

**'Transición Energética en España
2023'**

TEMA

DESCARBONIZACIÓN DE LA INDUSTRIA

PONENTE

José Ignacio Linares

- **Introducción de renovables y economía circular**
 - Generación eléctrica
 - Autoconsumo fotovoltaico
 - WHR a partir de ORC o S-CO₂
 - Generación térmica
 - Solar térmica de concentración
 - Biomasa
 - Gases renovables
 - WHR con bomba de calor
 - Generación de calor y electricidad
 - Cogeneración
 - Almacenamiento
 - Térmico
 - Baterías

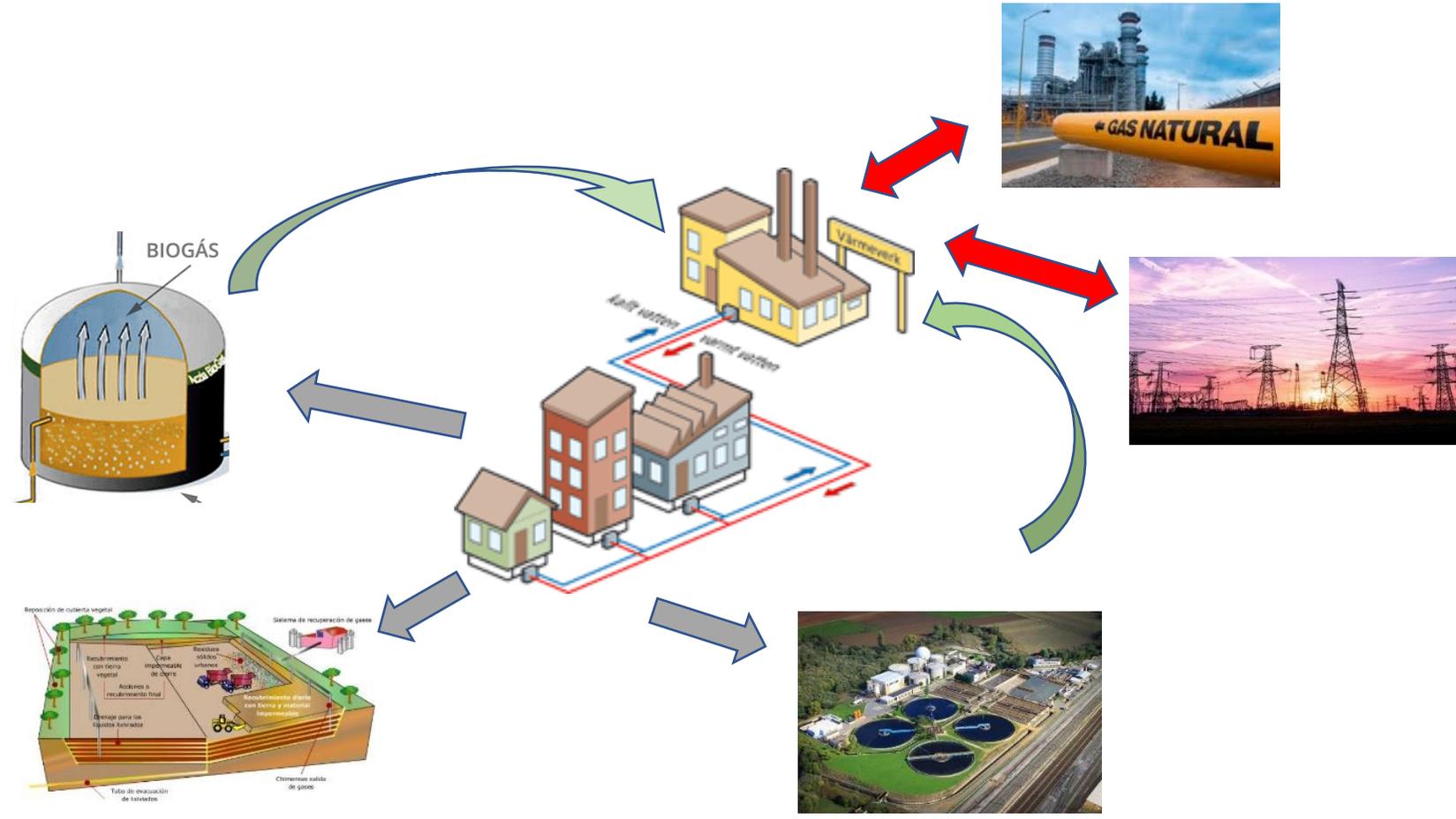


[\[El Ayuntamiento de Sevilla da licencia a Heineken para que levante una planta termosolar para el consumo de la fábrica\]](#)

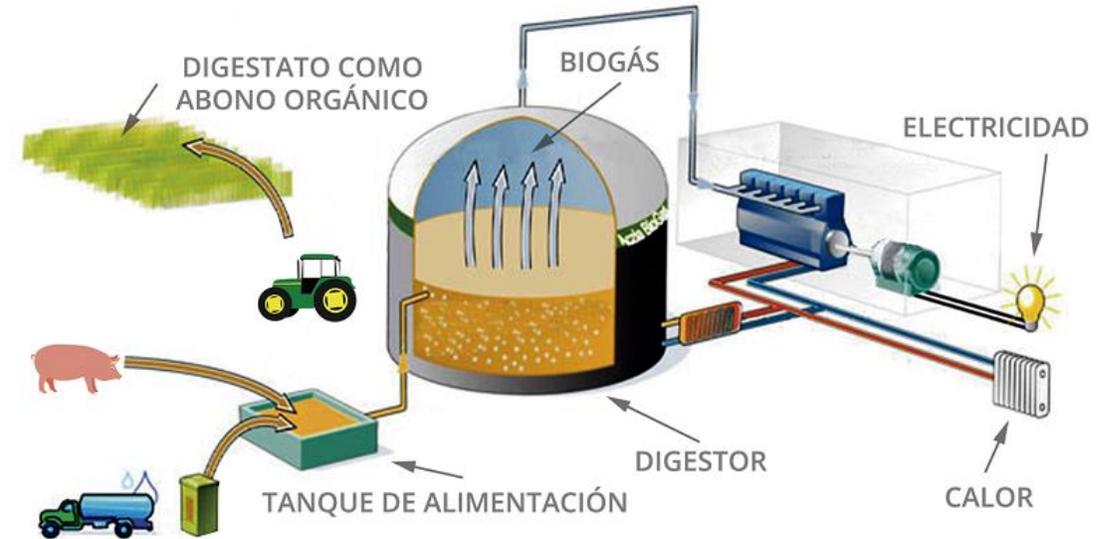
- **Mejora en instalaciones**
 - Aislamiento térmico
 - Variadores de velocidad y accionamientos eléctricos
 - Monitorado y técnicas de análisis de datos
 - Sustitución de luminarias
 - Detectores de presencia
- **Captura de CO2**
 - Retirada de CO2
 - Normalmente postcombustión, depende de la concentración de CO2
 - Oxidación, aprovechando O2 de electrólisis
 - Precombustión, a partir de gasificación de carbón o biomasa. Hidrógeno dorado
 - Almacenamiento geológico del CO2 capturado: controvertido, inicial respuesta social
 - Valorización del CO2:
 - 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 CO_2 (upgrading) permite generar biometano e inyectarlo en la red de gas natural.
- Nuevos mercados para ese CO_2
- Los certificados de garantía de origen del biometano aportan flexibilidad

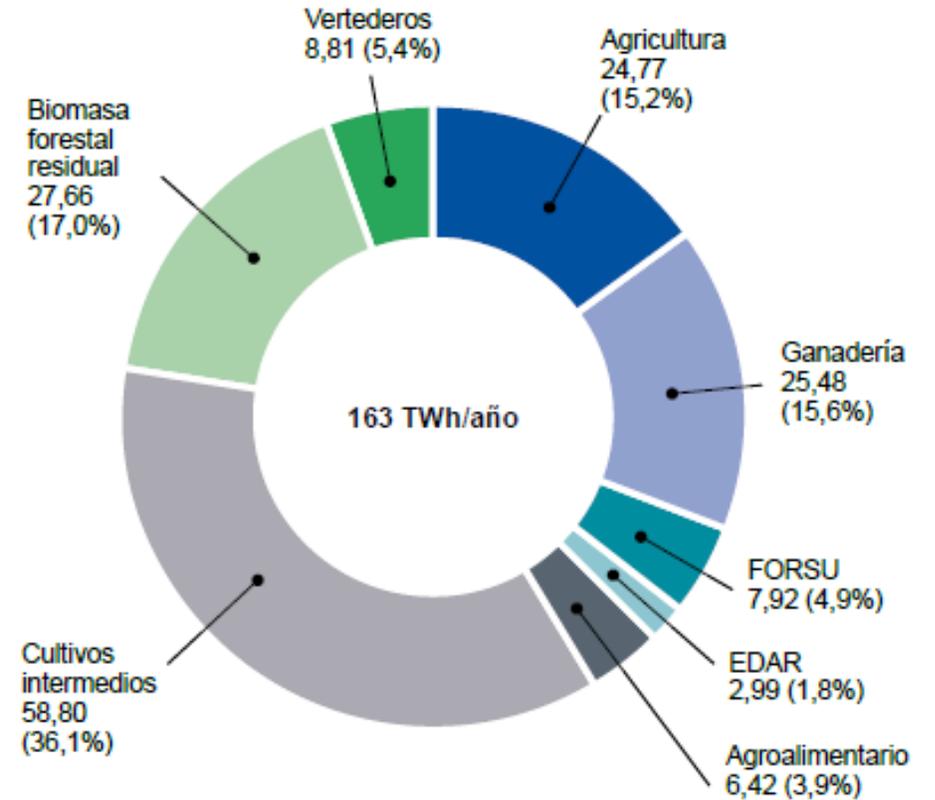


- Descarbonización en origen: se evita la emisión local de CH_4 al descomponerse los residuos ($\text{GWP} \approx 25$)
- Descarbonización en uso: reemplazo de gas natural por biometano, neutro en CO_2
- Emisiones negativas: secuestro del CO_2 biogénico

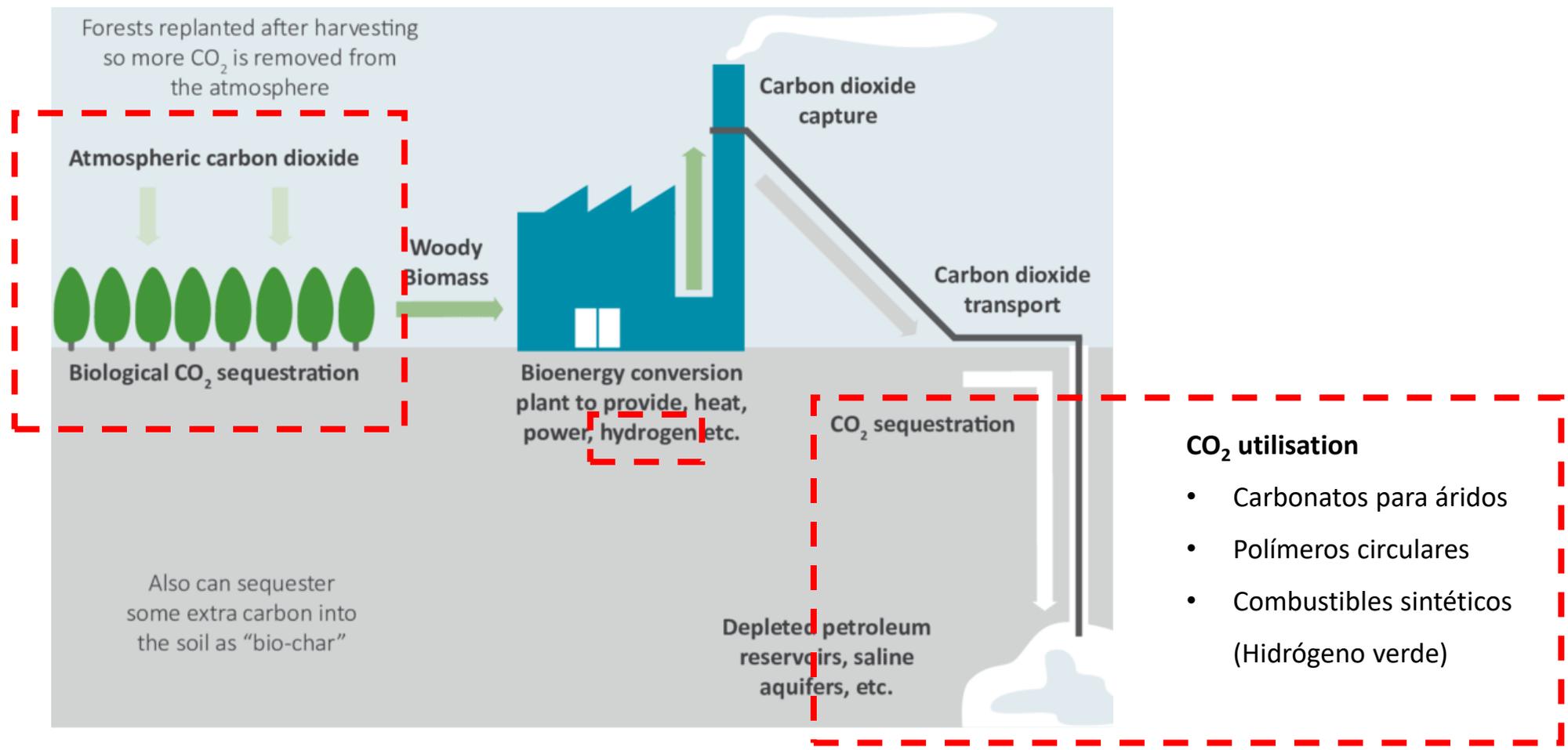




Distribución del potencial disponible para la producción de biometano en España
Fuente: análisis de PwC y Biovic



Plantas como DACs naturales



CO₂ utilisation

- Carbonatos para áridos
- Polímeros circulares
- Combustibles sintéticos (Hidrógeno verde)

Green hydrogen can be created by the following methods:

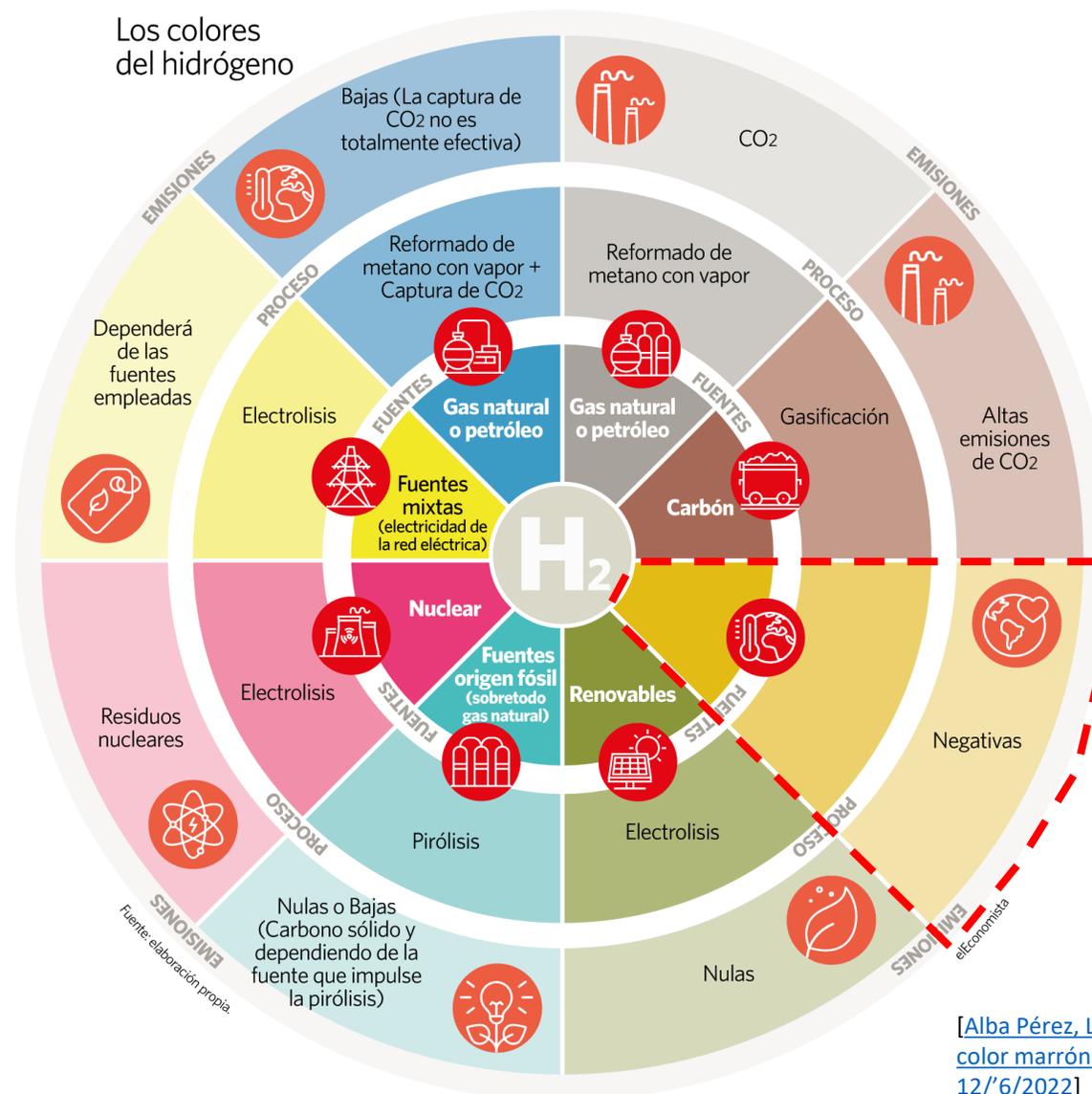
1. Electrolysis of water with renewable energy
2. Steam methane reformation (SMR) of biogas
3. Thermal conversion or gasification of organic matter and other waste streams

DEFINITION:

GREEN HYDROGEN [grēn hahy-druh-juhn]
noun

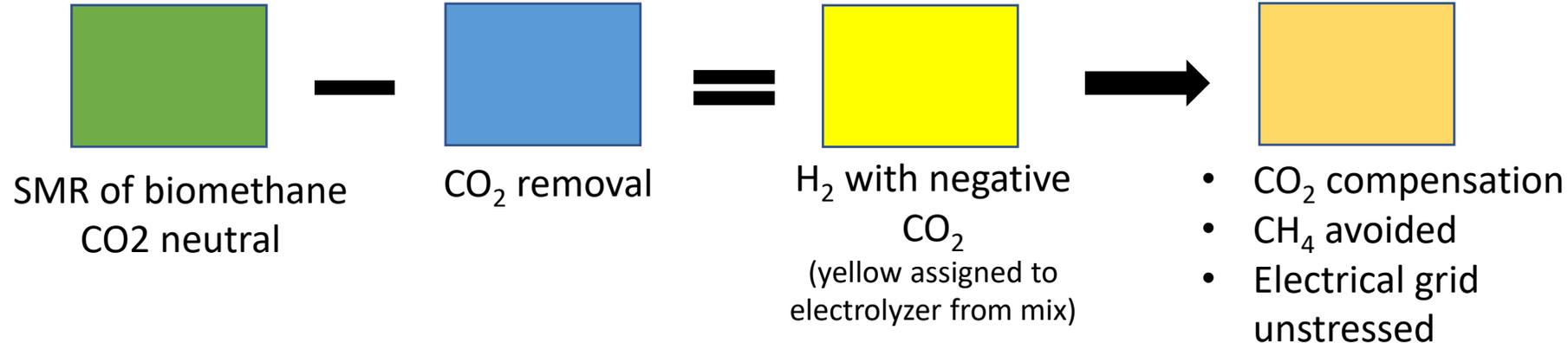
¹ hydrogen created from renewable energy sources such as solar, wind, hydro power, biomass, biogas, or municipal waste.

[Nelson, Lin, et al, Green Hydrogen Guidebook, Green Hydrogen Coalition, August 2020]



[Alba Pérez, Las mil caras del hidrógeno: del color marrón al dorado, El Economista, 12/6/2022]

- El biometano es un *gas renovable que se produce* a partir de biogás, tras un proceso de *upgrading* y es indistinguible del gas natural
- El biogás procede de residuos orgánicos por digestión anaerobia: RSU, lodos de EDAR, residuos ganaderos y agrícolas, agroindustrias...
- El reformado con vapor de gas natural (SMR) es el método mayoritario usado actualmente para producir hidrógeno



[Linares, Moratilla, Arenas, VIII Congreso de Ingenieros de ICAI, 2021]

Repsol produce hidrógeno a partir de biometano en una refinería española

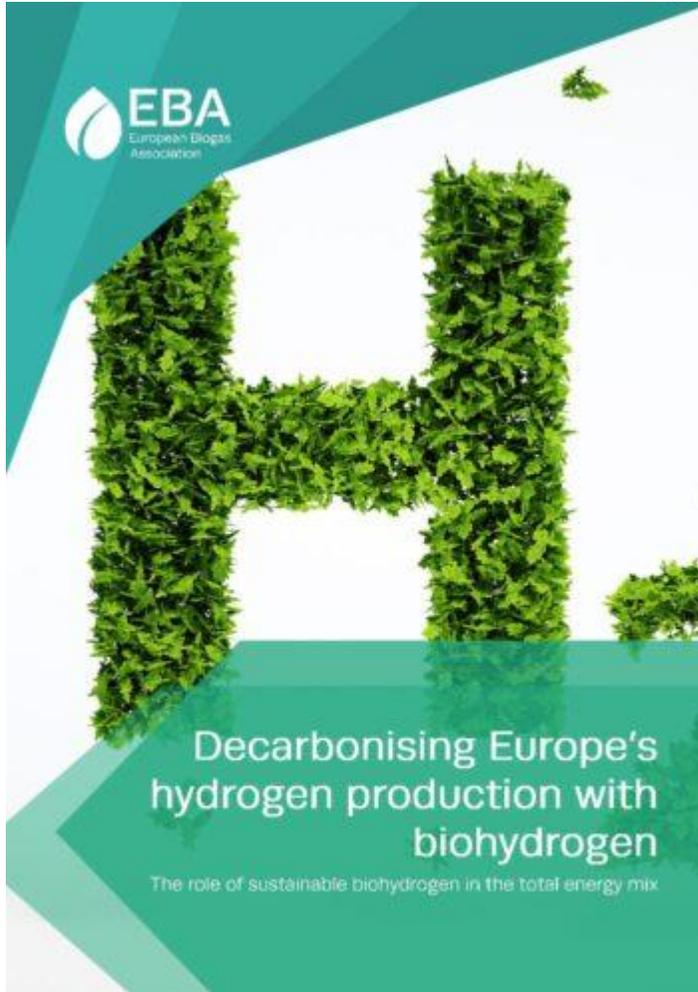
UPSTREAM ONLINE / 05 OCTUBRE 2021



[Upstream Online, 5/10/2021]

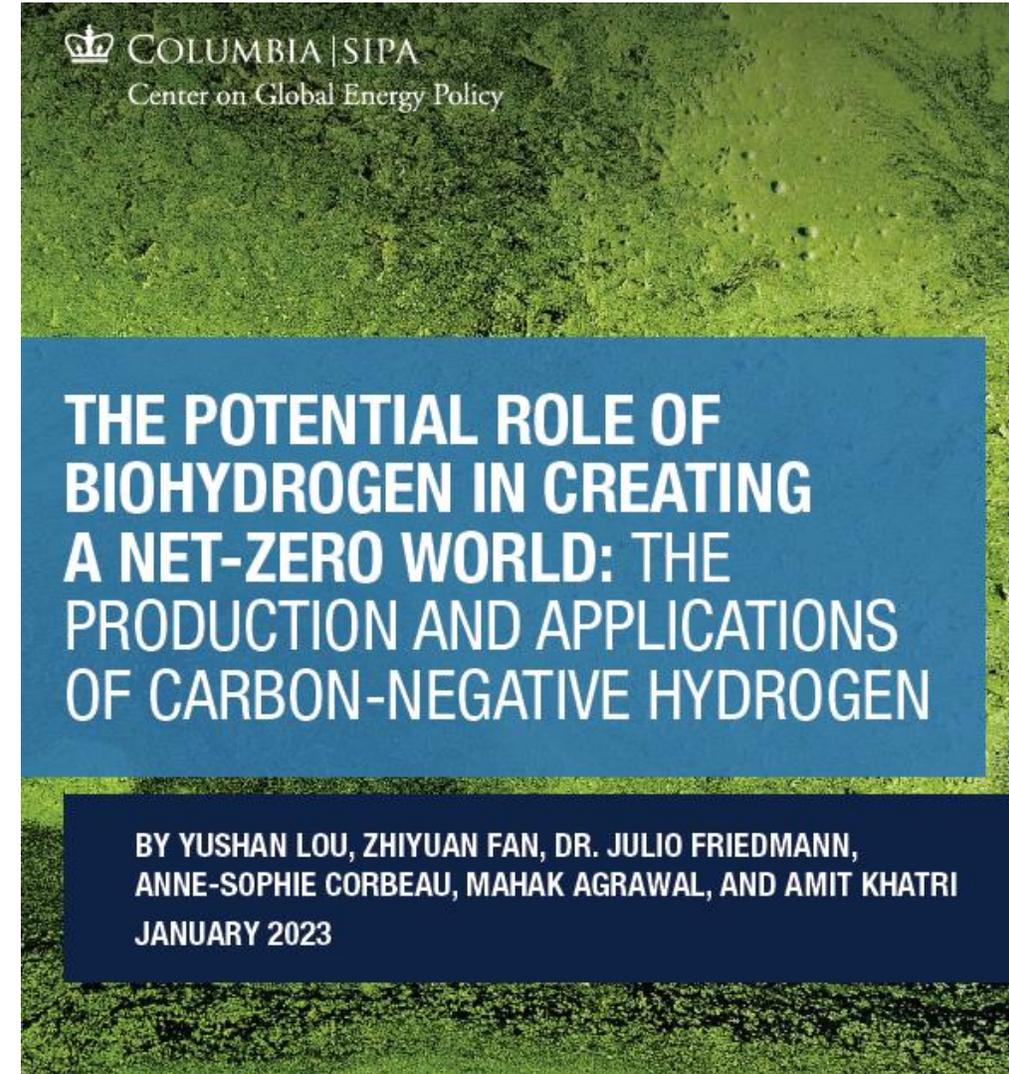


[Bayo Tech presenta un reformador para RSU con bajas producciones; aumenta las emisiones negativas al capturar el CO₂]

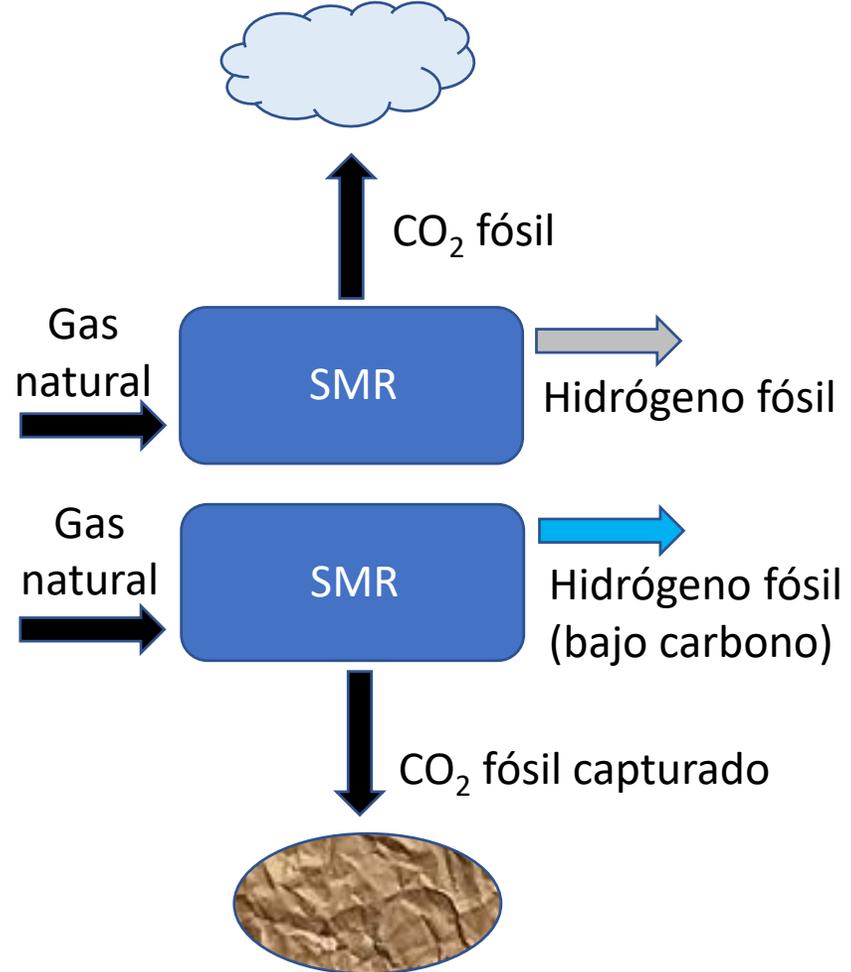


[[EBA, 2023](#)]

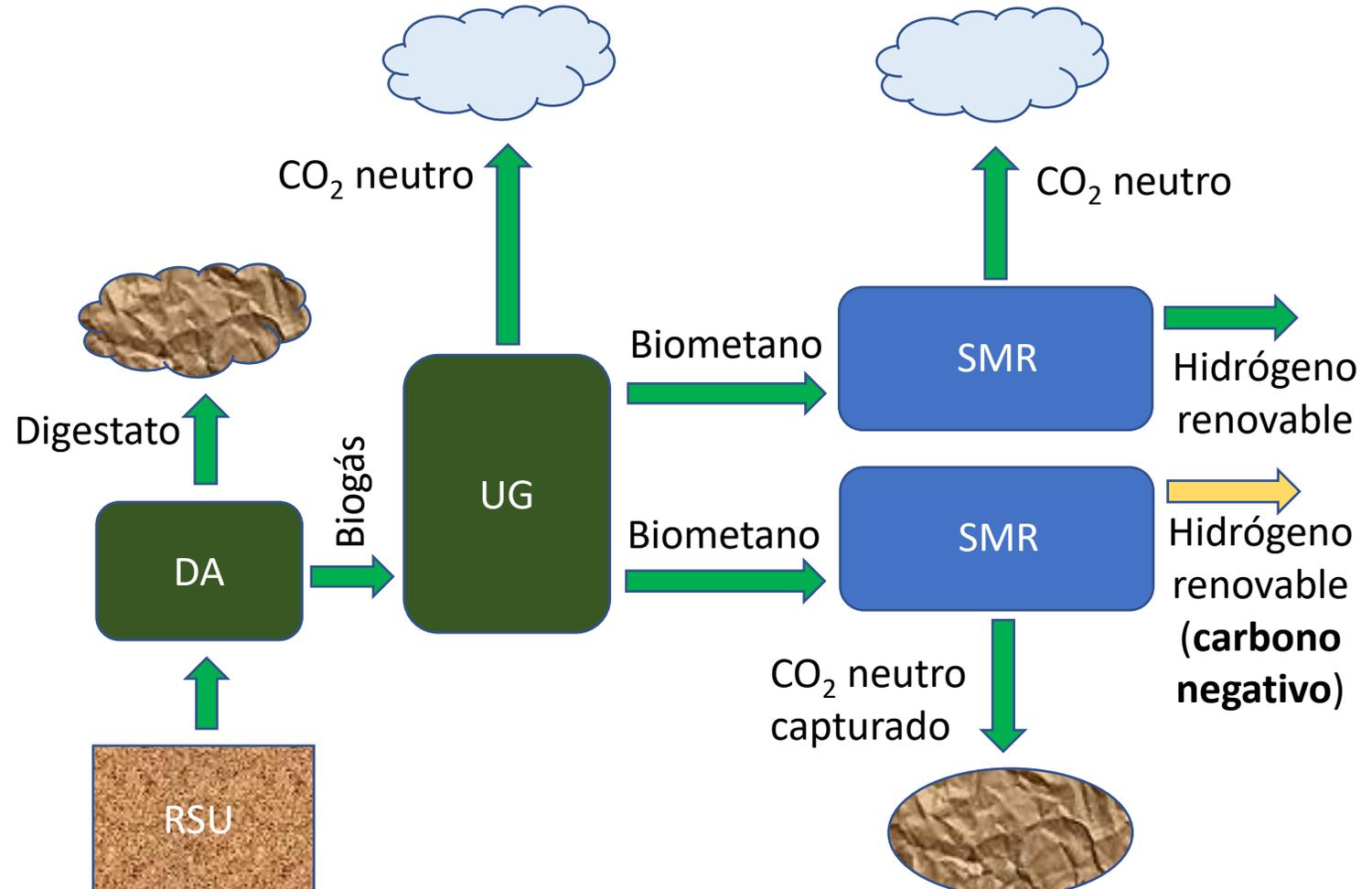
- SMR of byohydrogen releases biogenic CO₂
- CCS generates **negative emissions**
- Golden hydrogen **avoids** fossil emissions replacing fossil fuels AND **compensates** unavoided emissions of other sources



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



HIDRÓGENO FÓSIL



HIDRÓGENO RENOVABLE

HIDRÓGENO VERDE (sin captura CO₂)

- Producción H₂ por SMR: 2,52 kmol H₂/kmol CH₄ (75,9% de eficiencia)
- Producción a partir de biometano: 22,6 kg H₂/MWh_{PCI}
- Producción de CO₂: ≈ 8,8 kg CO₂/kg H₂

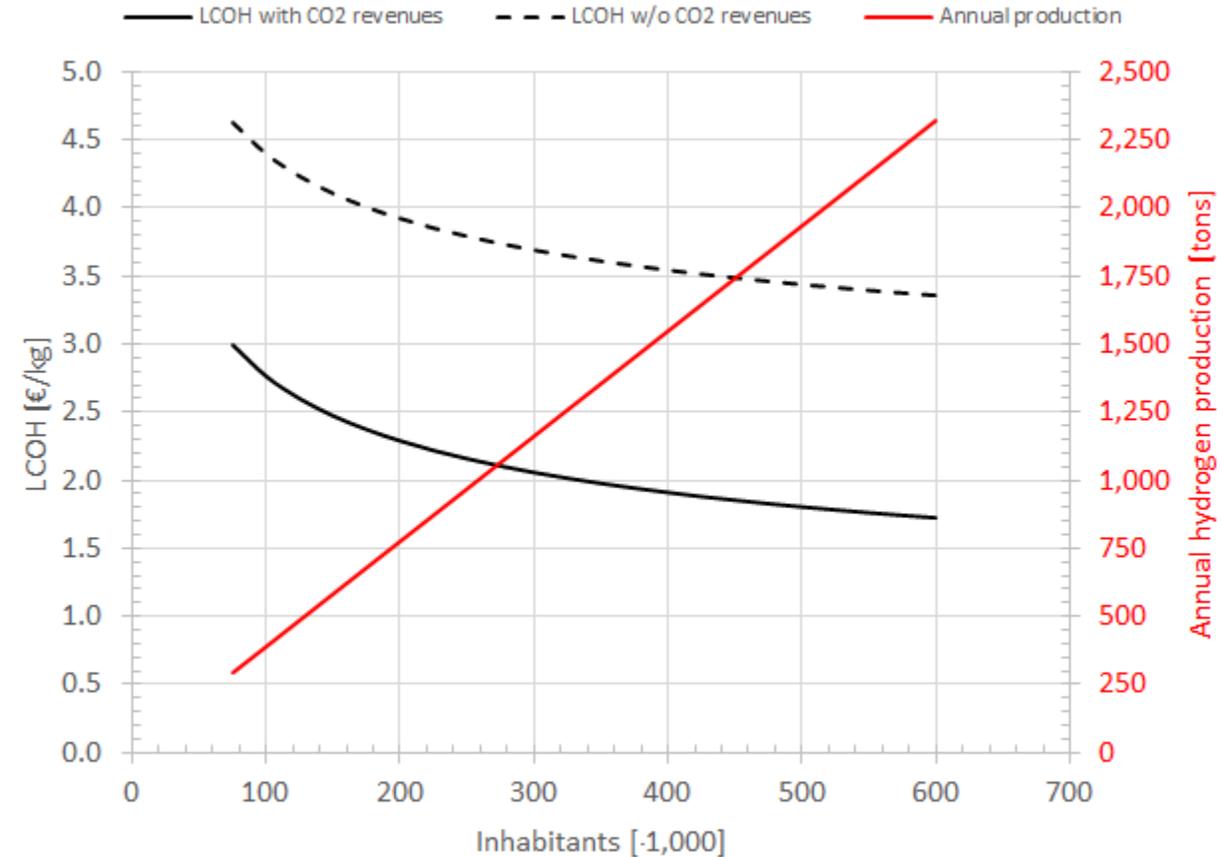
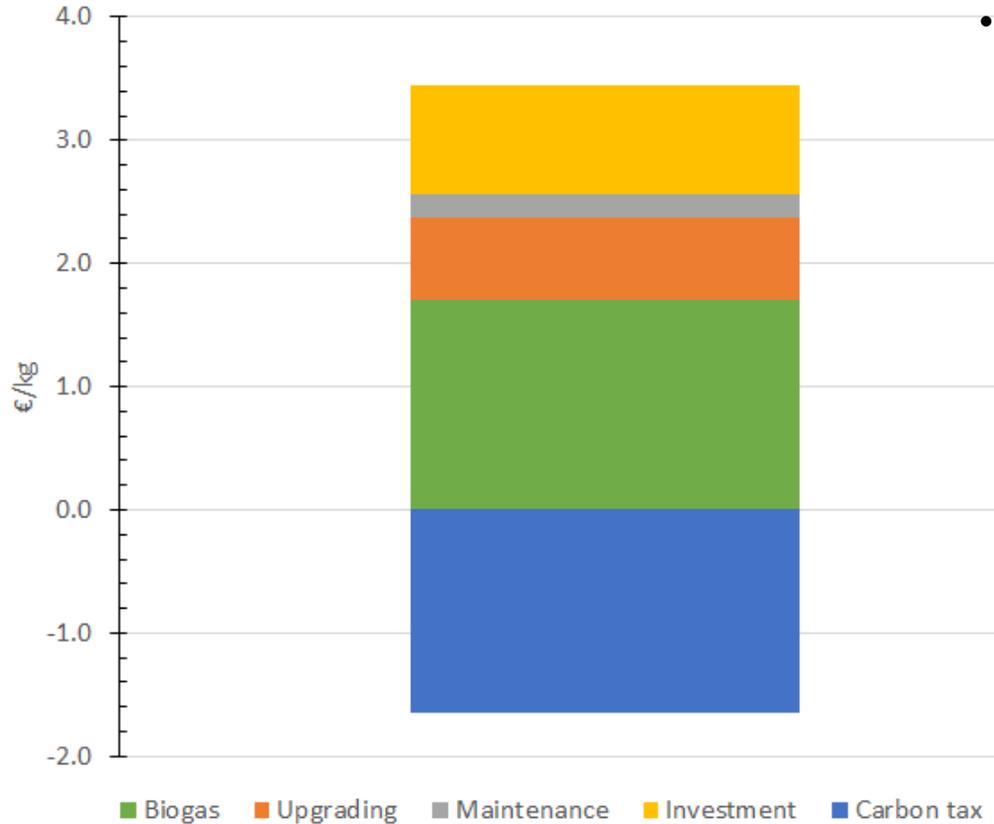
HIDRÓGENO DORADO (con captura CO₂)

- Producción H₂ por SMR: 2,285 kmol H₂/kmol CH₄ (69,1% de eficiencia)
- Producción a partir de biometano: 20,6 kg H₂/MWh_{PCI}
- Producción de CO₂: ≈ 9,63 kg CO₂/kg H₂ (capturado 90%: **8,67 kg CO₂/kg H₂**)

- 25 años de vida
- wacc: 8%
- r: 0% (8% para CO₂)
- Biogás a 35 €/MWh
- CO₂: 80 €/ton

**500.000 habitantes ≈ 2.000 ton/año
(20 MWe de electrolizador en red)**

500.000 habitantes



**COSTES NORMALIZADOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO DORADO
(fracción orgánica de los RSU)**

Figure: H₂-production costs in different accounting periods for existing and new plants (example: combination of PV/wind)



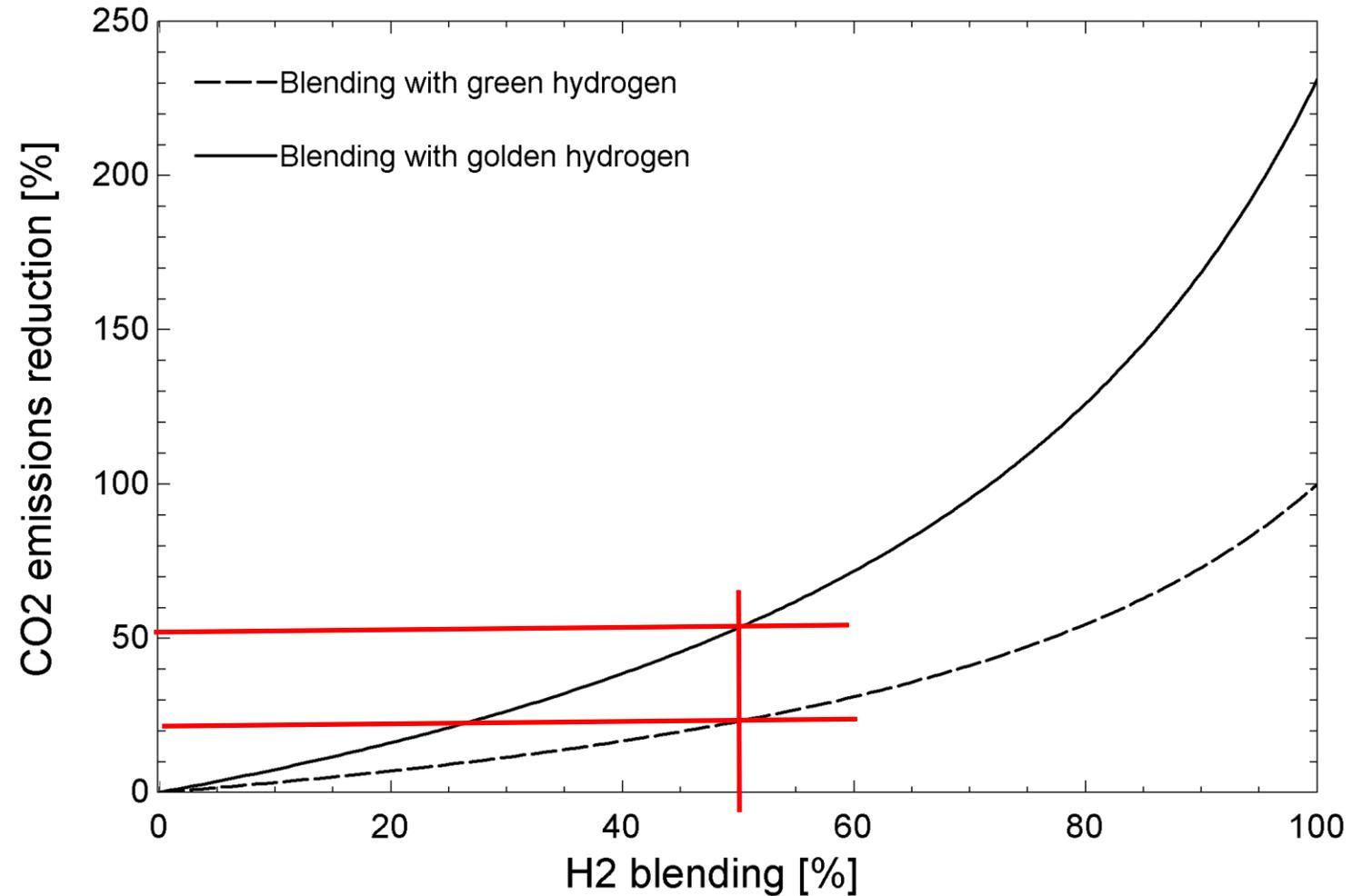
Source: Frontier Economics

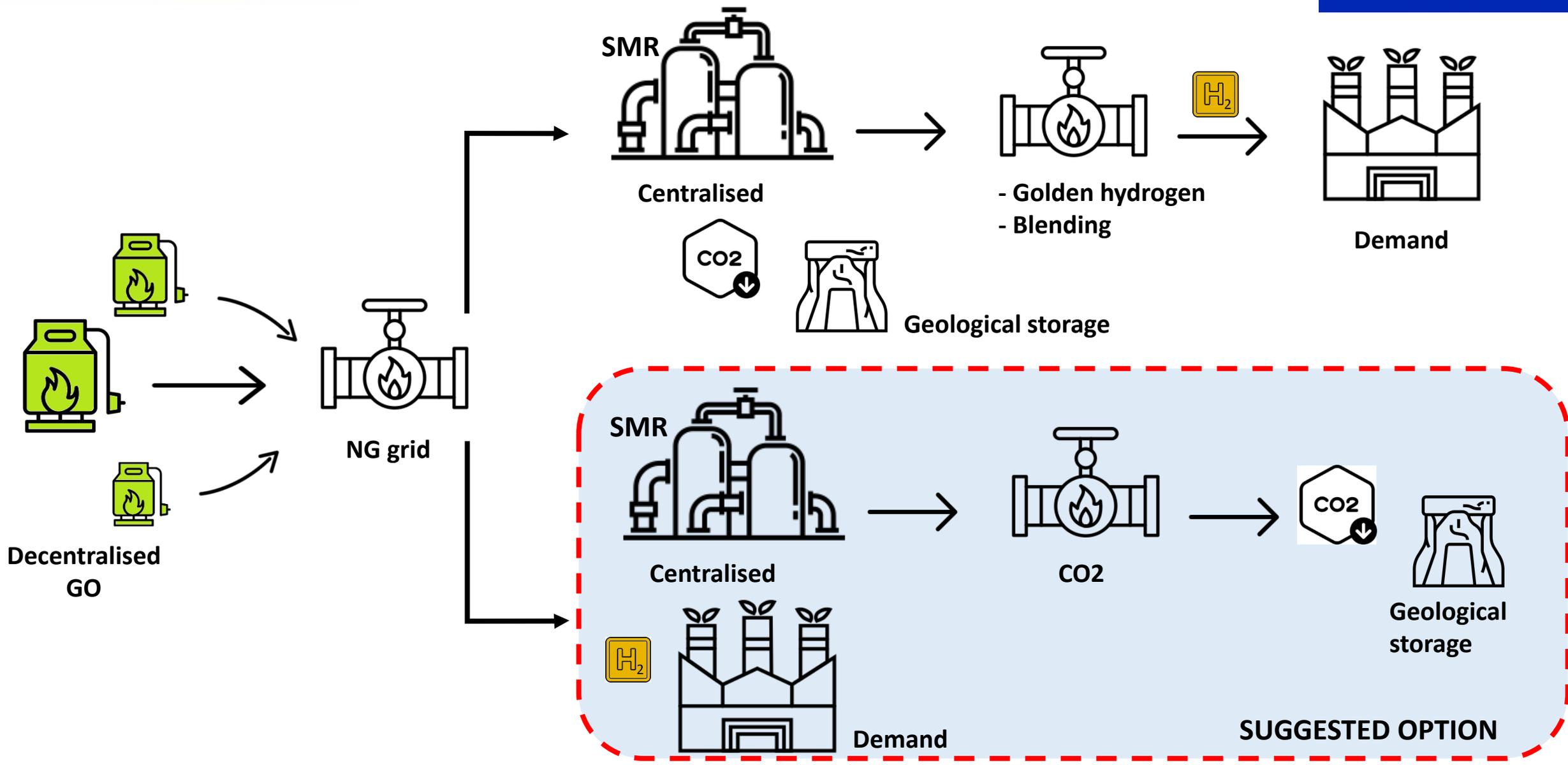
Note: Calculations based on electricity prices and profiles in 2019.

[RWE AG, frontier economics, 2021]

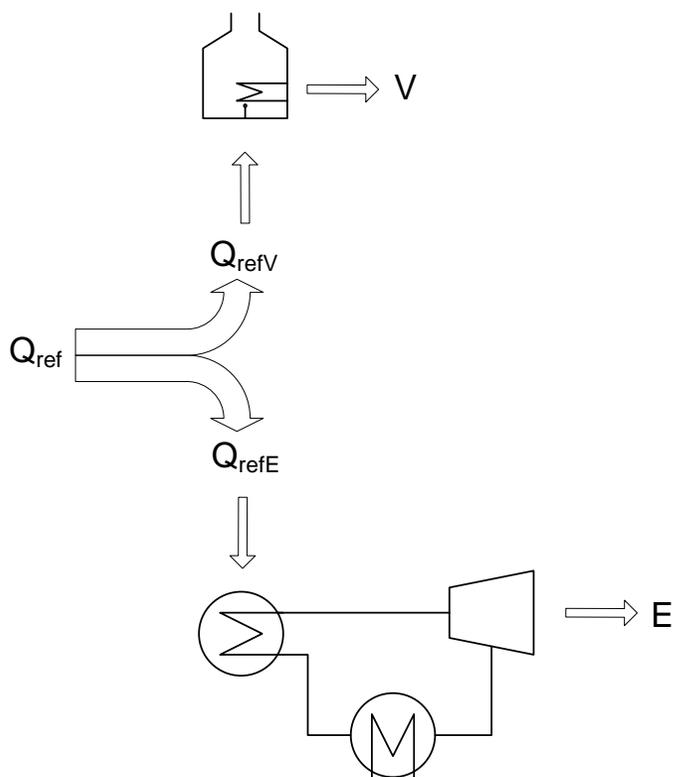
- Los costes del **hidrógeno verde electrolítico** dependen de los criterios que se establezcan para la definición de verde:
 - Correlación temporal
 - Adicionalidad
 - Correlación espacial
- Estas restricciones no afectan en el SMR de biometano

- El hidrógeno verde (electrolítico o SMR de biometano sin captura) es neutro en CO₂
- El hidrógeno dorado presenta emisiones negativas (concepto BECCS)
- Las emisiones negativas permitirían compensar otras emisiones inevitables
- El hidrógeno dorado permite mejorar los números del **blending**
 - 20% reduce emisiones 7% (verde) ó 17% (dorado)
 - 50% reduce emisiones 23% ó 50% (dorado)
 - > 72% emisiones negativas para otros sectores

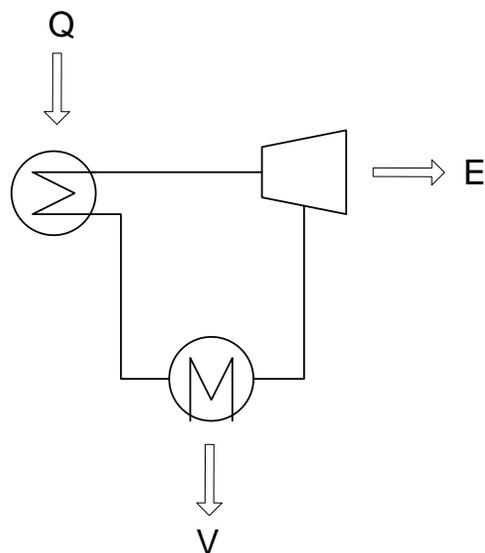




- La cogeneración permite producir a la vez calor y electricidad desde la energía primaria de un combustible
- Normalmente el combustible es gas natural, pero puede ser biomasa o gases renovables (biogás, biometano o hidrógeno verde)



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.

$$LCOE = (INV + C_F \cdot f_{adF} + C_M \cdot f_{adM}) \cdot \left(\frac{f_a}{E} \right)$$

$$f_a = \frac{WACC \cdot (1 + WACC)^N}{(1 + WACC)^N - 1}$$

$$f_{adX} = \frac{\left(\frac{1+r_x}{1+WACC} \right) \cdot \left[1 - \left(\frac{1+r_x}{1+WACC} \right)^N \right]}{1 - \left(\frac{1+r_x}{1+WACC} \right)}$$

En el coste de generación (LCOE) hay que tener en cuenta el aprovechamiento térmico.

El calor recuperado reduce el
coste de combustible

$$LCOE = \left(INV + \left(1 - \frac{\eta_V}{\eta_{refV}} \right) \cdot C_F \cdot f_{adF} + C_M \cdot f_{adM} \right) \cdot \left(\frac{f_a}{E} \right)$$

Motor Jenbacher JMS GS-N.L

Potencia eléctrica nominal: 3 MWe

Rendimiento eléctrico (η_e): 42,4%

Rendimiento térmico máximo: 44,4% ($\leq \eta_V$):

Inversión: 3,2 M€

Combustible: 45 €/MWh ($r_F = 5\%$)

OM: 34,6 €/MWh ($r_M = 5\%$)

5400 horas/año

25 años

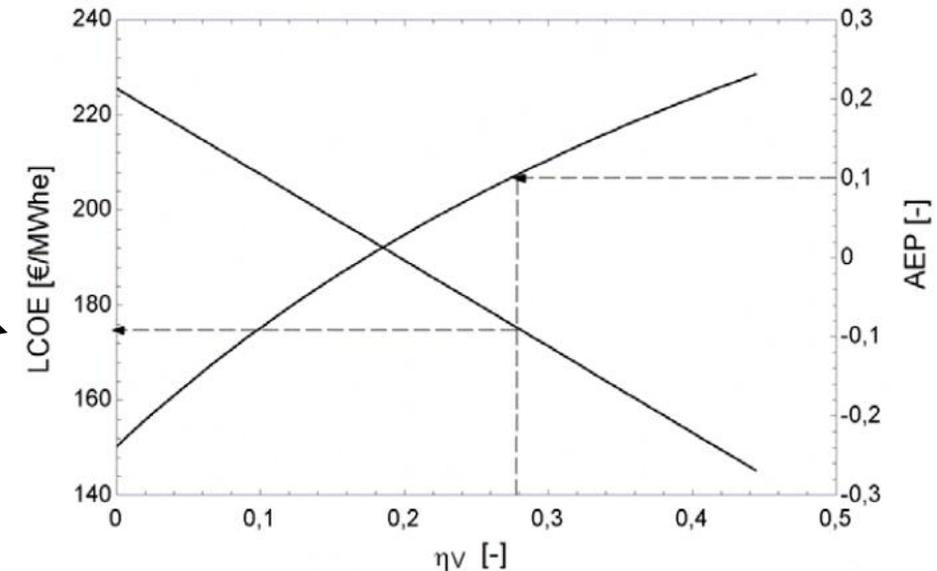
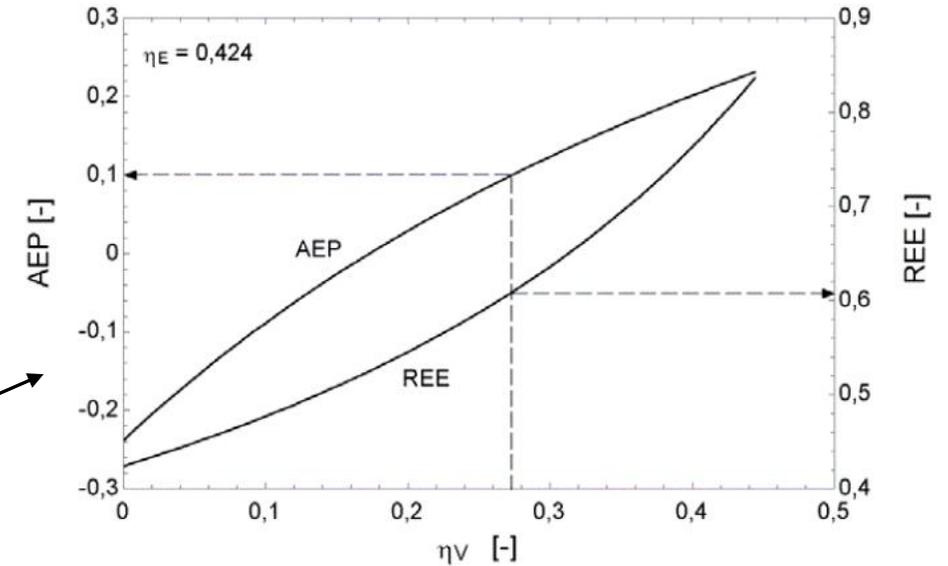
wacc = 10%

Rendimiento Referencia eléctrico (η_{refEe}): 52,5%

Rendimiento Referencia térmico (η_{refV}): 90%

Eficiencia global crece con
aprovechamiento térmico

LCOE se reduce con el
aprovechamiento térmico



- 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)

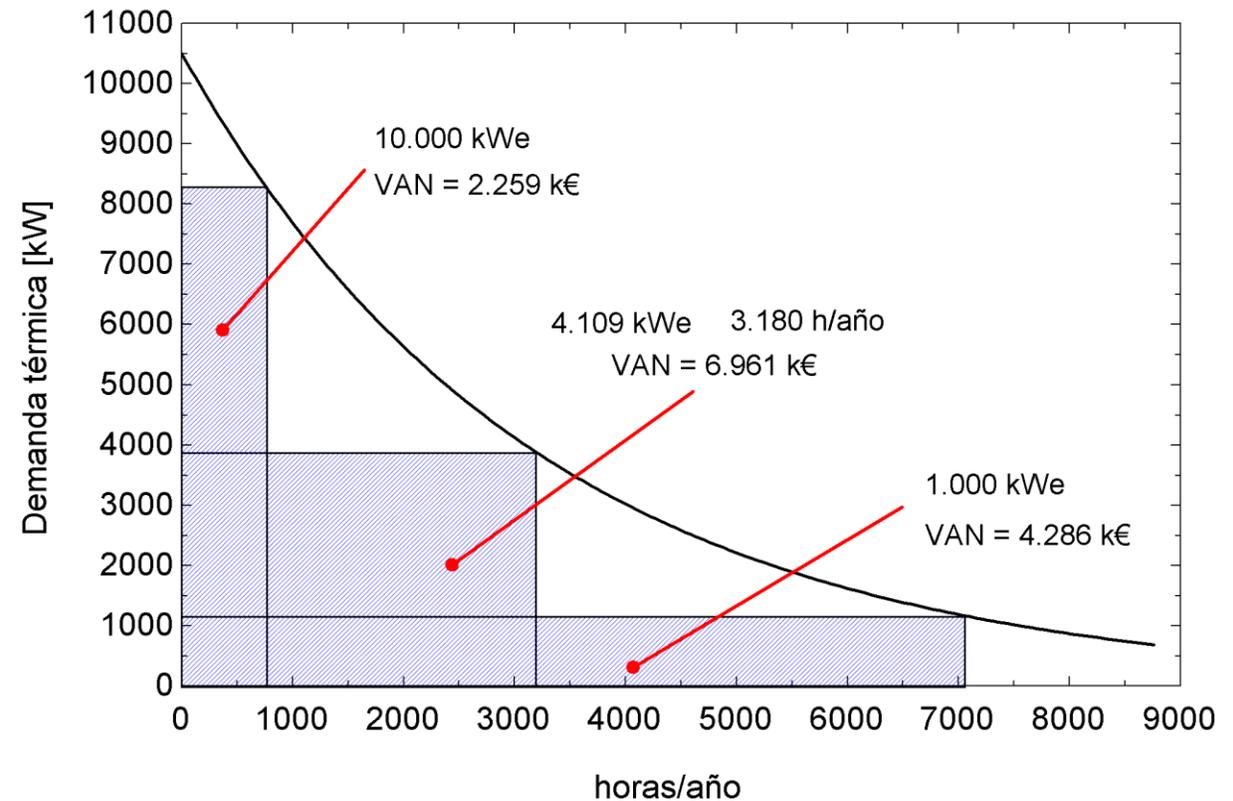
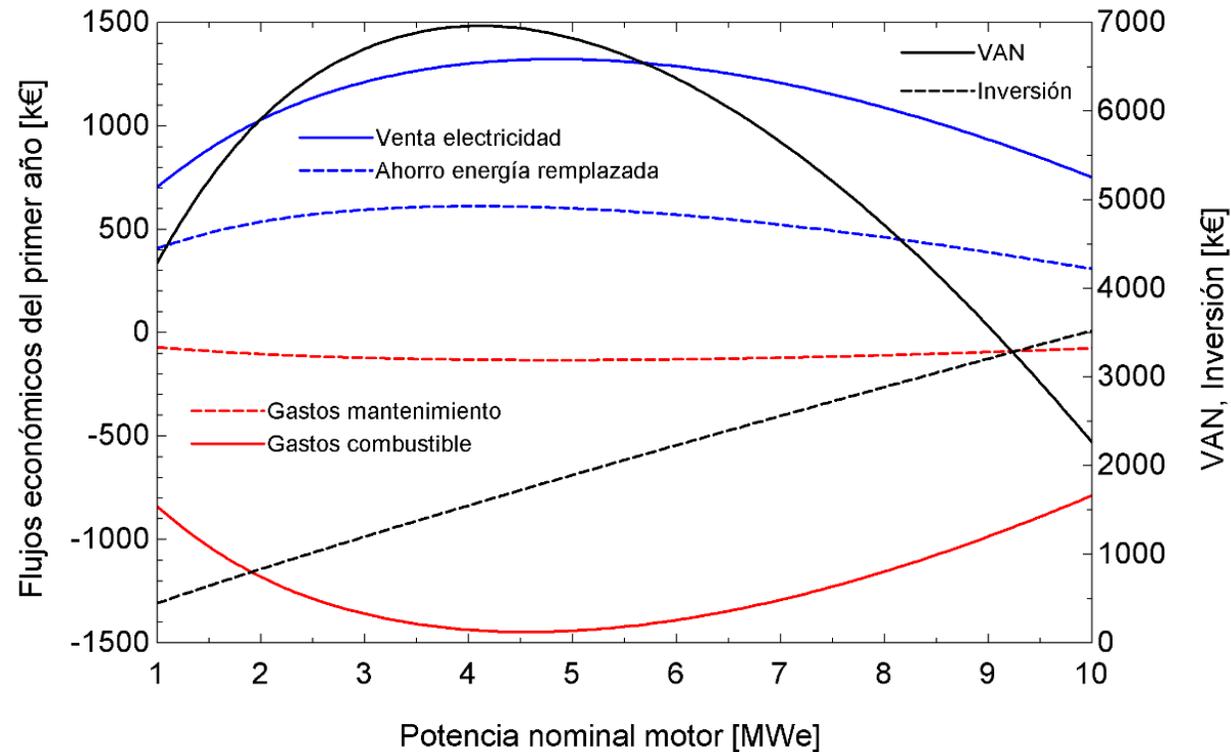
Una industria determinada presenta una curva monótona de demanda térmica caracterizada por una punta de 10,5 MWt y una demanda anual de 31.500 MWht (extendida a lo largo de las 8.760 horas del año). Se quiere determinar el tamaño óptimo del motor para maximizar el VAN a partir de una serie caracterizada por las siguientes ecuaciones, donde la potencia del motor puede variar entre 1 y 10 MWe:

$$\text{Inversión [M€]: } 1,2 \cdot \left(\frac{\dot{W}[\text{MWe}]}{3} \right)^{0,8947}$$

$$\text{Rendimiento eléctrico [p.u.]: } 0,252376 \cdot (\dot{W}[\text{kWe}])^{0,0561914}$$

$$\text{Calor recuperable del motor [kW]: } 3,27159 \cdot (\dot{W}[\text{kWe}])^{0,851221}$$

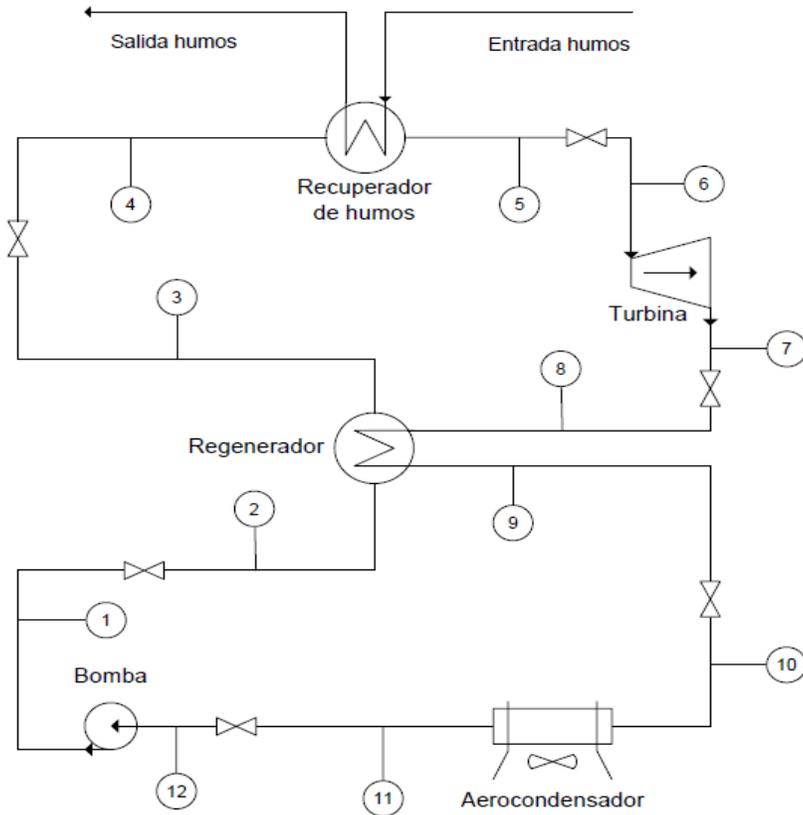
Para el primer año se asume un coste de mantenimiento de 10 €/MWhe y de combustible (gas natural) de 40 €/MWht-PCS, siendo la tarifa eléctrica de 100 €/MWhe. Para los años sucesivos se tomará una tasa nominal de incremento de las tarifas del combustible y electricidad del 5% y del mantenimiento del 2,5%. La vida del proyecto se toma de 20 años.



- Se emplea el criterio de máxima eficiencia térmica (no se sobrepasa la curva monótona de demanda)
- Motores muy grandes operan pocas horas (caída de la venta de la electricidad a la izquierda)
- Un motor pequeño operando en valle tiene una rentabilidad razonable
- Se pueden aumentar las horas anuales si se opera en carga parcial
- Si se sobrepasa la curva monótona aumentará la electricidad vendida (y posiblemente la rentabilidad), pero AEP y REE se reducen: **origen de la quiebra de las cogeneraciones** (al aumentar los precios de gas)

- Aplicaciones de alta temperatura (500 °C): **S-CO₂**
- Aplicaciones de media (300 °C)/baja temperatura (100 °C): **ORC**
- Generación eléctrica:
 - WHR en cementeras, calor de refrigeración motor CHP: **ORC**
 - WHR en turbina de gas: **S-CO₂**
- Almacenamiento (**S-CO₂**):
 - Carga: revalorización de calor industrial con bomba de calor
 - Descarga: generación eléctrica

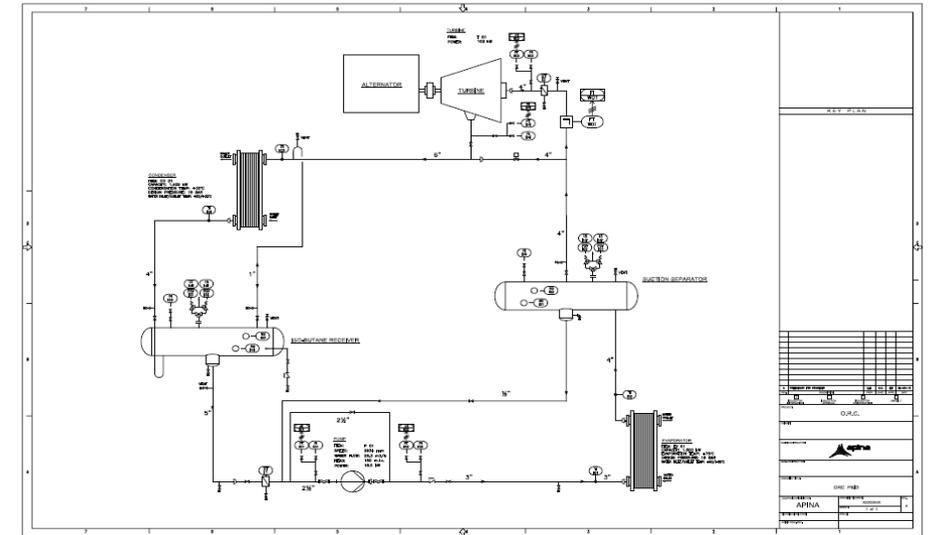
Ciclo de cola para producir electricidad a partir de gases de escape a 300 °C



WHR con ciclo de cola para una cementera

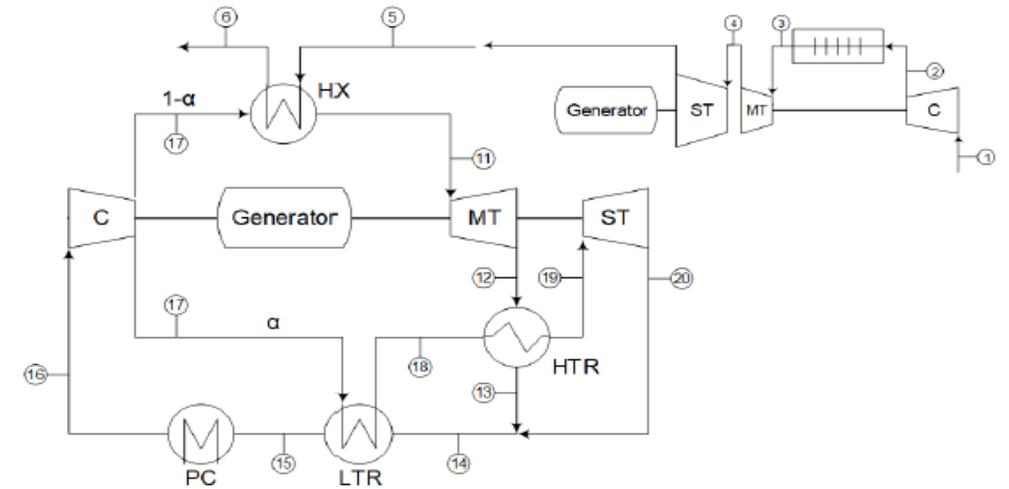
Ciclo combinado a partir de un motor de cogeneración:

- Calor de gases de escape: usos industriales
- Calor de refrigeración: ciclo ORC (electricidad)
- Cigüeñal: alternador original



WHR con ciclo de cola para calor de refrigeración motor CHP

- Para temperaturas mayores (gases de escape de turbina de gas) se usan ciclos S-CO₂
- Aplicación para hacer un pequeño ciclo combinado a partir de una TG industrial
- Posibilidad de alta temperatura en industria del vidrio o siderúrgica
- Equipos comerciales



[WHR con ciclo de cola para TG](#)



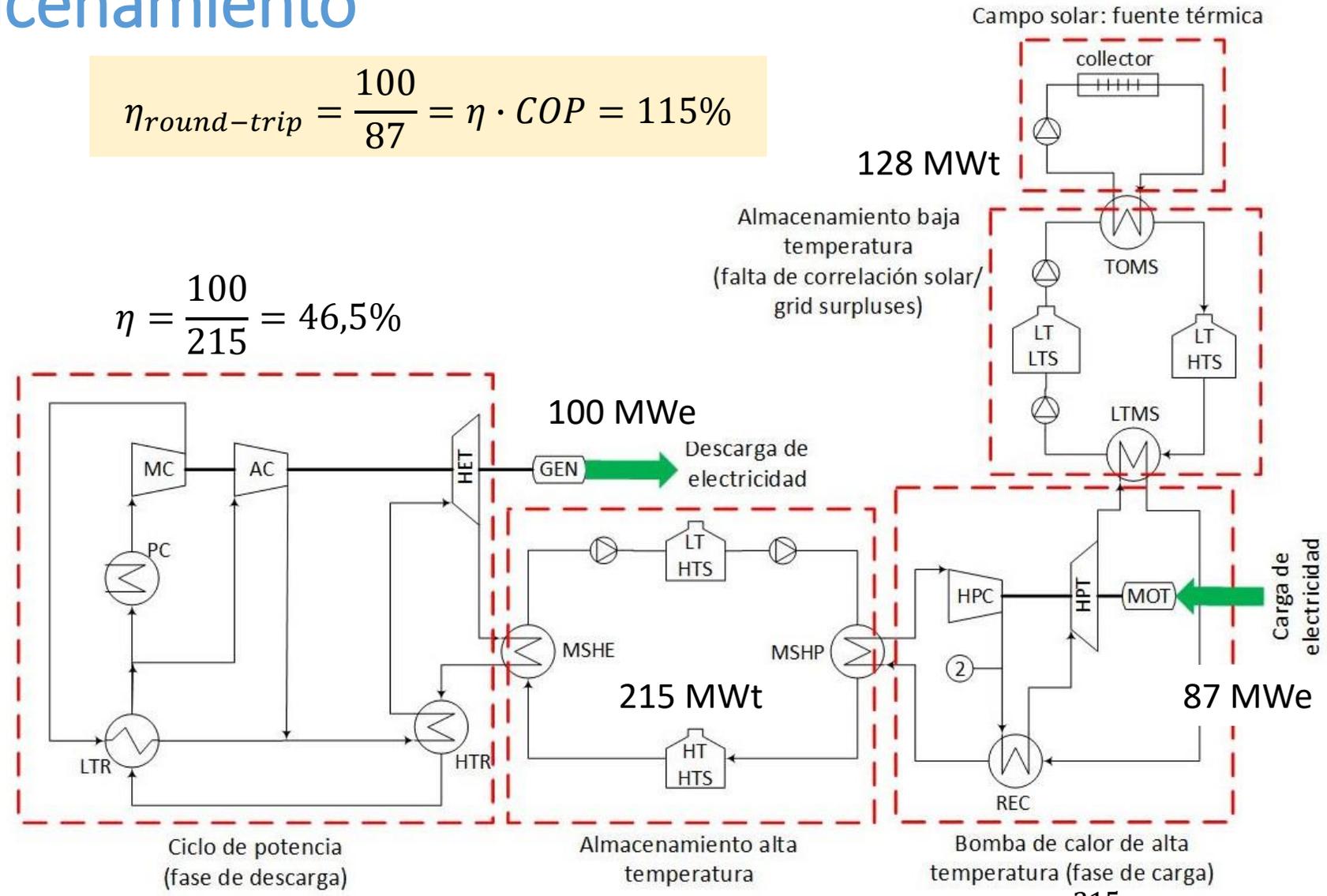
[\[EPS100 Heat recovery solution\]](#)

WHR para generación eléctrica. Almacenamiento

- La baterías de Carnot (**Pumped Thermal Energy Storage, PTES**) son la version térmica de la acumulación hidráulica de bombeo. Una variante (TI-PTES) consiste en tomar calor residual para alimentar la bomba de calor.
- En el esquema, puede sustituirse el campo solar por calor residual.

$$\eta_{round-trip} = \frac{100}{87} = \eta \cdot COP = 115\%$$

$$\eta = \frac{100}{215} = 46,5\%$$



[Linares et al., Energies 16(9) 2023, 3871]

$$COP = \frac{215}{87} = 2,47$$

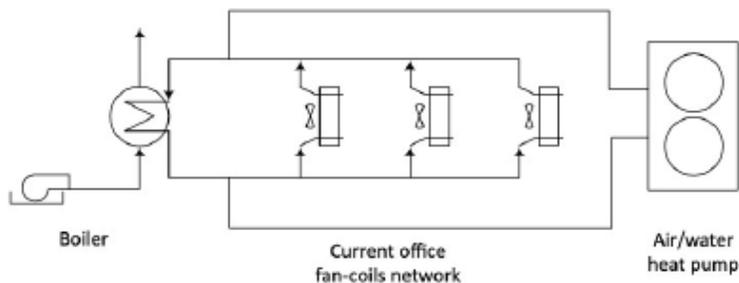
CASOS ESTUDIO

- Aplicación WHR para producir calor de climatización
- En fábrica de automóviles existen efluentes de pintura ($\approx 20\text{ }^{\circ}\text{C}$), adecuados para una bomba de calor geotérmica (hidrotérmica)
- Según el tamaño, se pueden climatizar las oficinas de la fábrica o una red de distrito cercana (industria en comunidad)

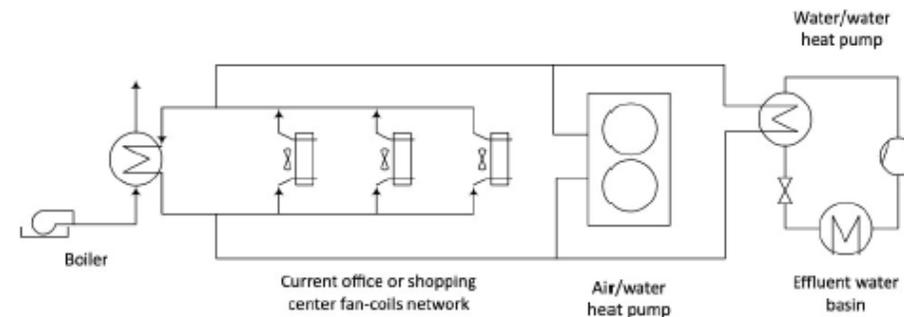


30XWHVZE 0851

CURRENT LAYOUT



NEW LAYOUT



Bomba calor para media temperatura

- Aplicación WHR para producir calor de precalentamiento
- En fábrica de automóviles existen calores residuales: gases de escape y refrigeración de compresores, adecuados para una bomba de calor geotérmica (hidrotérmica)
- La moderada temperatura del calor residual permite obtener salida en la bomba de unos 80 °C, válido para precalentar aire de combustión



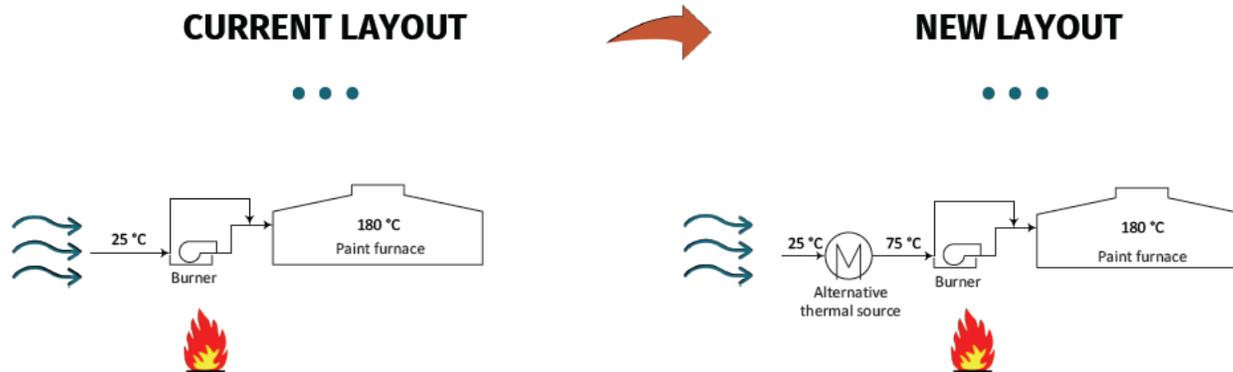
61XWHHZE03

- Heat power = 438 kW
- COP = 3.33
- Cooling capacity = 316 kW
- Required power = 131 kW
- Evaporator temperatures = 35 – 40 °C
- Condenser temperatures = 85 – 75 °C



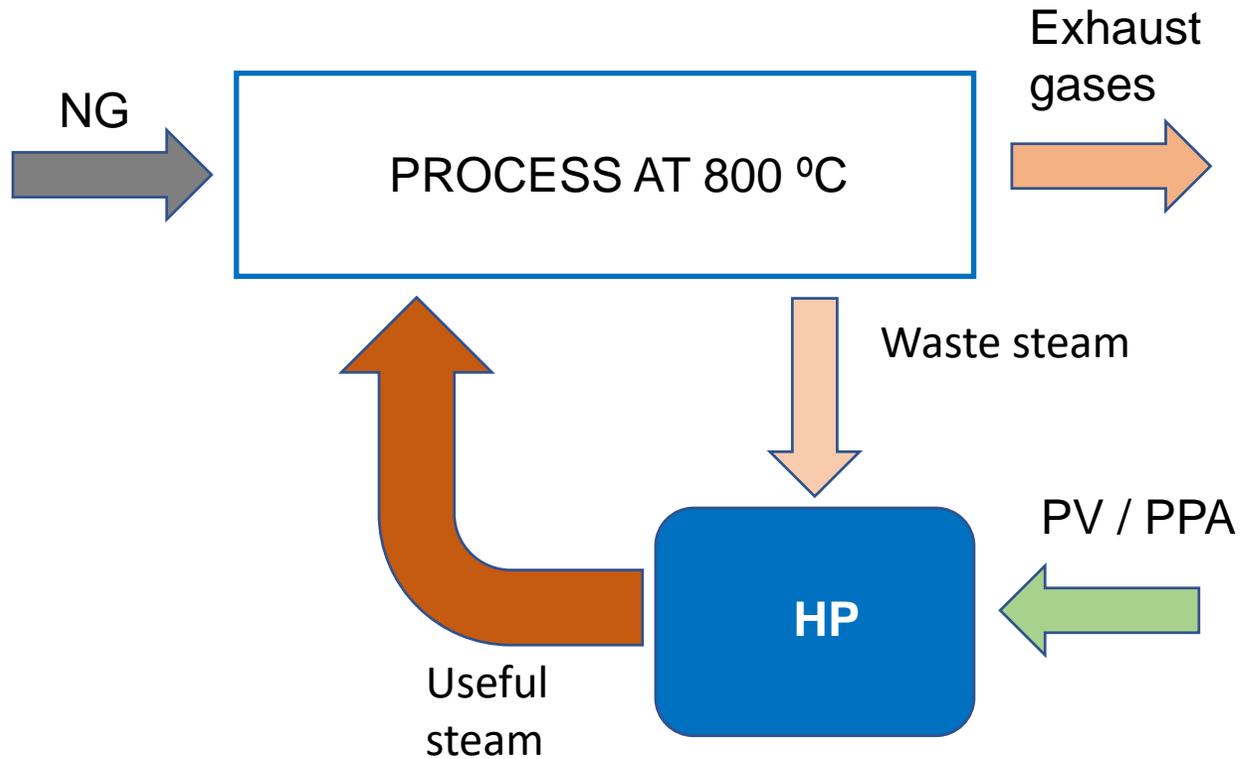
61XWHHZE05

- Heat power = 707 kW
- COP = 3.39
- Cooling capacity = 514 kW
- Required power = 208 kW
- Evaporator temperatures = 35 – 40 °C
- Condenser temperatures = 85 – 75 °C



Bomba calor alta temperatura.

Sector papelero (producción de pasta)



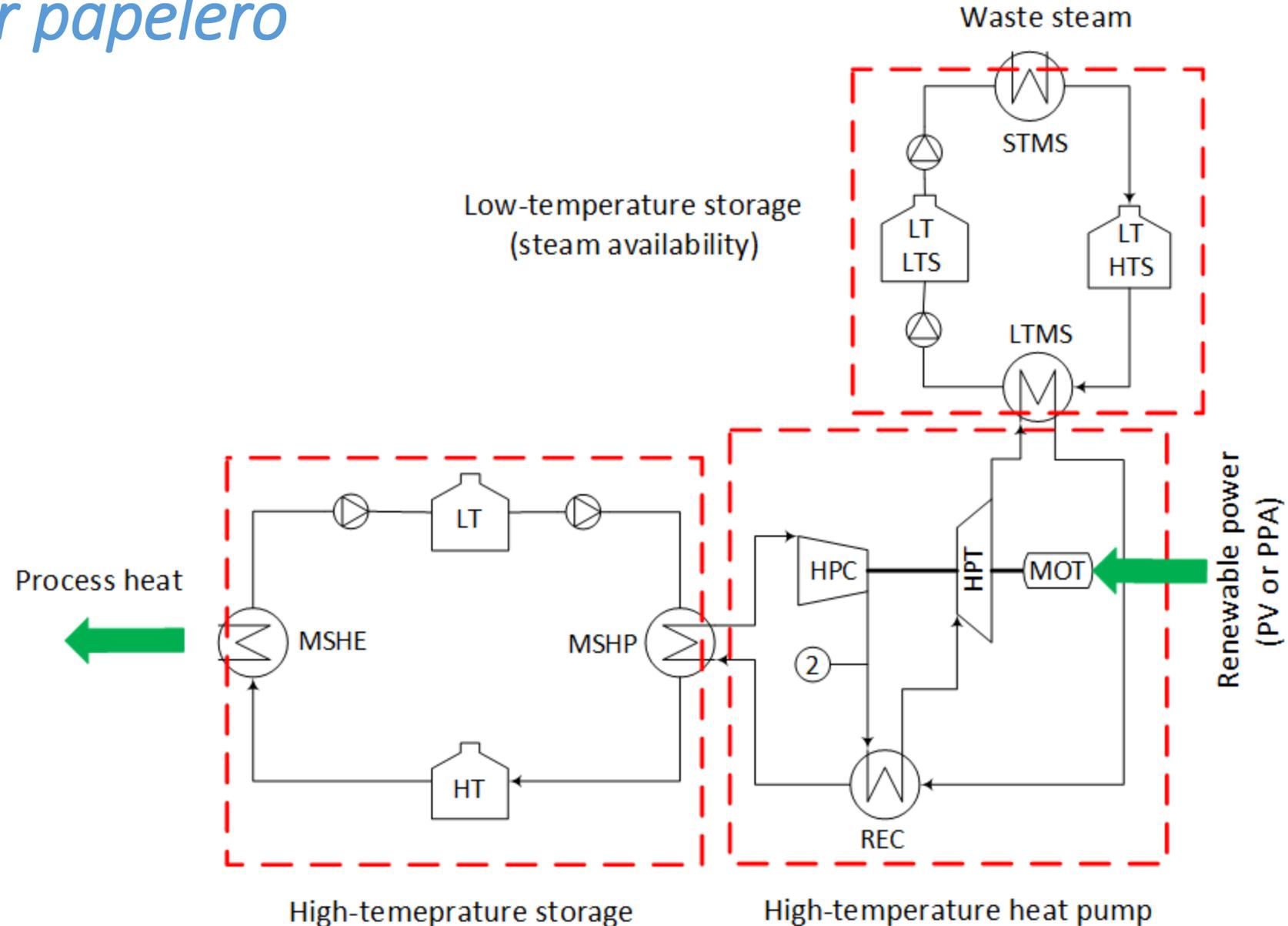
High- temperature heat pumps

- Waste steam recovery
- Renewable power:
 - In-situ PV (TES)
 - Ex-situ PPA

Bomba calor alta temperatura.

Sector papelero

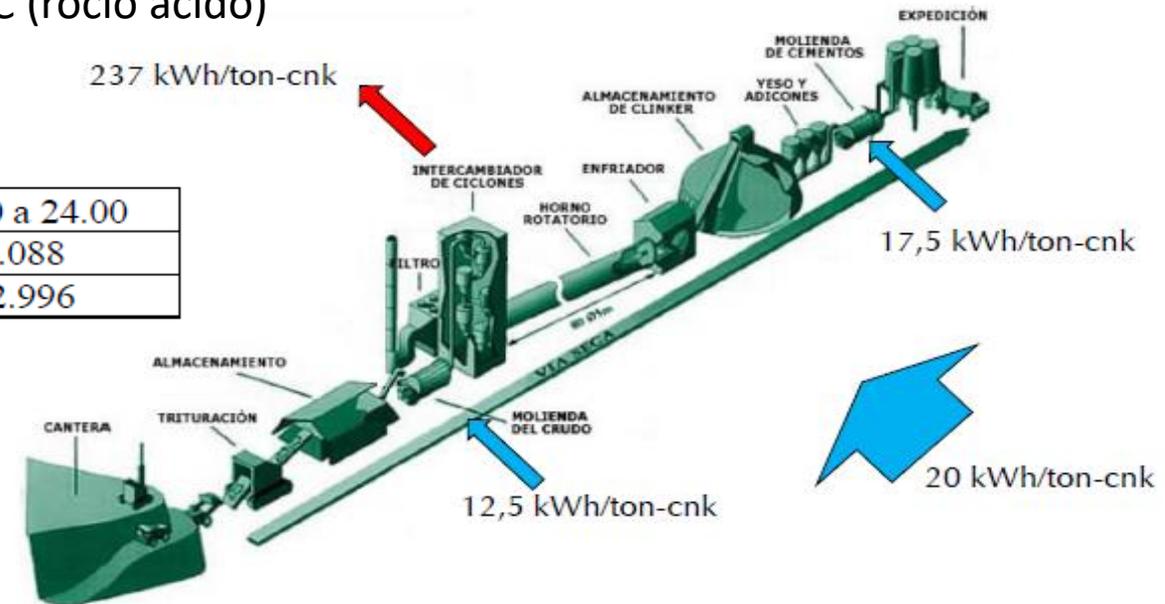
- Possible steam/condensate surplus at mid-temperature at certain hours. It might be stored.
- The heat pump is fed by renewable power.
- The heat pump upgrades the waste steam temperature up to the useful steam.
- Up to 600 °C are possible due to the use of reverse Brayton cycle.



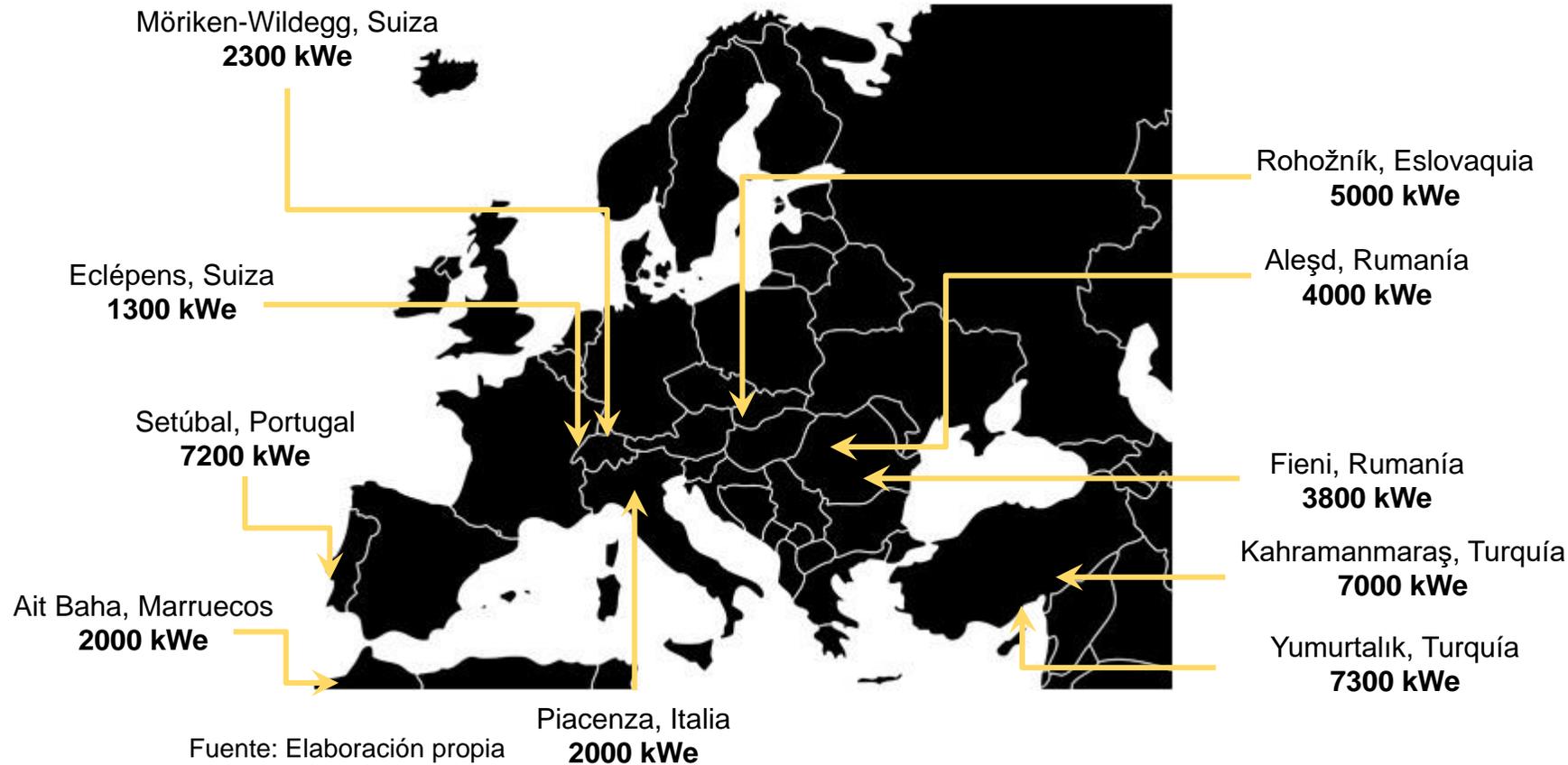
WHR par generar energía eléctrica. Sector cemento

- Planta de 550.000 ton clinker/año, en Toledo
- Demandas eléctricas:
 - 12,5 kWh/ton-cnkn (12 h/día)
 - 17,5 kWh/ton-cnkn (8 h/día)
 - 20 kWh/ton-cnkn (4 h/día)
- Calor disponible:
 - 350 kWh/ton-cnkn (enfriamiento hasta 20 °C)
 - 24 h/día
 - Salida del horno a 360 °C; Máximo enfriamiento a 130 °C (rocío ácido)

Horario	0.00 a 8.00	8.00 a 12.00	12.00 a 24.00
Demanda eléctrica [kW]	4.940	1.235	3.088
Excedente térmico [kW]	16.245	16.245	12.996



WHR par generar energía eléctrica. *Sector cemento*

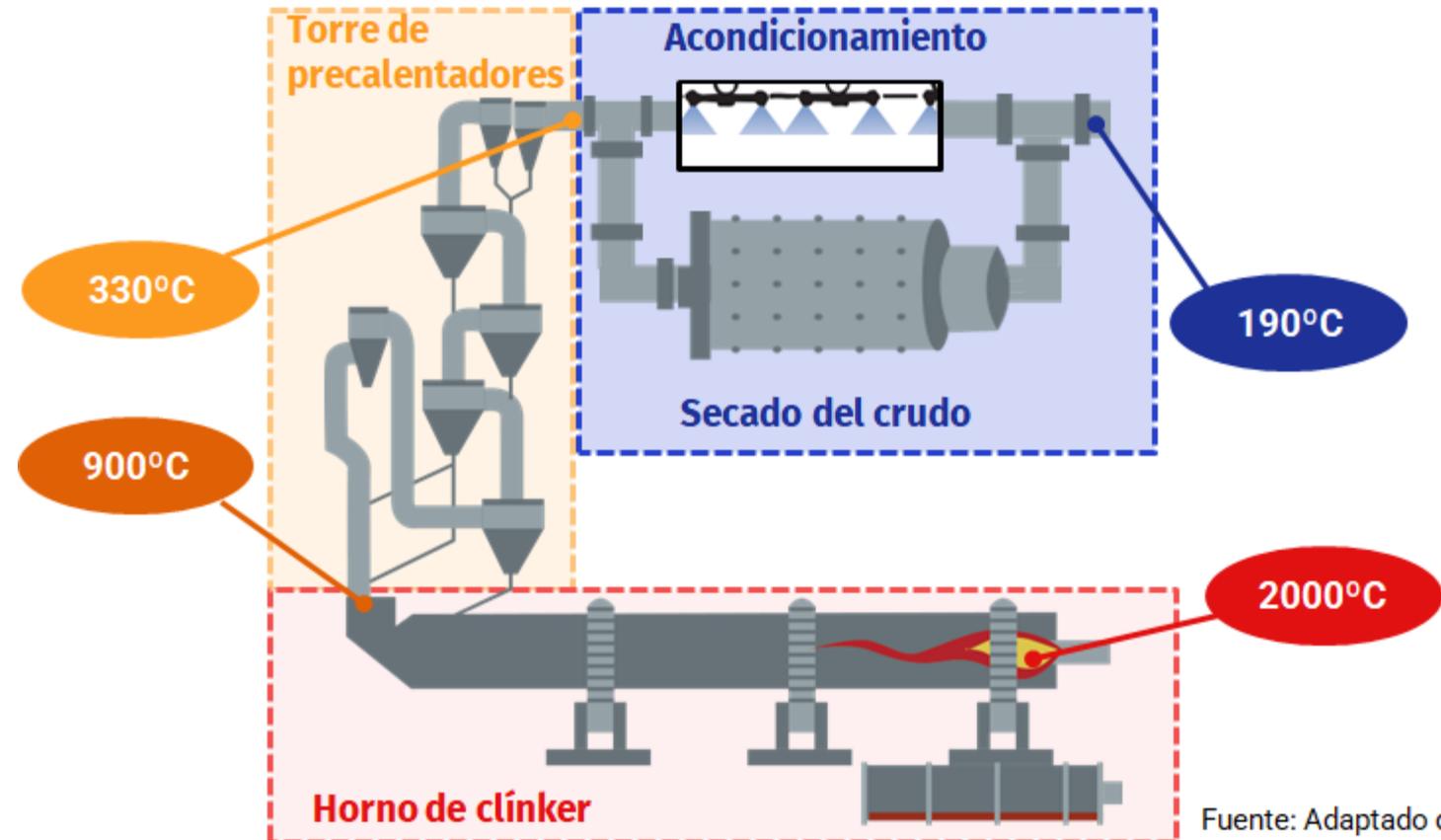


Aplicación de ciclos ORC a cementeras en Europa

WHR par generar energía eléctrica. Sector cemento

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

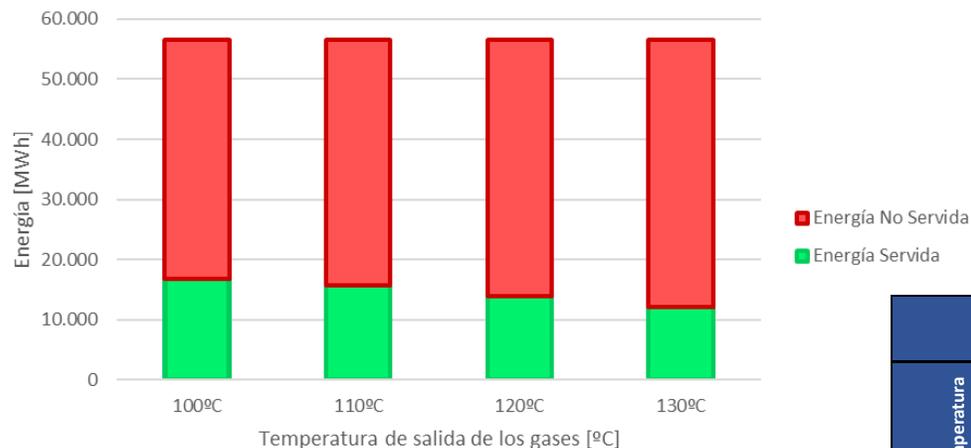


Fuente: Adaptado de Oficemen

WHR par generar energía eléctrica. Sector cemento

RESULTADOS A 190 °C

Balance de energías



60 < LCOE < 65 €/MWh

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 €

Potencia instalada: 1,4 a 1,9 MWe

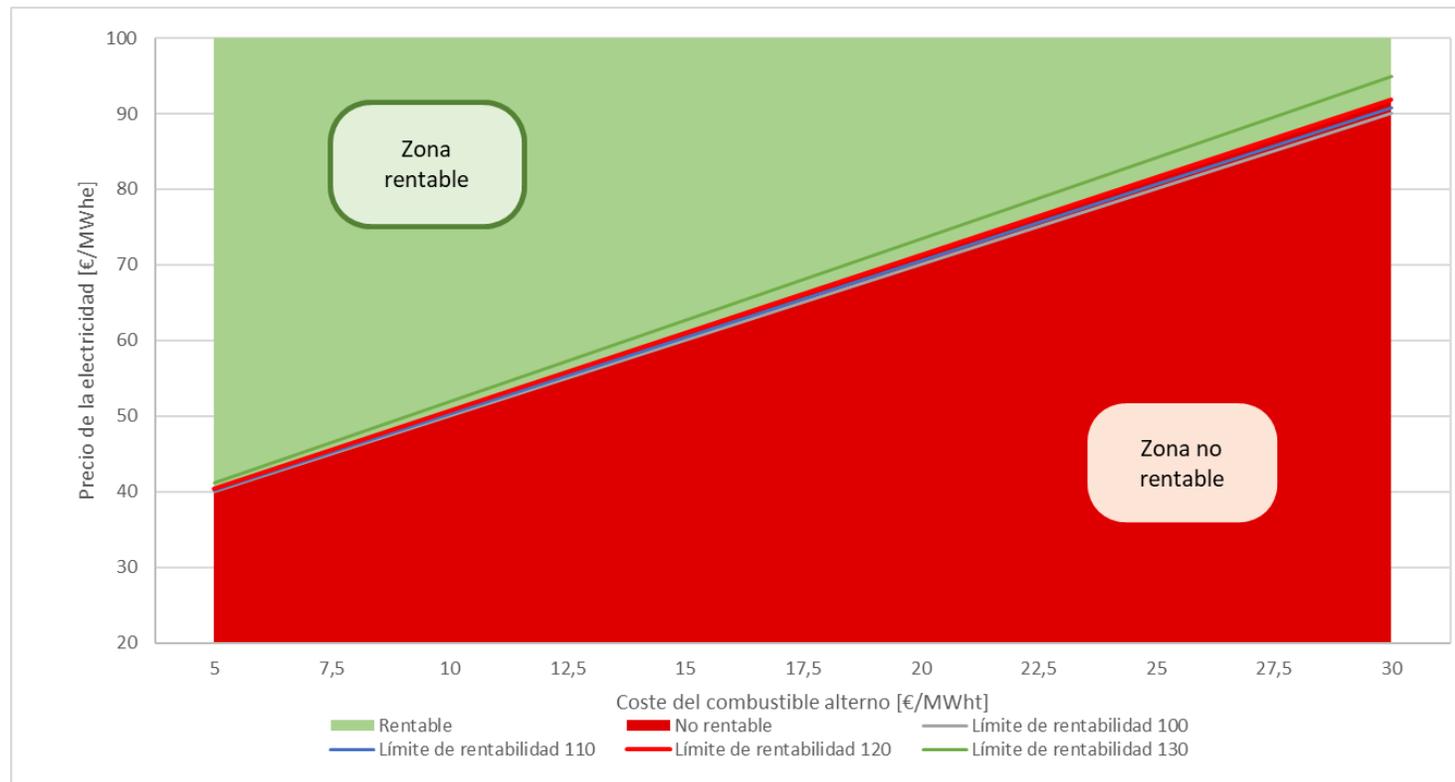
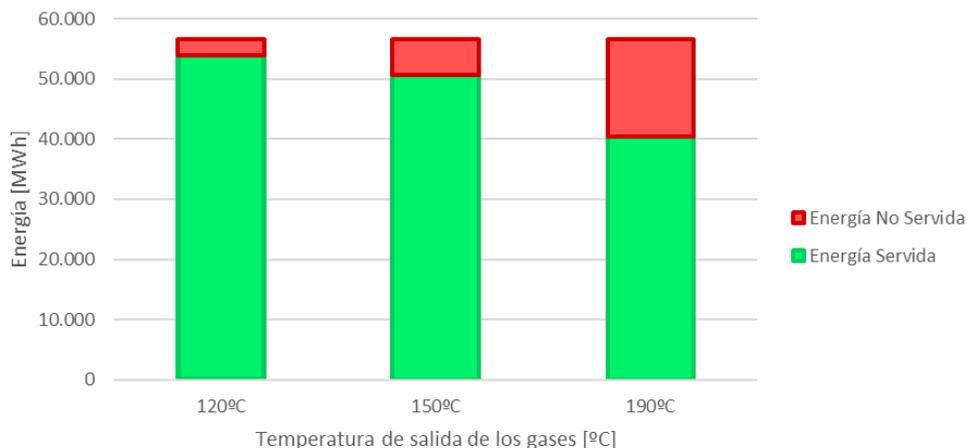
TIR N=20		Tarifa eléctrica [€/MWh]							
		50	75	100	125	150	175	200	225
Temperatura [°C]	100	11,21%	18,28%	24,52%	30,43%	36,19%	41,87%	47,52%	53,15%
	110	10,97%	17,98%	24,16%	30,00%	35,68%	41,28%	46,85%	52,40%
	120	10,56%	17,47%	23,55%	29,27%	34,82%	40,30%	45,73%	51,15%
	130	10,08%	16,89%	22,85%	28,43%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

Balance de energías

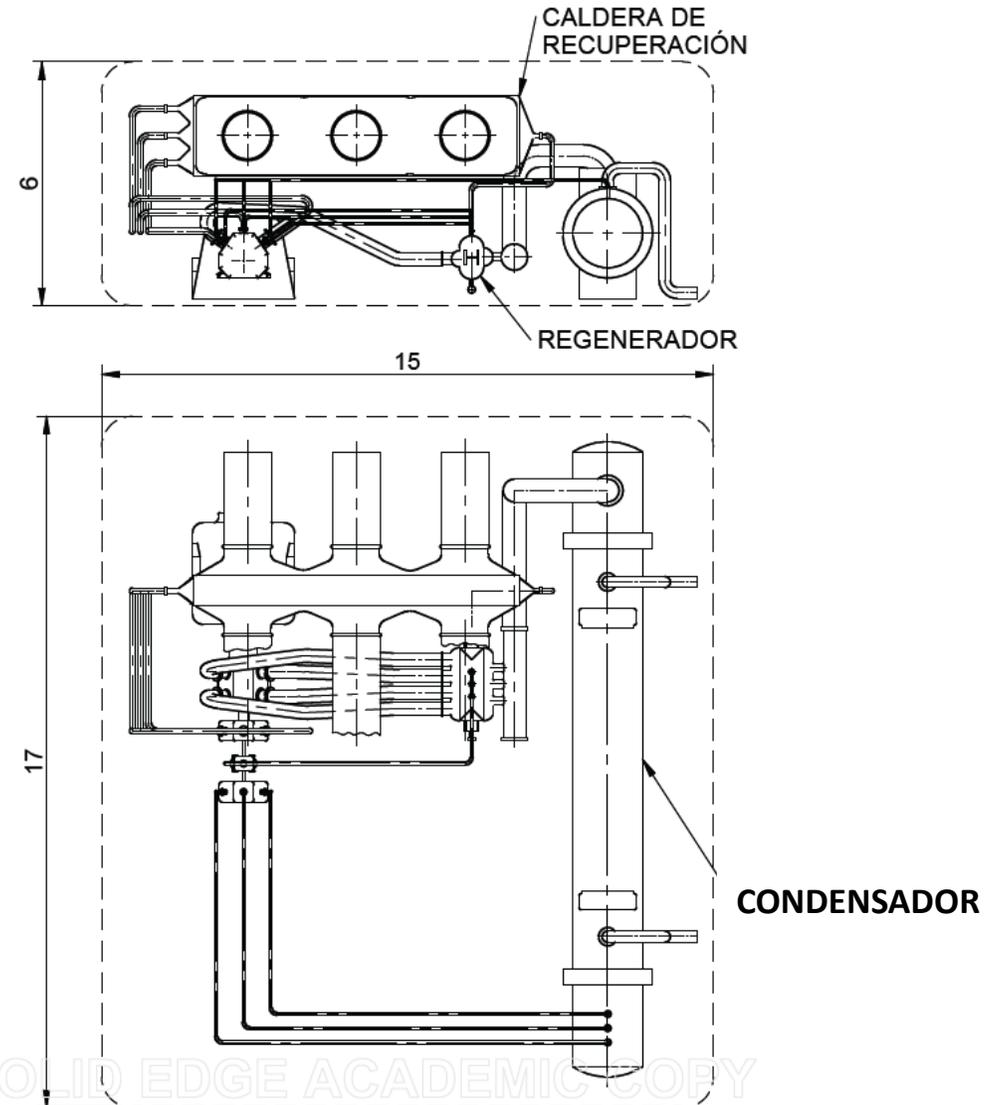
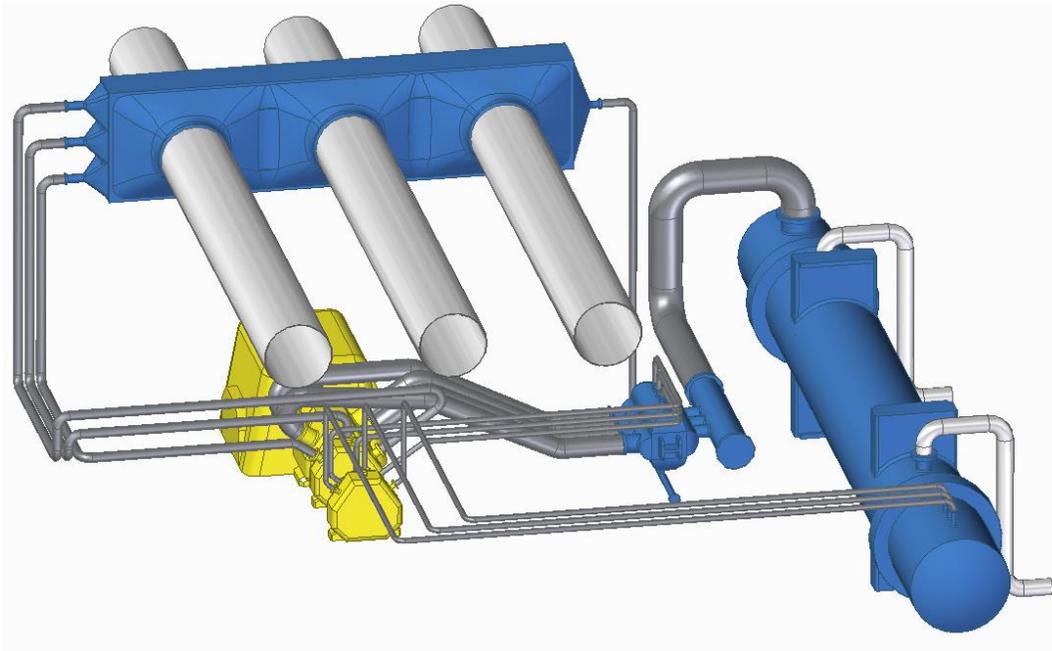


Potencia instalada: 4,4 a 6,3 MWe

Coste actual de biomasa: 4,55 €/MWh

LCOECD [€/MWh] (2023)		Coste del combustible alternativo [€/MWh]						
		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

WHR par generar energía eléctrica. Sector cemento



- Consumo de gas del sector: 14,1 TWh/año (\approx 1,4 bcm)
- Emisiones asociadas al gas: 2,79 Mton CO₂/año

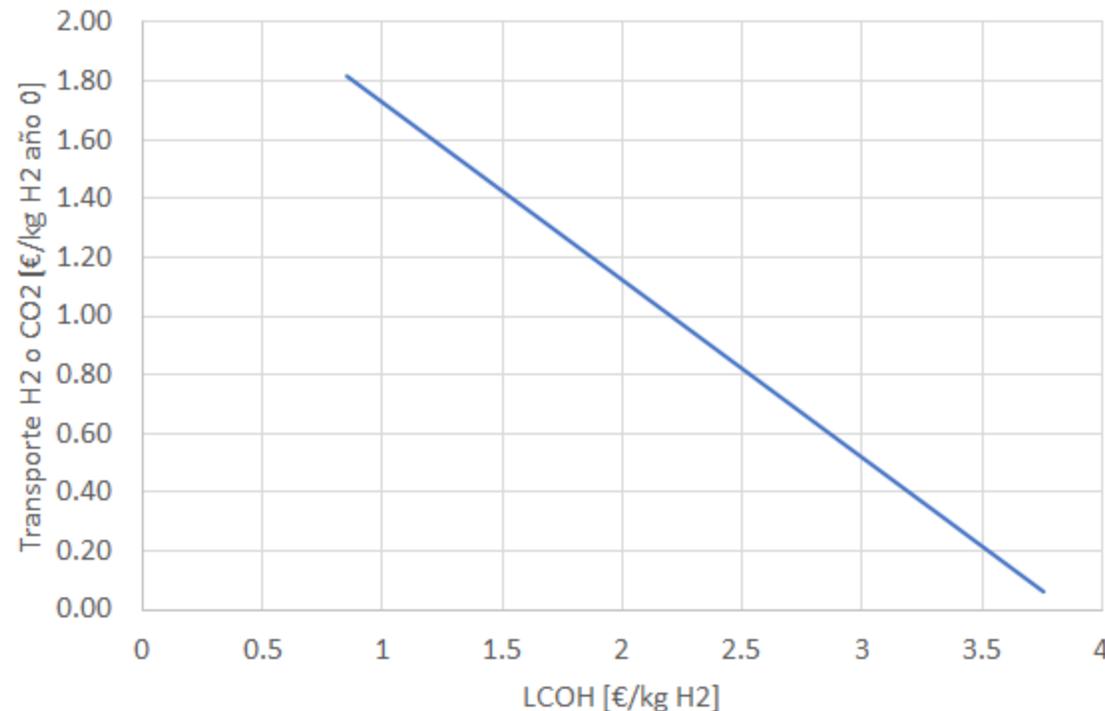
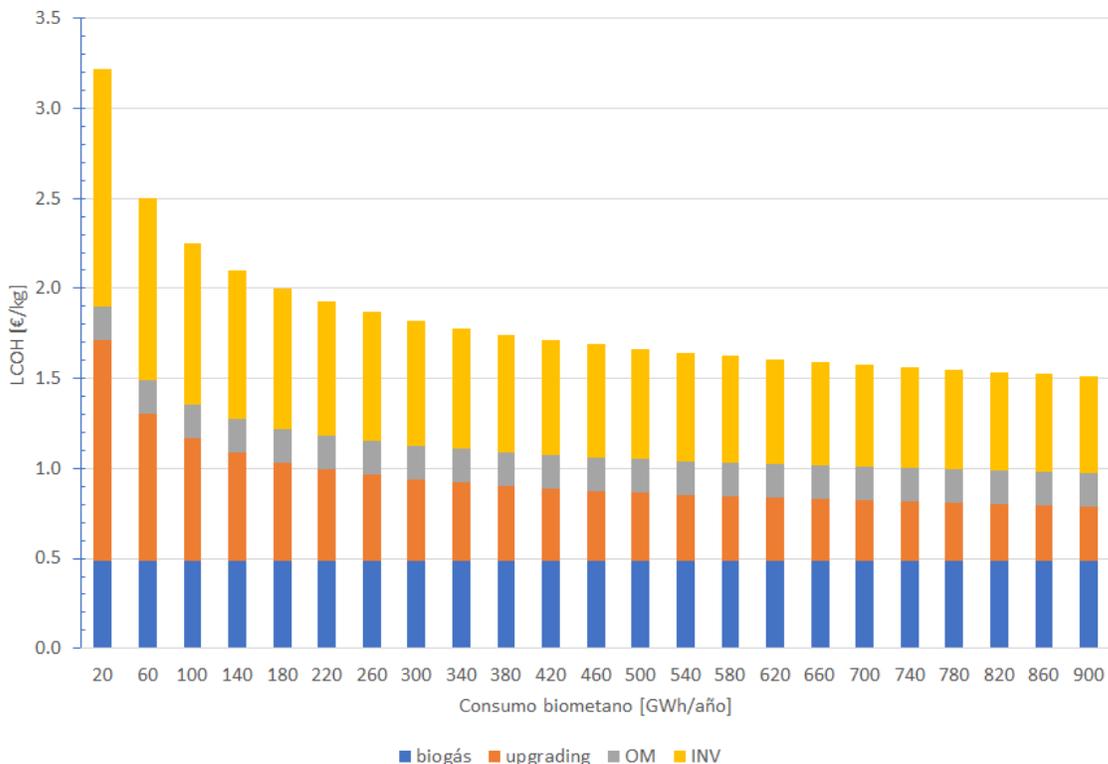
Combustión	Biometano 100%	Blending gas natural 50% / Hidrógeno 50%		
Recurso	Residuos	Eólica Solar Hidro	Residuos	Residuos
Tecnología transformación	Digestión anaerobia upgrading	Electrólisis	Digestión anaerobia upgrading SMR con CCS	Digestión anaerobia upgrading SMR con CCS
Viabilidad técnica	OK	Mejora electrolizador Análisis combustión	Análisis combustión	Análisis combustión
Disponibilidad Recurso	2 TWh 2023 < 14,1 TWh 10 TWh 2030 < 14,1 TWh	1 GW electolizador en 2030 < 4 GW	2 TWh 2023 datos reales	10 TWh 2030 Hoja ruta biogás
Cobertura	Parcial 14% en 2023 71% en 2030	Total en 2030	Parcial ahora 4,73 TWh de biometano requeridos	Total en 2030 4,73 TWh bio-CH4 < 10 TWh en 2030
Reducción emisiones CO2 [%]	100	23	23	53
Reducción gas natural [%]	100	23	10	22
Gas renovable	BIOMETANO	HIDRÓGENO VERDE	HIDRÓGENO DORADO	

[[Linares, Hidrógeno dorado en la industria cerámica, 2022](#)]

Emisiones CO2 [kg CO2/ton clinker]		
Emisiones CO2 [kg CO2/ton cemento]	591.00	
Debidas a combustión [kg CO2/ton cemento]	236.40	40%
combustión coque [kg CO2/ton cemento]	131.52	
combustión CDR [kg CO2/ton cemento]	104.88	
Debidas a proceso [kg CO2/ton cemento]	354.60	60%
Sustitución coque por H2 dorado		
Consumo de H2 [kg H2/ton cem]	11.22	
Reducción de emisiones [kg CO2/ton cem]	228.76	
Emisiones evitadas [kg CO2/ton cem]	131.52	
Emisiones compensadas [kg CO2/ton cem]	97.24	
Emisiones remanentes [kg CO2/ton cem]	362.24	
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	
Coste CO2 capturado [€/ton CO2; año 0]	84.57	
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)



	N	25				
	wacc [p.u.]	0.08				
	año 0	r [p.u.]	k	f_sigma	f_a	Normalizado
Tasa CO2 [€/ton CO2]	85					
Tasa CO2 [€/kg H2]	1.73	0.081	1.0009	25.3032	0.0937	4.11
Inyección BM [€/MWh-PCI]	3					
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!