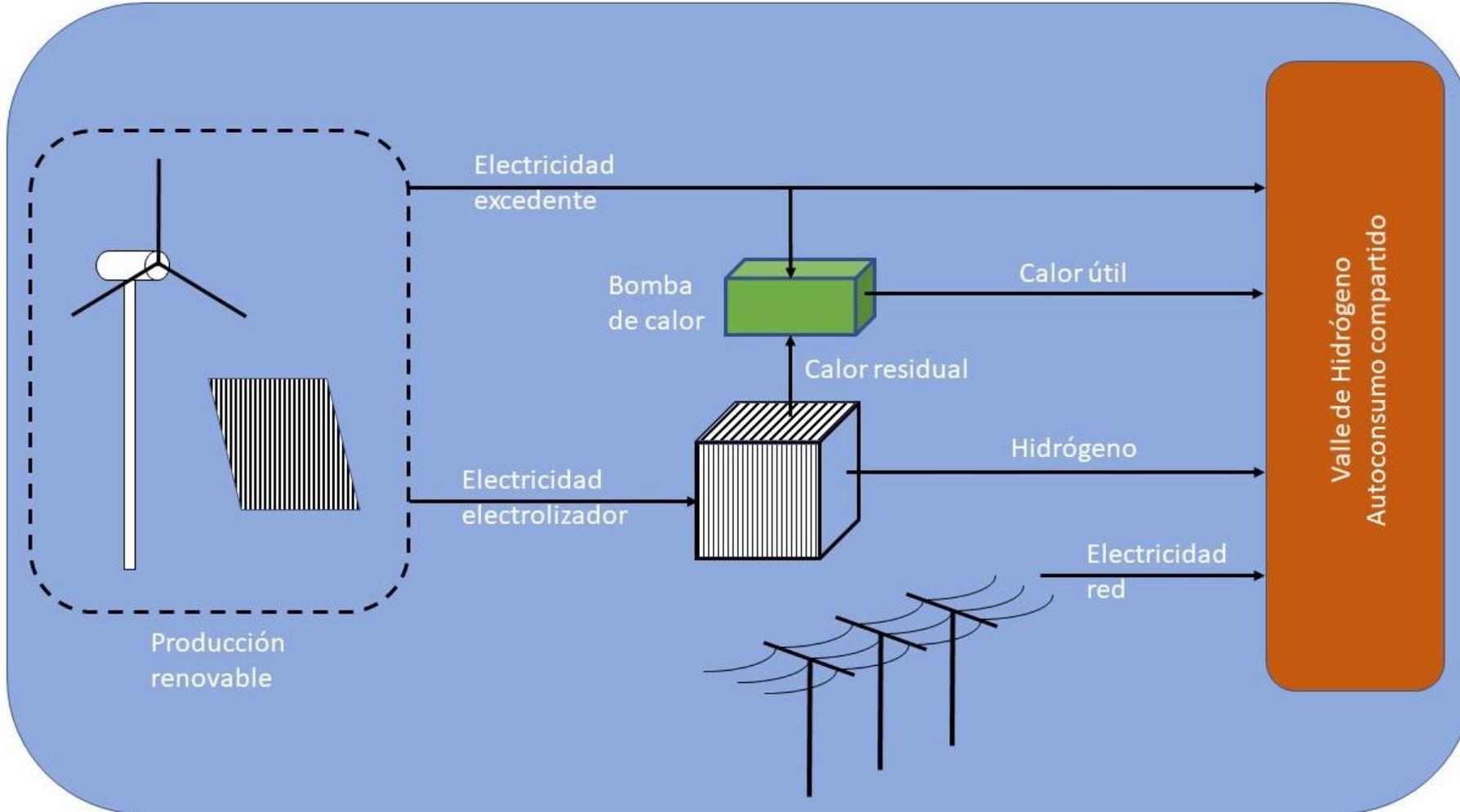
$$COP = \frac{\text{Calor útil}}{\text{Electricidad}} > 1$$

- Posible desacople entre calor residual y alimentación eléctrica: almacenamiento térmico
- Electricidad renovable para alimentar la bomba
- La bomba de calor revaloriza el calor residual (baja temperatura) en vapor (alta temperatura)
- Con ciclo Brayton inverso se pueden alcanzar hasta 600 °C si la fuente es adecuada



[Linares et al., 2023]

# CASOS ESTUDIO



- Para reducir el coste del H<sub>2</sub> verde (electrolítico) se ha de integrar la producción eléctrica con el hidrógeno
- Viene a ser una cogeneración H<sub>2</sub>/electricidad

## Coste normalizado del H2 considerando éste como producto único:

$$LCOH = \underbrace{\frac{INV \cdot f_a}{P_H \cdot H}}_{CAPEX} + \underbrace{LCOFstck \cdot g + LCOCO_2 \cdot e}_{OPEX}$$

$INV$ : inversión [€]

$f_a$ : factor de amortización [1/años]

$P_H$ : producción horaria de la planta [kg H2/h]

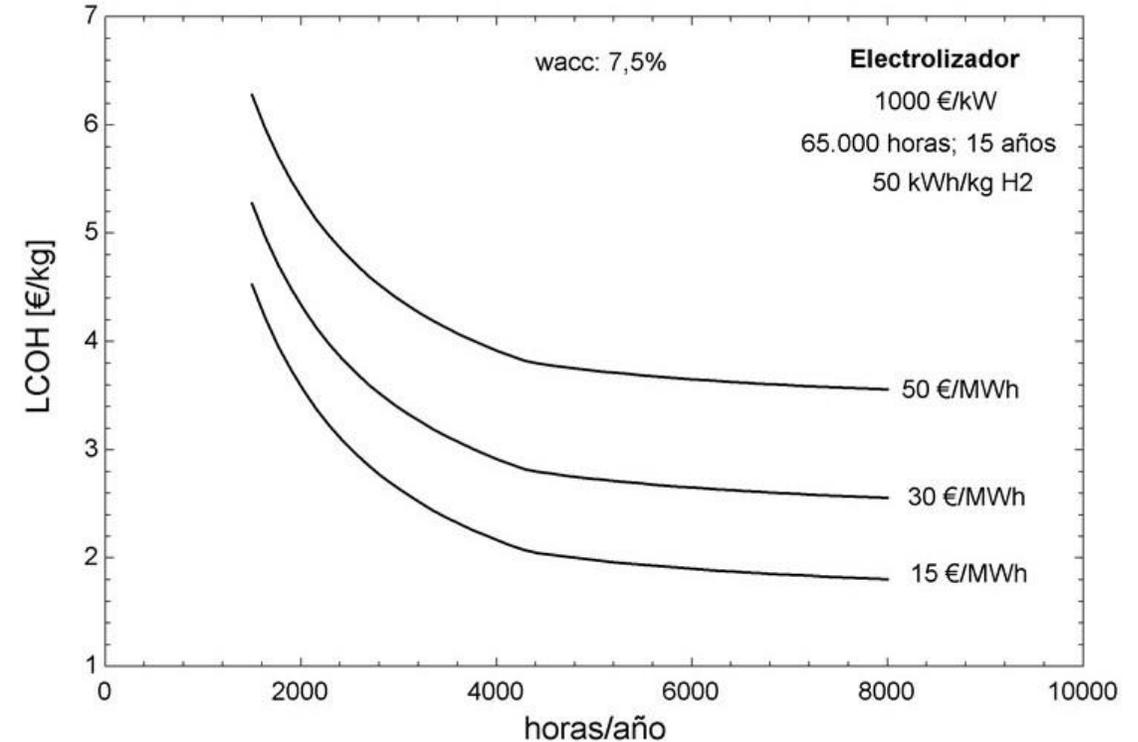
$H$ : horas de operación anuales

$LCOFstck$ : coste normalizado de la materia prima (electricidad o gas) [€/MWh]

$g$ : consumo específico de la materia prima [MWh/t H2]

$LCOCO_2$ : coste normalizado de la tasa de CO2 [€/t CO2]

$e$ : emisión de CO2 unitaria del proceso [t CO2/kg H2]

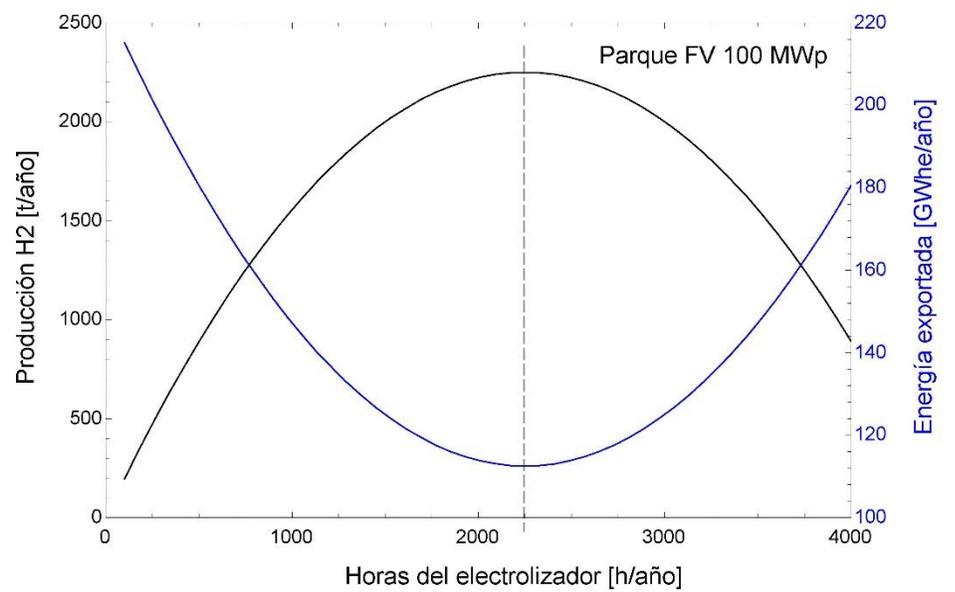
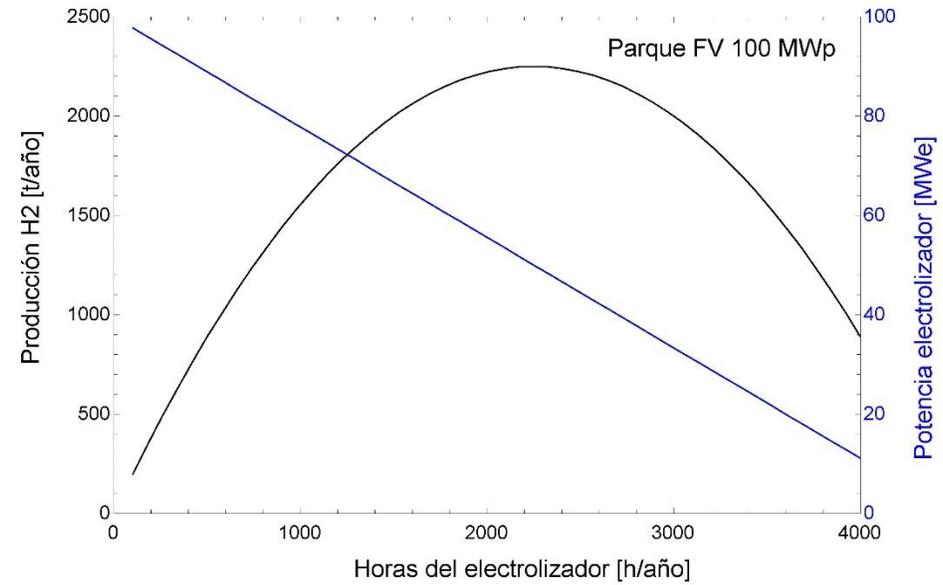
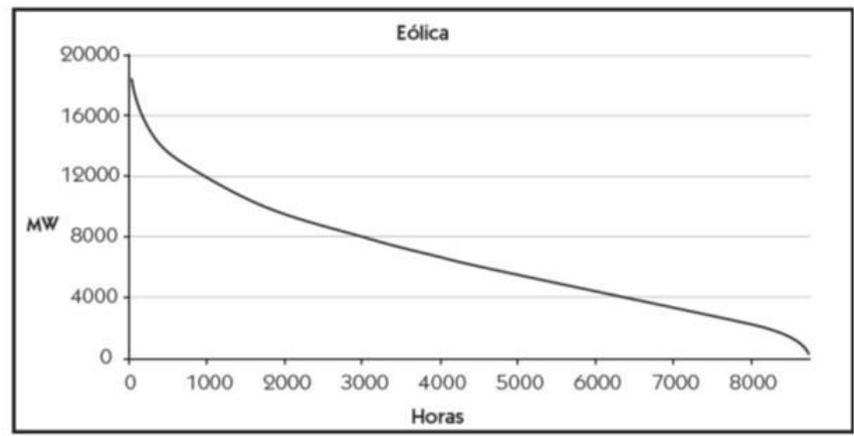
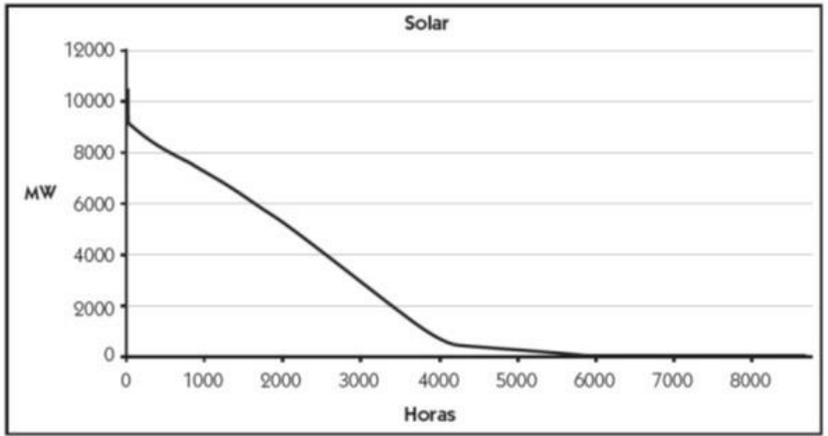


## Coste normalizado del H2 incluyendo la exportación de excedentes eléctricos:

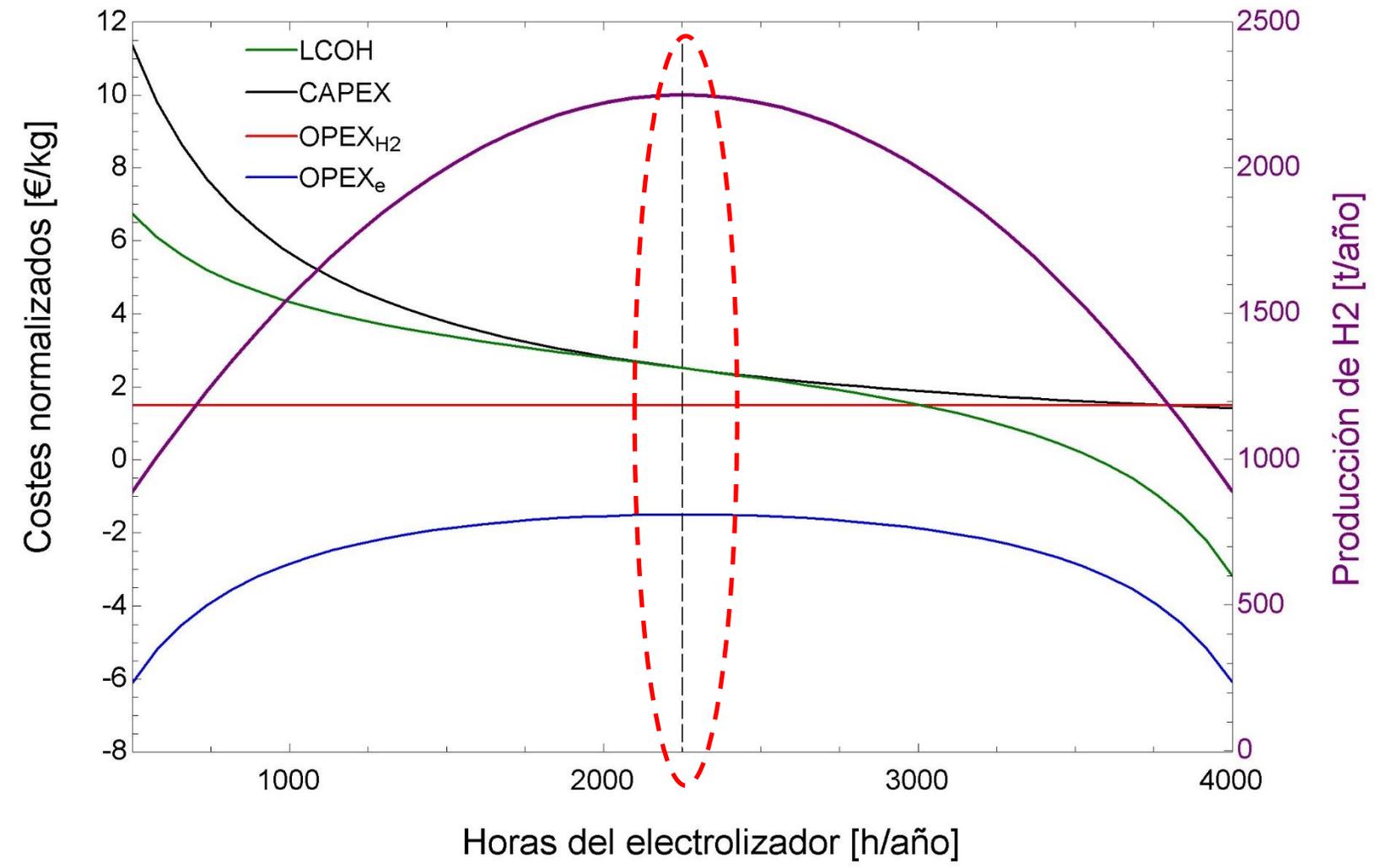
$$LCOH = \frac{INV_e \left[ \frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] \cdot g \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \right] \cdot f_a [1/\text{año}]}{H \left[ \frac{\text{h}}{\text{año}} \right]} + LCOE \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \cdot \left( \frac{g \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \right]}{1000 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} \right]} \right) \cdot \left( 2 - \frac{E_{\text{parque}} [\text{MWh}]}{E_{\text{electrolizador}} [\text{MWh}]} \right)$$

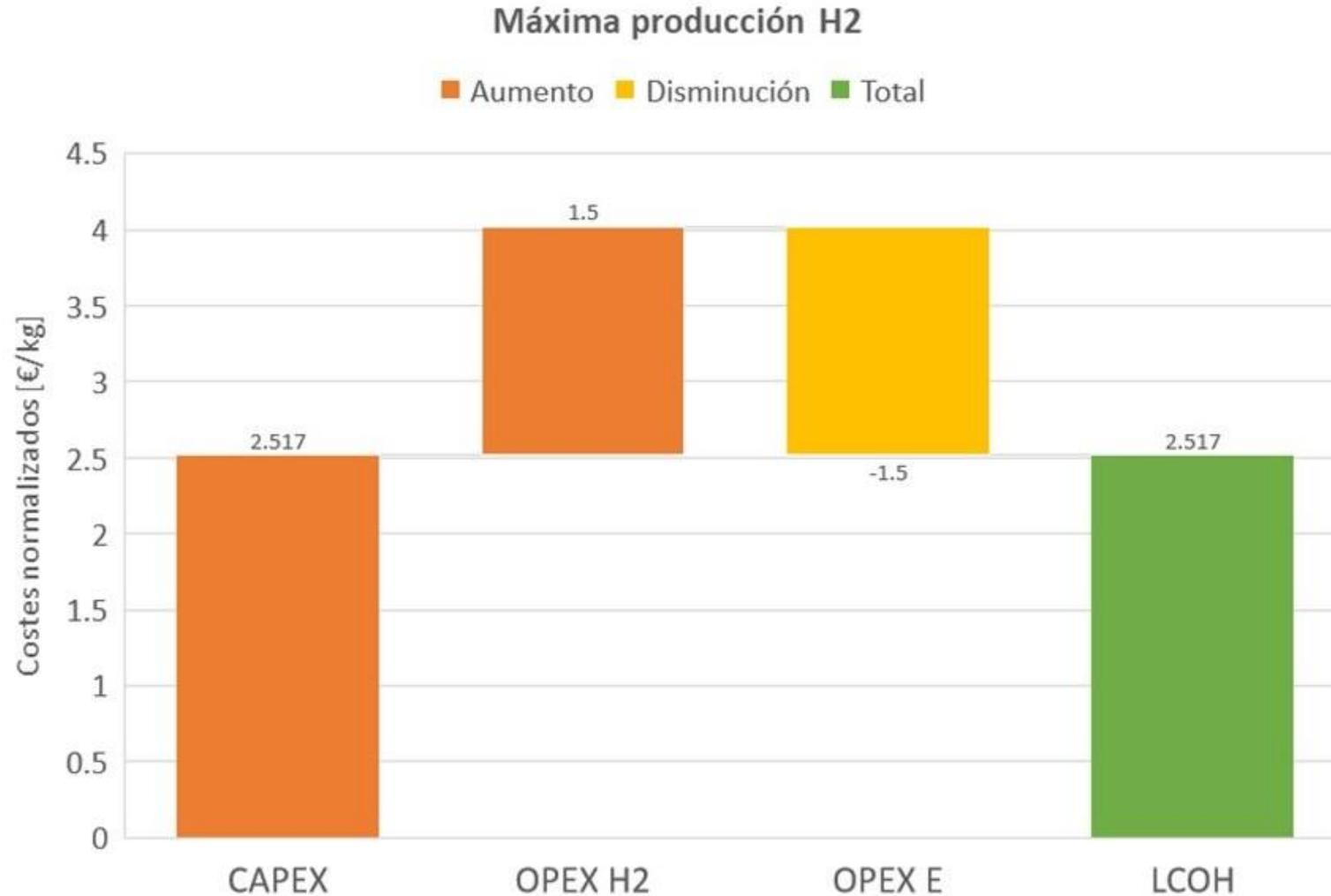
- $E_{\text{parque}}$ : producción total del parque FV
- $E_{\text{electrolizador}}$ : consumo total del electrolizador

# Cogeneración H2/electricidad

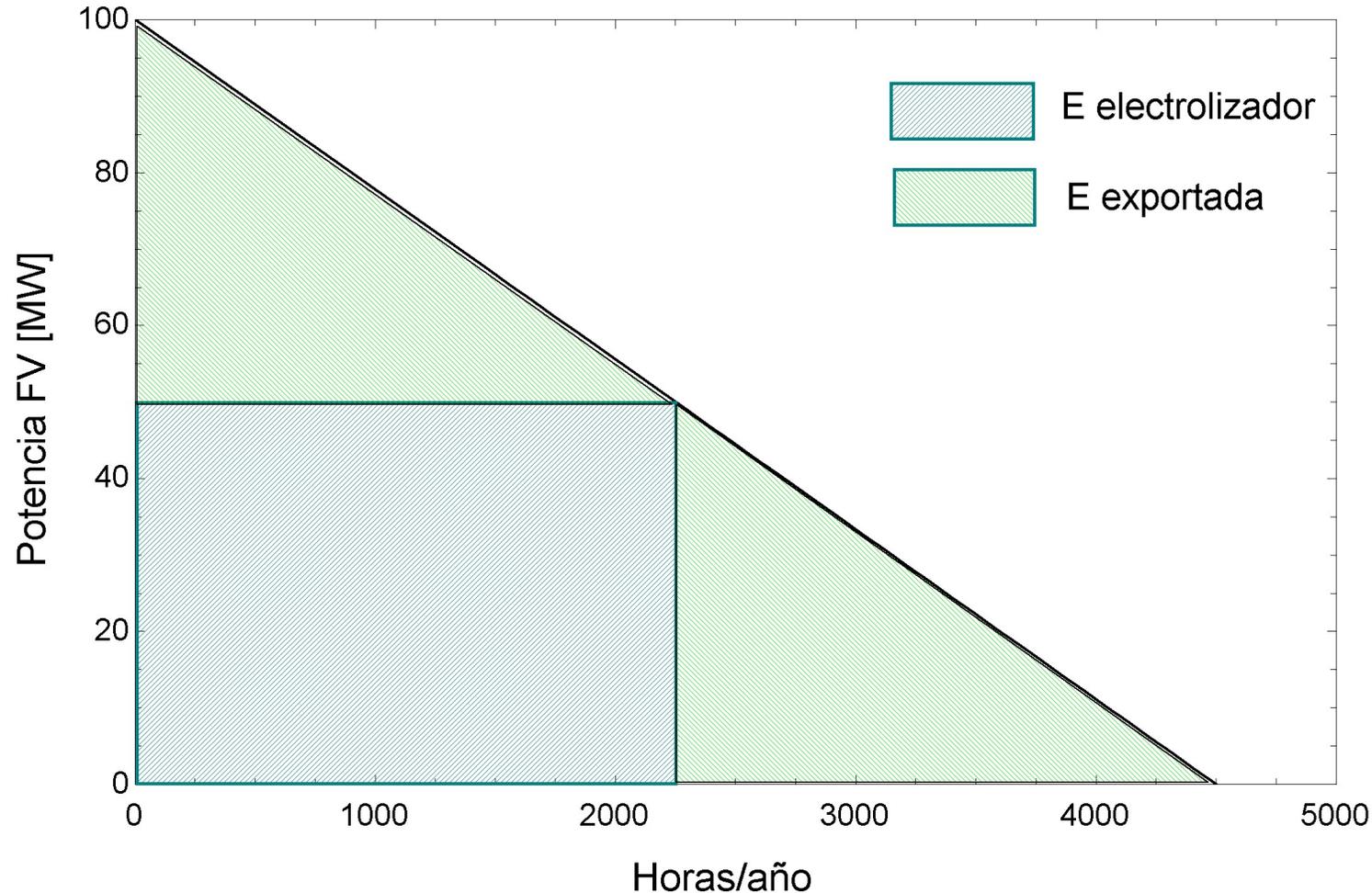


# Cogeneración H2/electricidad



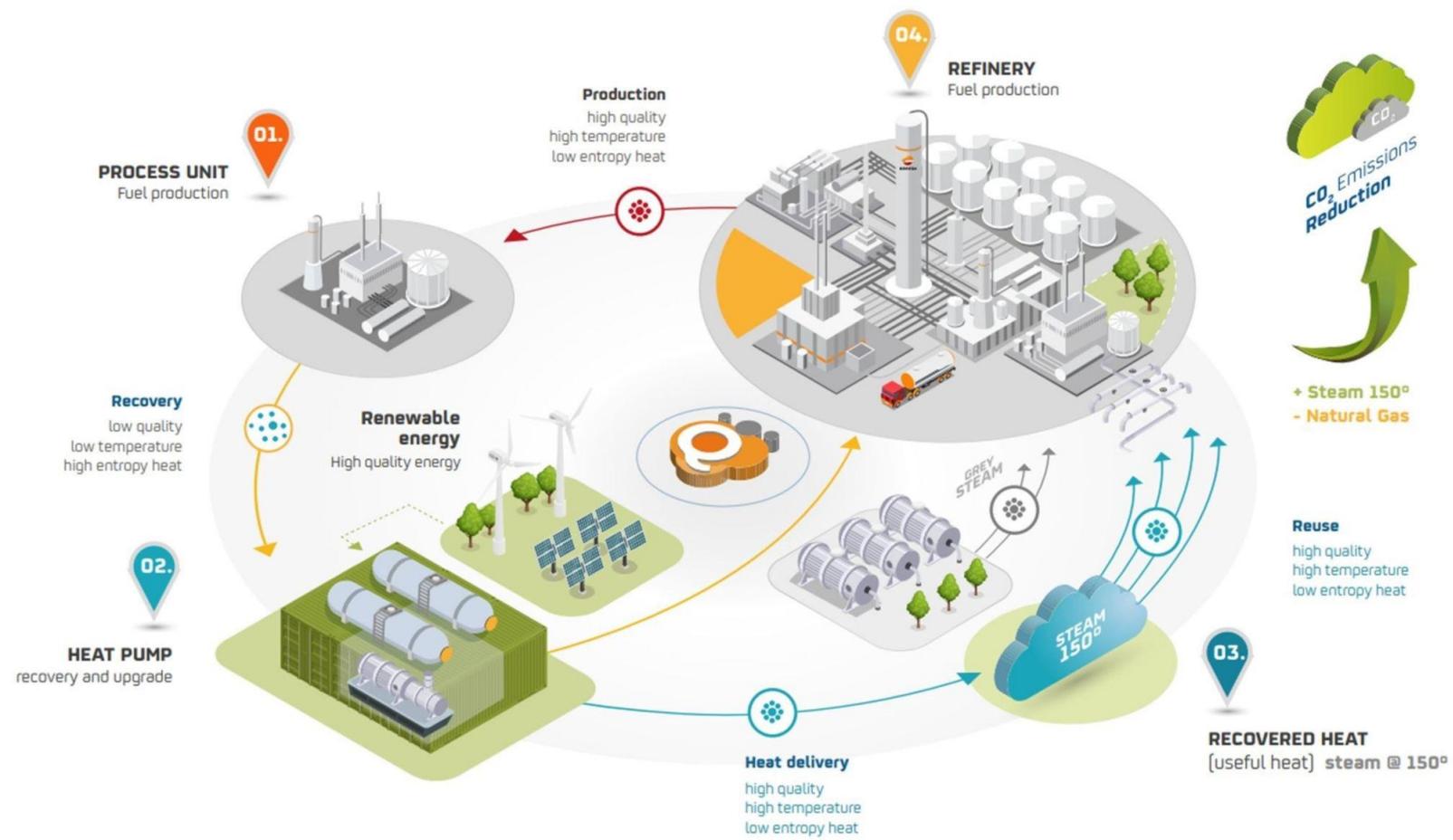


Dimensionando para maximizar la producción de H2 el LCOH se reduce al CAPEX

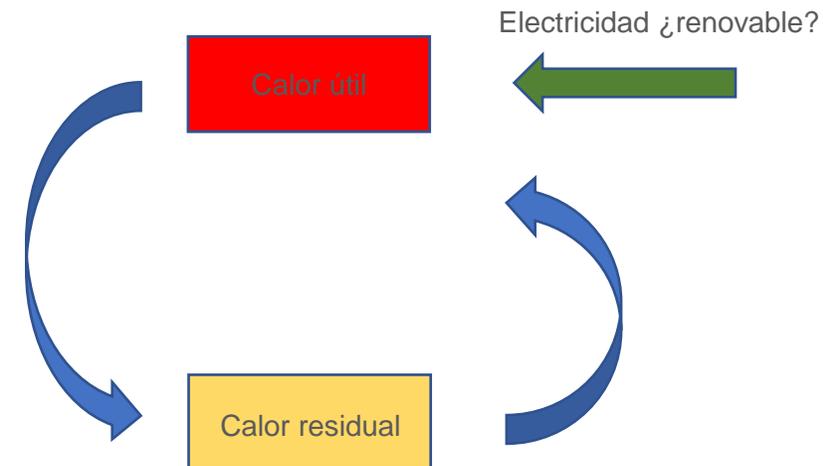


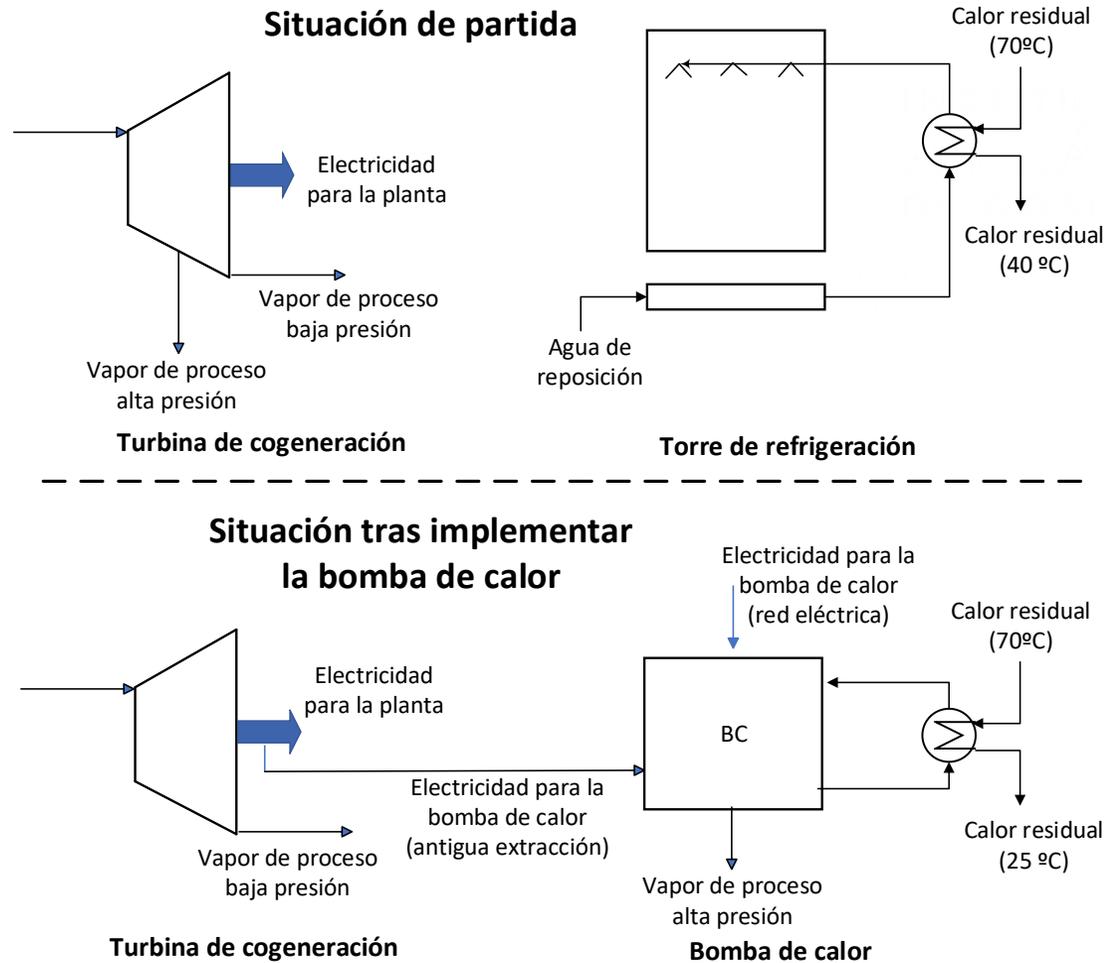
Dimensionando para maximizar la producción de H<sub>2</sub> la exportación eléctrica es mínima

- Priorizar la producción de H<sub>2</sub> para uso industrial
- Producción local: valle de hidrógeno
- Exportación de electricidad excedentaria, consumida localmente por industria o centros de datos
- Precio competitivo: **2,5 €/kg H<sub>2</sub>**



- La bomba de calor permite hacer una economía circular a partir del calor residual
- **Economía en espiral** por las pérdidas: consumo eléctrico



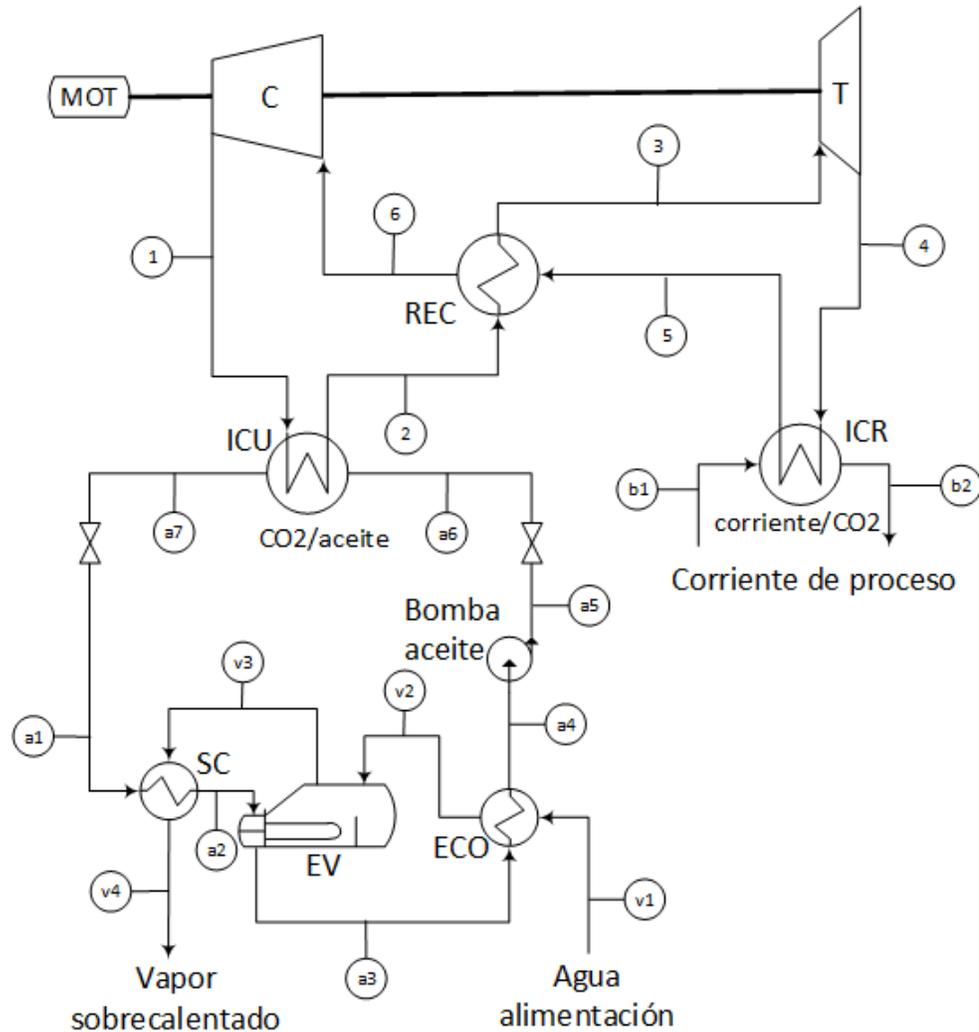


Objetivo: Eliminar el consumo de agua de torre.

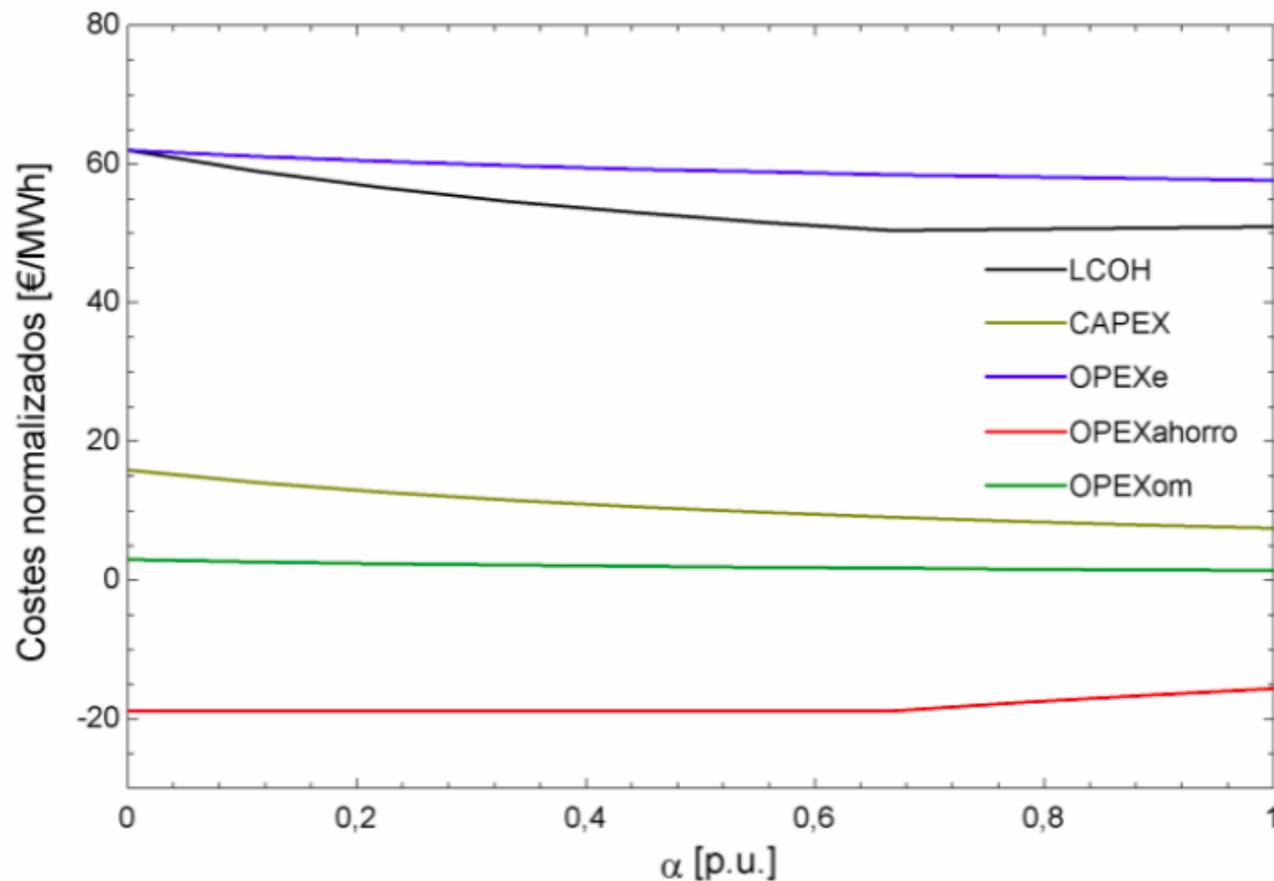
El vapor producido eliminando la torre suprime la extracción intermedia de la TV.

La TV produce más electricidad, que compensa parcialmente el consumo de la bomba.

El agua de refrigeración sale más fría: mejor para la depuradora posterior.



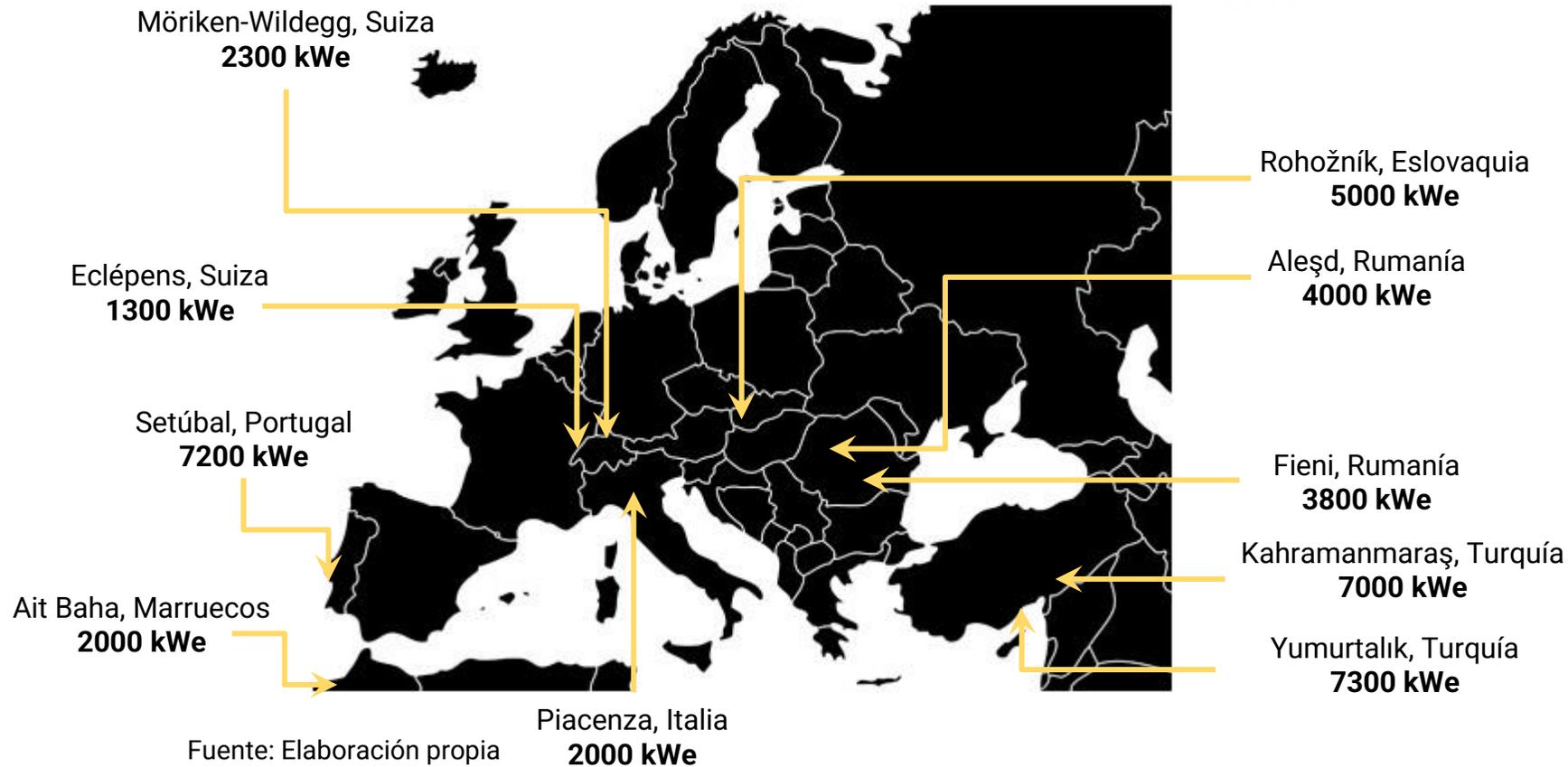
- Ciclo Brayton inverso regenerativo.
- Fuente: agua 70 °C / 25 °C
- Calor útil: vapor 10 bar (186 °C)
- 73 MW útiles / COP = 2
- Con esta configuración se pueden alcanzar temperaturas de más de 500 °C, según la temperatura de la fuente, superando las limitaciones de bombas tipo Rankine.



- El coste normalizado de generación de calor varía entre 50 a 60 €/MWht
- El OPEX neto se queda en unos 45 €/MWht
- Inversión específica: 611 €/kWt

Figura 4.20: Coste normalizado (LCOH) según la fracción de tiempo operando a caudal de vapor máximo. (Fuente: Elaboración Propia)

# WHR par generar energía eléctrica. *Sector cemento*



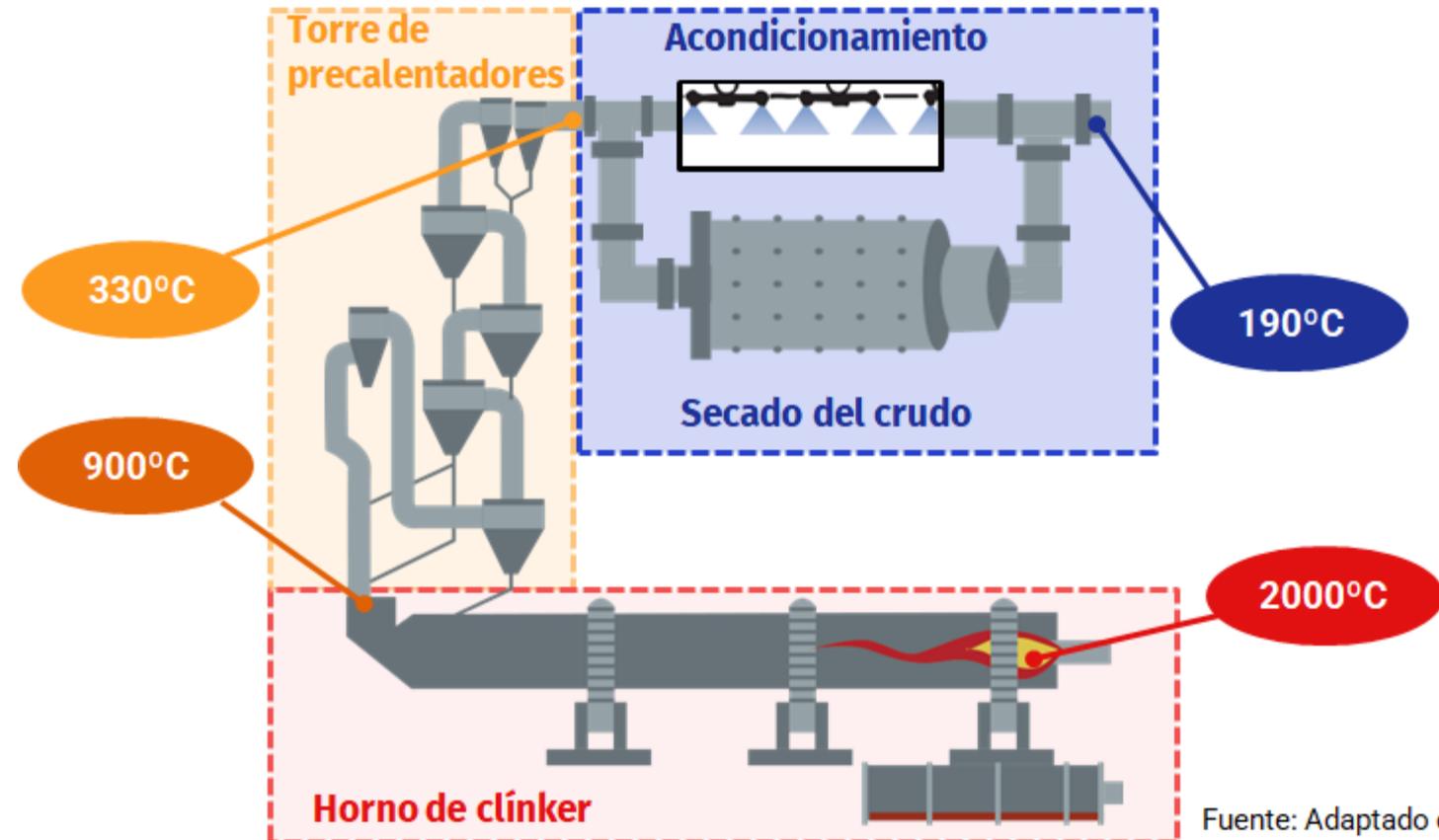
Aplicación de ciclos ORC a cementeras en Europa

# WHR par generar energía eléctrica. Sector cemento

[Proyecto Cátedra 2022-23]

## Fuentes disponibles:

- Gases a la salida de los precalentadores. Actualmente se usan para el secado de crudo.
  - Si se usan hay que comprar combustible para secar el crudo
- Gases tras el actual secado de crudo
  - Se evita la compra de combustible, pero hay menos energía recuperable



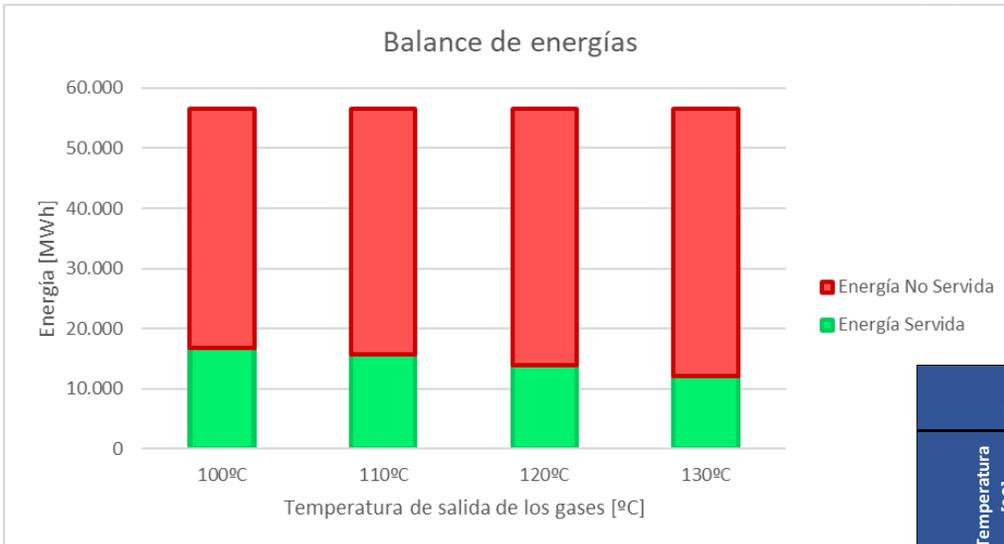
Fuente: Adaptado de Oficemen

# WHR par generar energía eléctrica. Sector cemento

RESULTADOS A 190 °C

[\[Proyecto Cátedra 2022-23\]](#)

Balance de energías



60 < LCOE < 65 €/MWh

Potencia instalada: 1,4 a 1,9 MWe

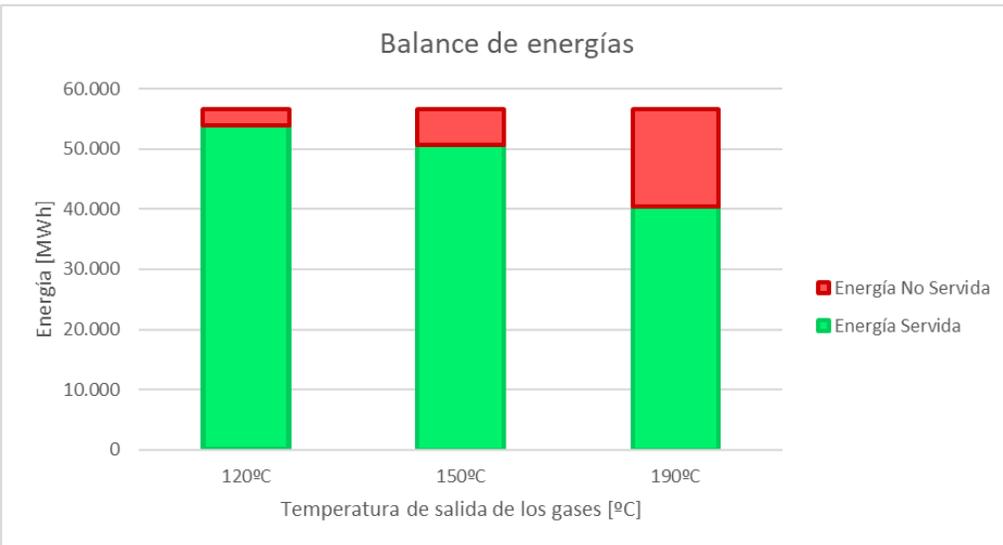
VAN N=20, wacc = 7,5%		Tarifa eléctrica [€/MWh]							
		50	75	100	125	150	175	200	225
Temperatura [°C]	100	2.937.312,11 €	9.576.920,59 €	16.216.529,08 €	22.856.137,56 €	29.495.746,04 €	36.135.354,52 €	42.774.963,00 €	49.414.571,48 €
	110	2.589.149,23 €	8.786.807,69 €	14.984.466,16 €	21.182.124,62 €	27.379.783,08 €	33.577.441,54 €	39.775.100,01 €	45.972.758,47 €
	120	2.061.780,04 €	7.568.891,60 €	13.076.003,15 €	18.583.114,71 €	24.090.226,27 €	29.597.337,83 €	35.104.449,39 €	40.611.560,95 €
	130	1.545.198,55 €	6.344.499,53 €	11.143.800,51 €	15.943.101,50 €	20.742.402,48 €	25.541.703,46 €	30.341.004,44 €	35.140.305,43 €

TIR N=20		Tarifa eléctrica [€/MWh]							
		50	75	100	125	150	175	200	225
Temperatura [°C]	100	11,21%	18,28%	24,52%	30,43%	36,19%	41,87%	47,52%	53,15%
	110	10,97%	17,98%	24,16%	30,00%	35,68%	41,28%	46,85%	52,40%
	120	10,56%	17,47%	23,55%	29,27%	34,82%	40,30%	45,73%	51,15%
	130	10,08%	16,89%	22,85%	28,43%	33,85%	39,17%	44,46%	49,72%

PR wacc = 7,5%		Tarifa eléctrica [€/MWh]							
		50	75	100	125	150	175	200	225
Temperatura [°C]	100	13,8	8,0	5,7	4,4	3,5	3,0	2,6	2,3
	110	14,1	8,2	5,8	4,4	3,6	3,0	2,6	2,3
	120	14,7	8,5	5,9	4,6	3,7	3,1	2,7	2,4
	130	15,3	8,8	6,2	4,7	3,8	3,2	2,8	2,4

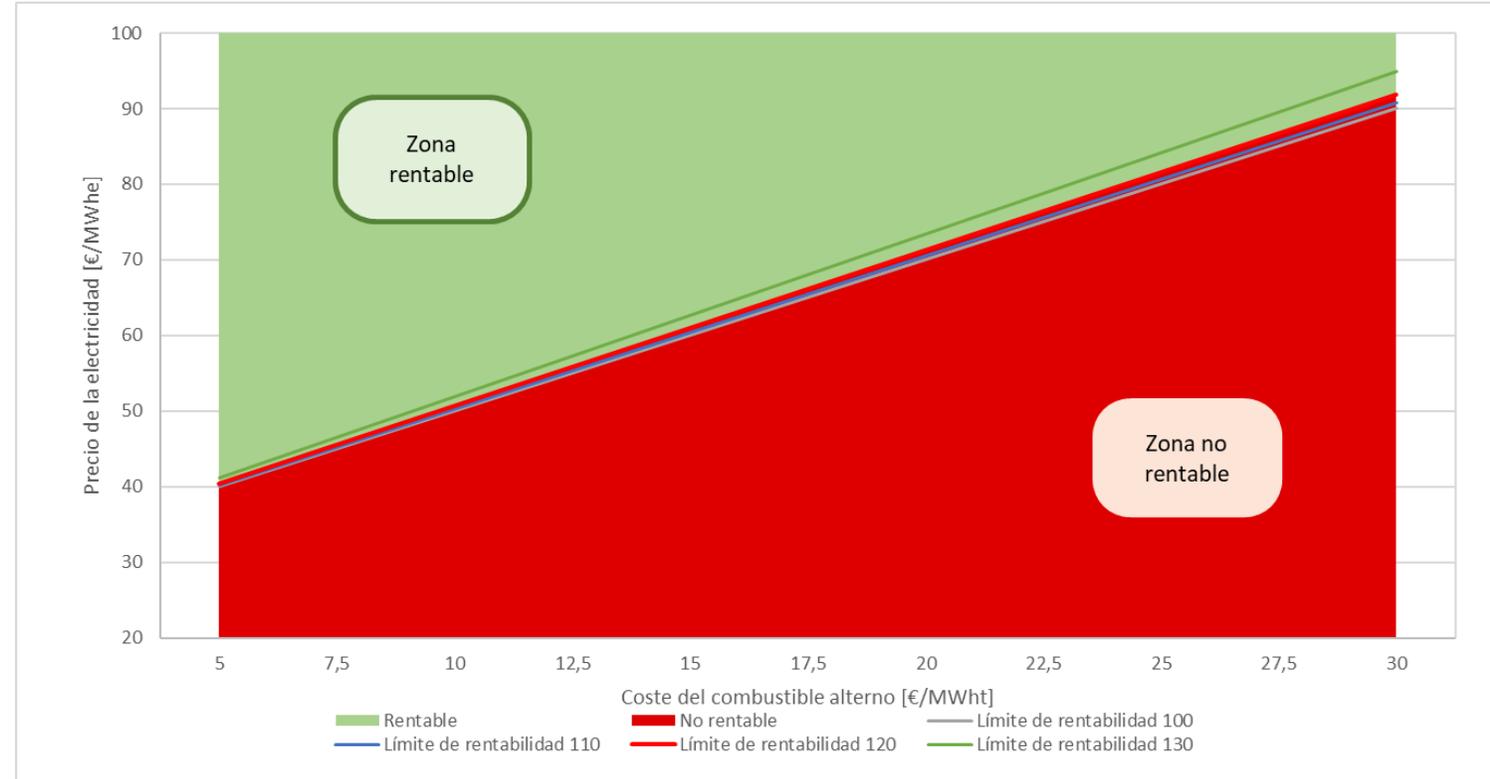
# WHR par generar energía eléctrica. Sector cemento

RESULTADOS A 330 °C



Potencia instalada: 4,4 a 6,3 MWe

Coste actual de biomasa: 4,55 €/MWht

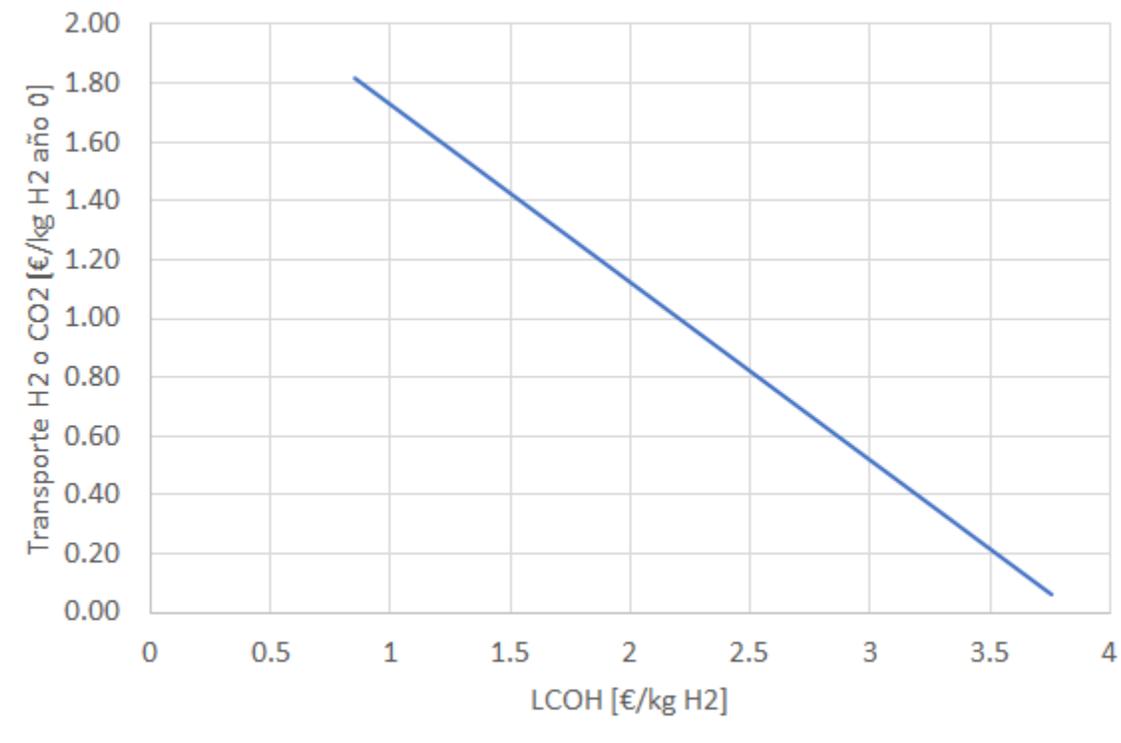
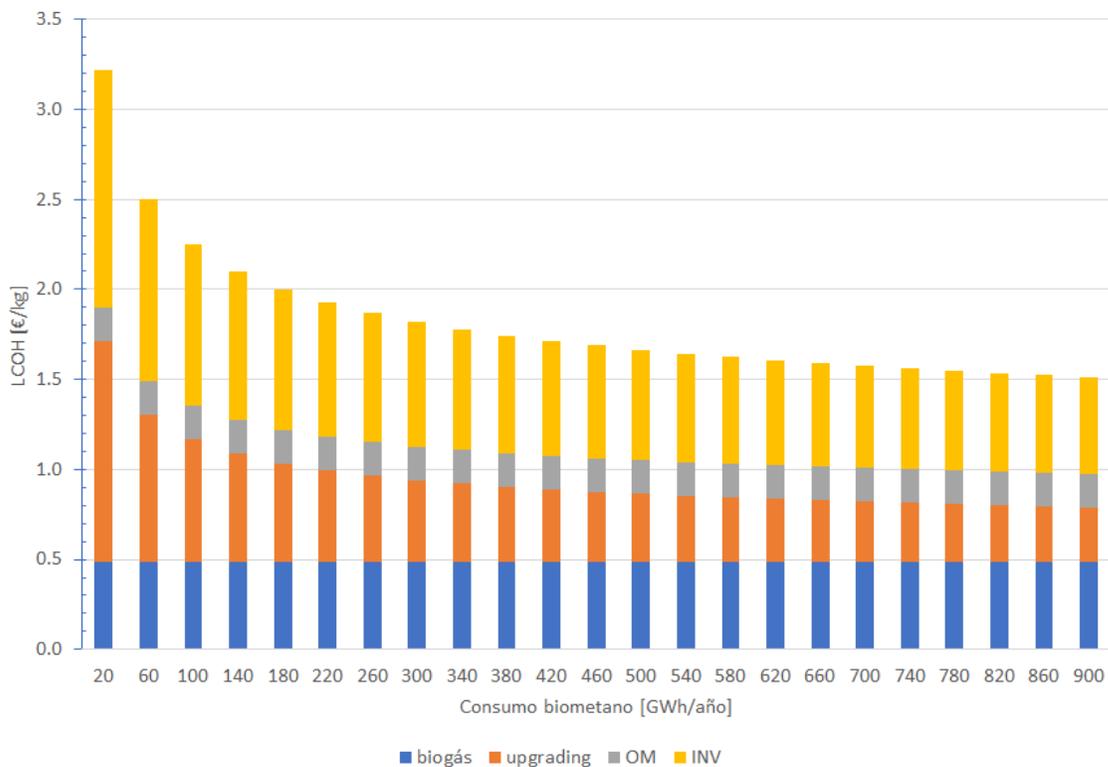


LCOECD [€/MWhe] (2023)		Coste del combustible alternativo [€/MWht]						
		5	7,5	10	12,5	15	17,5	20
Temperatura [°C]	100	61,79	69,55	77,31	85,07	92,82	100,58	108,34
	110	62,07	69,91	77,75	85,59	93,43	101,27	109,11
	120	62,44	70,41	78,38	86,35	94,31	102,28	110,25
	130	63,60	71,91	80,23	88,54	96,86	105,17	113,49

Emisiones CO2 [kg CO2/ton clinker]		
Emisiones CO2 [kg CO2/ton cemento]	591.00	
<b>Debidas a combustión [kg CO2/ton cemento]</b>	<b>236.40</b>	<b>40%</b>
combustión coque [kg CO2/ton cemento]	131.52	
combustión CDR [kg CO2/ton cemento]	104.88	
<b>Debidas a proceso [kg CO2/ton cemento]</b>	<b>354.60</b>	<b>60%</b>
<b>Sustitución coque por H2 dorado</b>		
Consumo de H2 [kg H2/ton cem]	11.22	
<b>Reducción de emisiones [kg CO2/ton cem]</b>	<b>228.76</b>	
Emisiones evitadas [kg CO2/ton cem]	131.52	
Emisiones compensadas [kg CO2/ton cem]	97.24	
<b>Emisiones remanentes [kg CO2/ton cem]</b>	<b>362.24</b>	
Reducción emisiones [%]	38.7%	
Volumen H2 requerido 2019 [ton/año] [500.000 ton cem]	5,611	
LCOH del hidrógeno dorado (desgasificación vertedero) [€/kg]	1.72	
Consumo biogás [GWh/año]	302.97	
<b>Coste CO2 capturado [€/ton CO2; año 0]</b>	<b>84.57</b>	
Consumo biometano [kWh/ton cem]	605.95	
Consumo biometano nacional para hacer H2 dorado [TWh]	8.8074	
Potencial biometano nacional a partir de LFG [TWh]	8.8100	

- En el horno de calcinación para producir Clinker se emite CO2 por dos razones:
  - Combustión
  - Descarbonatación de las materias primas
- Se emplean como combustibles:
  - Coque de petróleo
  - Biomasa (harinas cárnicas...)
  - CDR (restos textiles, papel, plásticos...)
- Se ha analizado reemplazar el coque de petróleo por H2 dorado, de modo que se evitan sus emisiones y se compensan parte de las debidas a la descarbonatación.
- Se logra un cemento de 362 kg CO2/t cemento, siendo el objetivo a 2030 de 430 kg/t y el actual de 591 kg/t.
- El coste de captura está en la horquilla esperada.
- El consumo de H2 a nivel nacional se cubriría con el H2 producido a partir de desgasificación de vertederos.

LCOH (SMR de biometano a partir de biogás de vertedero + CCS)



	año 0	r [p.u.]	k	f_sigma	f_a	Normalizado	
Tasa CO2 [€/ton CO2]	85						AHORROS
Tasa CO2 [€/kg H2]	1.73	0.081	1.0009	25.3032	0.0937	4.11	
Inyección BM [€/MWh-PCI]	3						GASTOS
Inyección BM [€/kg H2]	0.15	0.05	0.972222	17.6936	0.0937	0.24	
LCOH [€/kg H2]						1.72	
Transporte H2 o CO2 permitido [€/kg H2]	1.29	0.05	0.972222	17.6936	0.0937	2.14	
						4.11	

- El proyecto es rentable a partir de los ahorros en la tasa de CO2
- Hay margen suficiente para el transporte tanto de CO2 como de H2
- Preferible ubicar la unidad SMR+CCS en la fábrica y transportar el CO2

[Linares et al., The Conversation 2023]

Puede accederse a más información en los Seminarios, Observatorio y Jornada Annual de la [Cátedra Fundación Repsol de Transición Energética](#) en Comillas-ICAI (descarbonización de la industria)



**¡MUCHAS GRACIAS!**

