



Cursos de Verano UNED
XXXVII edición

comillas.edu

Almacenamiento de larga duración basado en energía térmica: de la termosolar a los centros de datos y la industria

José Ignacio Linares

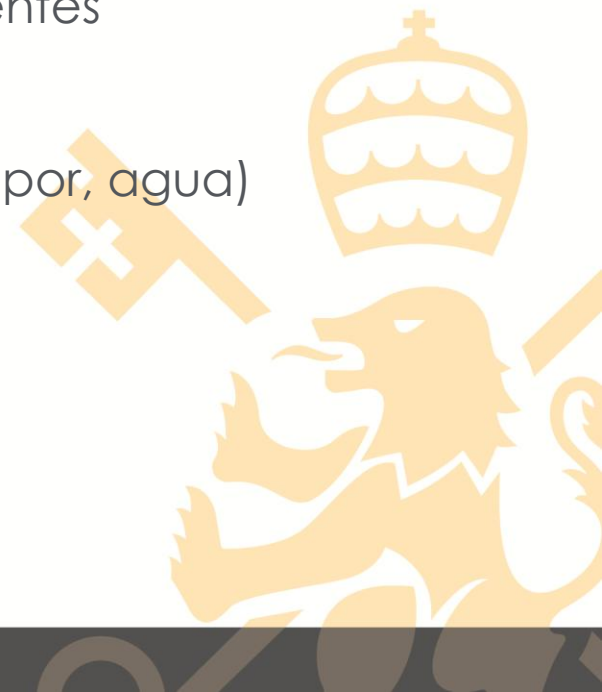
15 de Julio de 2026



ALMACENAMIENTO TÉRMICO

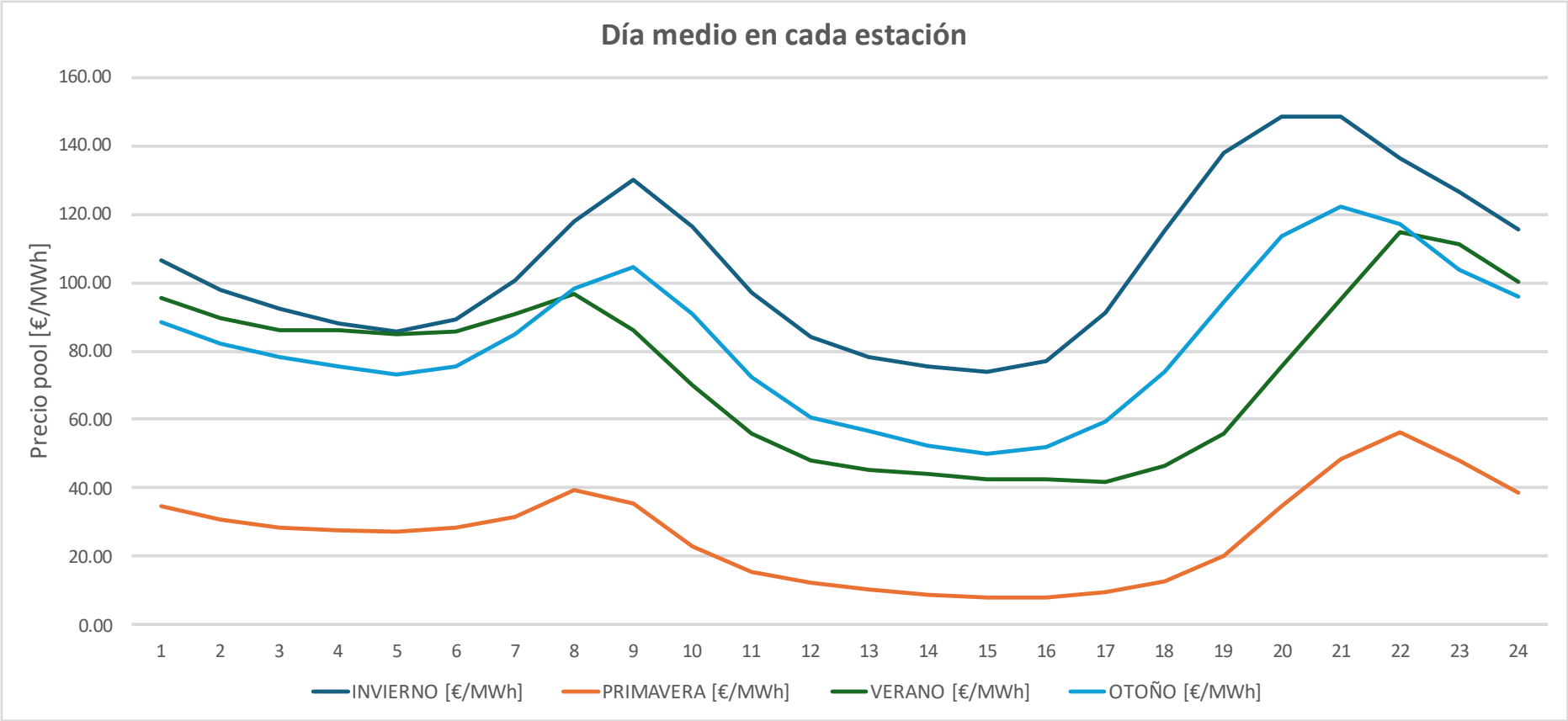


- El almacenamiento aparece cuando hay un desajuste entre oferta y demanda
- Ejemplos:
 - Energía solar térmica en 7 horas al día y consumo 24 horas
 - Precios baratos de electricidad en horas solares y consumo en 24 horas o en otras horas
 - Demanda diurna y tarifa eléctrica nocturna
- Nos centraremos en almacenamiento térmico, que puede tener diferentes configuraciones:
 - **HtH**: Calor (solar, calor residual) $\Rightarrow$ energía térmica $\Rightarrow$ Calor (aire, vapor, agua)
 - **HtP**: Calor (solar, calor residual) $\Rightarrow$ energía térmica $\Rightarrow$ Electricidad
 - **PtH**: Electricidad $\Rightarrow$ energía térmica $\Rightarrow$ Calor (aire, vapor, agua)
 - **PtP**: Electricidad $\Rightarrow$ energía térmica $\Rightarrow$ Electricidad



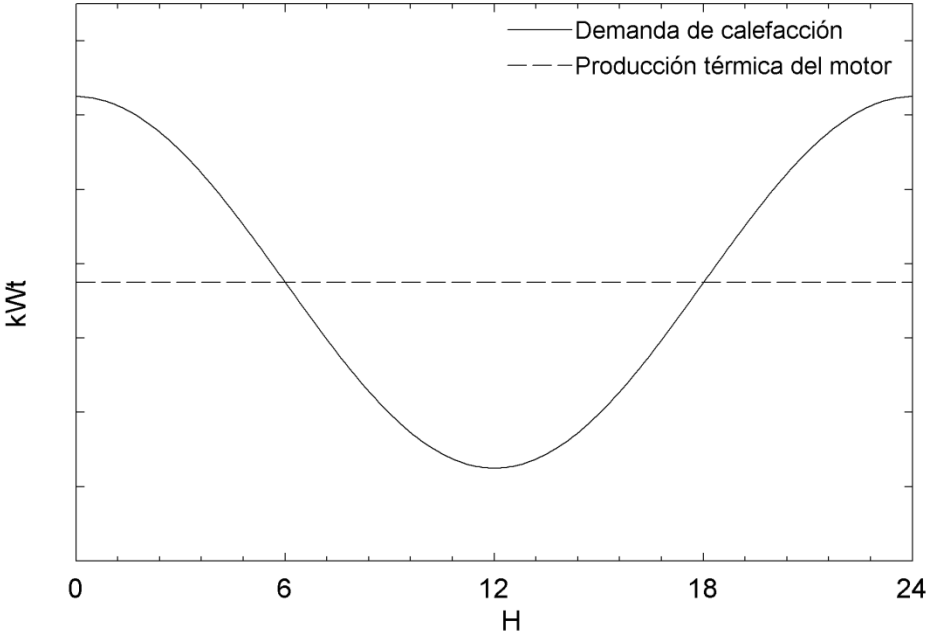
CONTEXTO DEL MERCADO ELÉCTRICO

Mercado eléctrico marzo 2024 a marzo 2025



HORA			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
INVIERNO [€/MWh]			106.55	98.02	92.56	87.97	85.74	89.05	100.46	117.92	129.89	116.23	96.99	83.99	78.16	75.63	74.05	77.04	91.14	115.19	138.02	148.43	148.46	136.15	126.35	115.70
PRIMAVERA [€/MWh]			34.82	30.63	28.38	27.79	27.11	28.50	31.53	39.49	35.32	22.76	15.56	12.17	10.47	8.80	7.93	7.87	9.40	12.62	20.02	34.52	48.30	56.19	47.99	38.65
VERANO [€/MWh]			95.40	89.74	86.27	86.16	84.78	85.86	90.83	96.78	86.11	70.15	55.68	48.12	45.23	44.16	42.34	42.53	41.86	46.53	55.91	75.59	94.93	114.64	111.10	100.26
OTOÑO [€/MWh]			88.37	82.22	78.33	75.51	73.18	75.59	85.07	98.44	104.64	90.74	72.16	60.71	56.60	52.48	50.12	51.76	59.56	73.87	94.18	113.56	122.33	117.13	103.84	95.99
AÑO [€/MWh]	46.16	85.06			71.25	69.24	67.59	69.63	76.82	87.96	88.73	74.70	59.86		47.42	45.08	43.42	44.61	50.24		76.65	92.66	103.21	105.83	97.14	87.47
	CARGA [€/MWh]	DESCARGA [€/MWh]																								

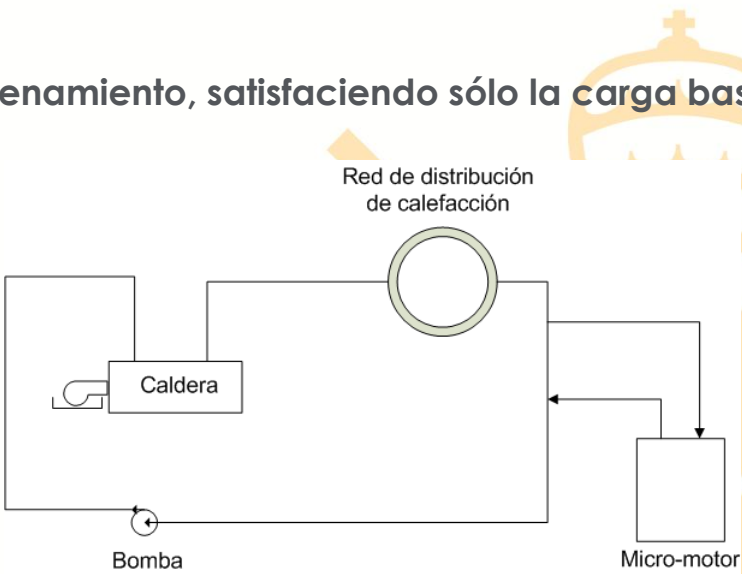
Integración de un motor de cogeneración en la red de calefacción



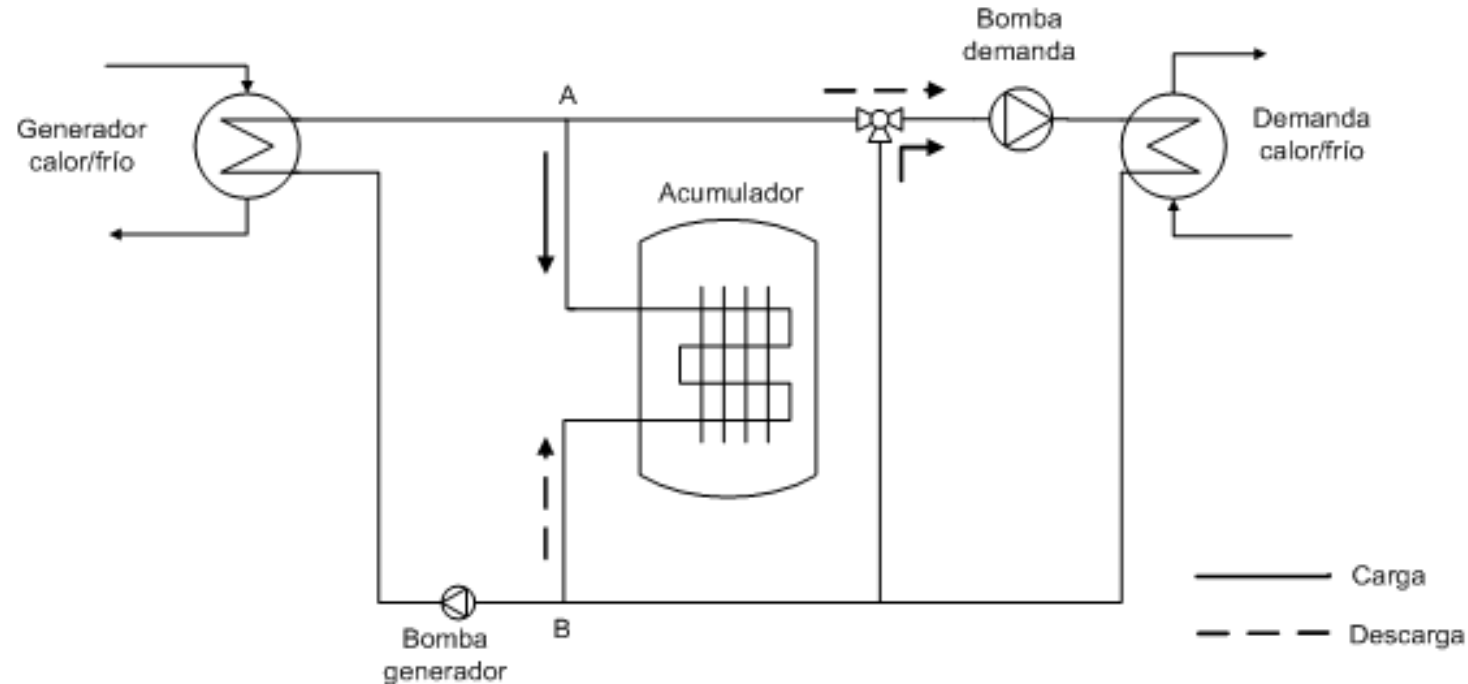
Perfil genérico de demanda de calefacción

Puede prescindirse del almacenamiento, satisfaciendo sólo la carga base

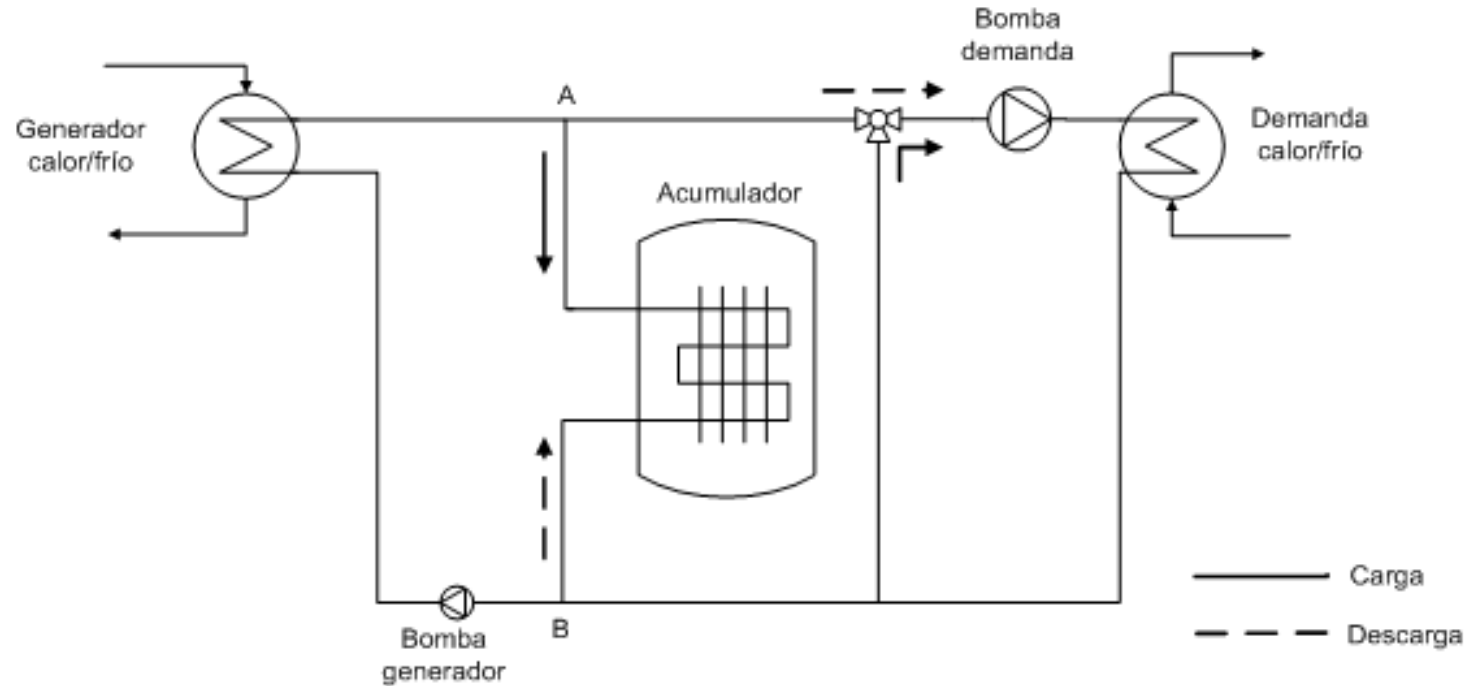
Integración de micro-motor sin acumulación (carga base)



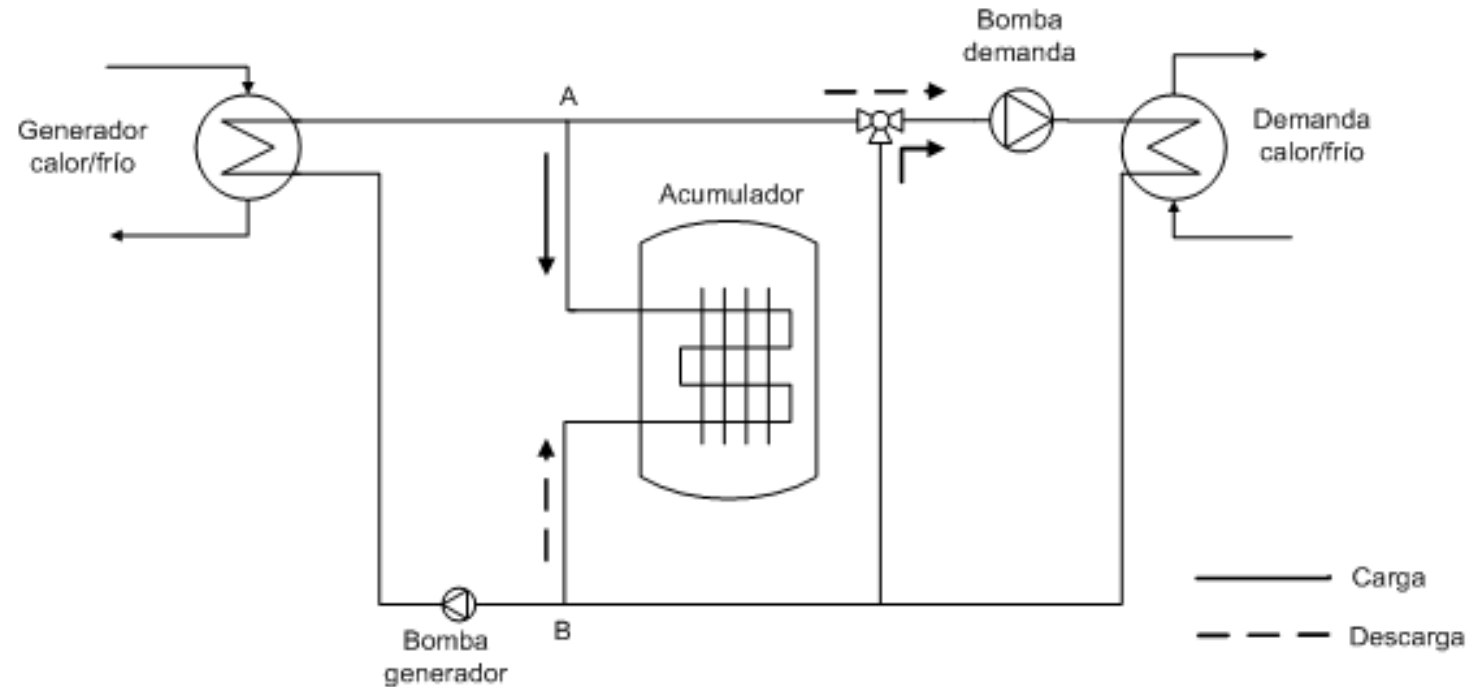
Pero también puede usarse almacenamiento para adaptarse a la demanda



- **Ausencia de demanda.** La válvula de tres vías está en la posición de "carga" recirculando el fluido secundario por la red de distribución. El acumulador es recorrido en dirección A-B por todo el fluido secundario que atraviesa el intercambiador del generador. Se corresponde con la carga al máximo ritmo.



- Demanda intermedia.** La válvula de tres vías está en una posición intermedia de modo que la bomba de demanda aspira tanto el fluido que procede del punto A como el que se recircula. Parte del caudal que ha atravesado el intercambiador de calor de la demanda se dirige al punto B y parte a la bomba de demanda. El caudal diferencia entre el del generador y el que la demanda envía hacia B recorre el acumulador en sentido A-B. Se corresponde con una fase de carga a ritmo bajo.



- **Demanda punta.** La válvula de tres vías está en la posición de “descarga” de modo que el acumulador es recorrido en sentido B-A por el caudal diferencia entre el de la bomba de demanda y el de la bomba del generador. El caudal sobrante de la bomba de demanda se dirige al intercambiador del generador para retirar la energía de modo instantáneo. En esta fase se produce la descarga del acumulador a un ritmo mayor que el máximo de carga.

Almacenamiento sensible

- Basado en la energía interna de un sólido o un líquido monofásico
- $\Delta E = M \cdot c \cdot \Delta T$
- Capacidad calorífica ($M \cdot c$) y salto térmico (ΔT)
- Diversidad de fluidos:
 - Sales fundidas
 - Rocas, hormigón
 - Aceite térmico
 - Agua
- Tecnologías:
 - Dos depósitos
 - Depósito termoclino
 - Sólido termoclino

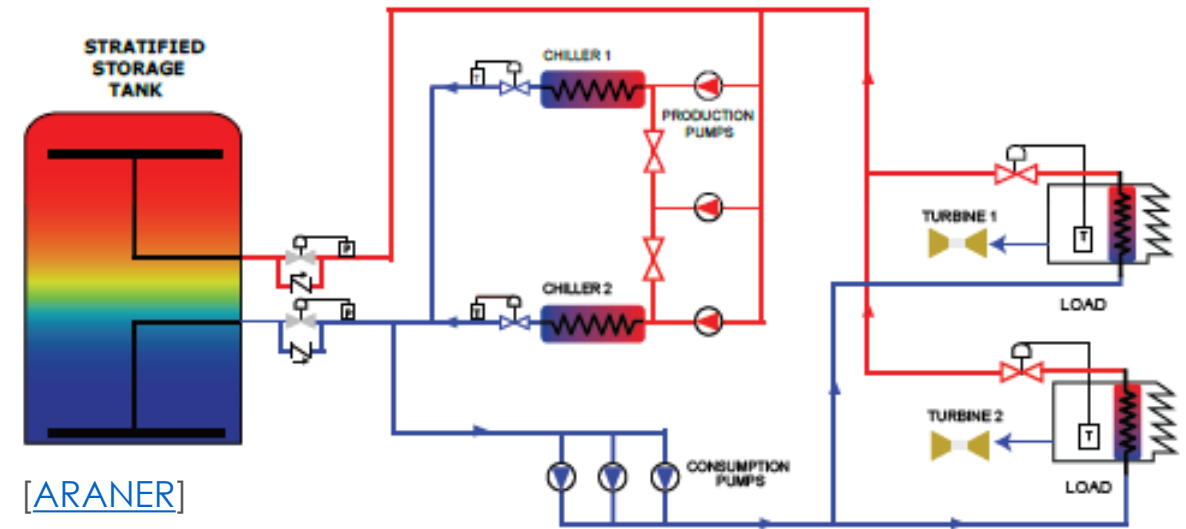
Almacenamiento latente

- Basado energía interna en cambios de fase
- $\Delta E = M \cdot h_{fus}$
- Masa (M) y entalpía de fusión/solidificación (h_{fus})
- Hielo, mezclas de parafinas... Posibilidad de diseñar la temperatura requerida



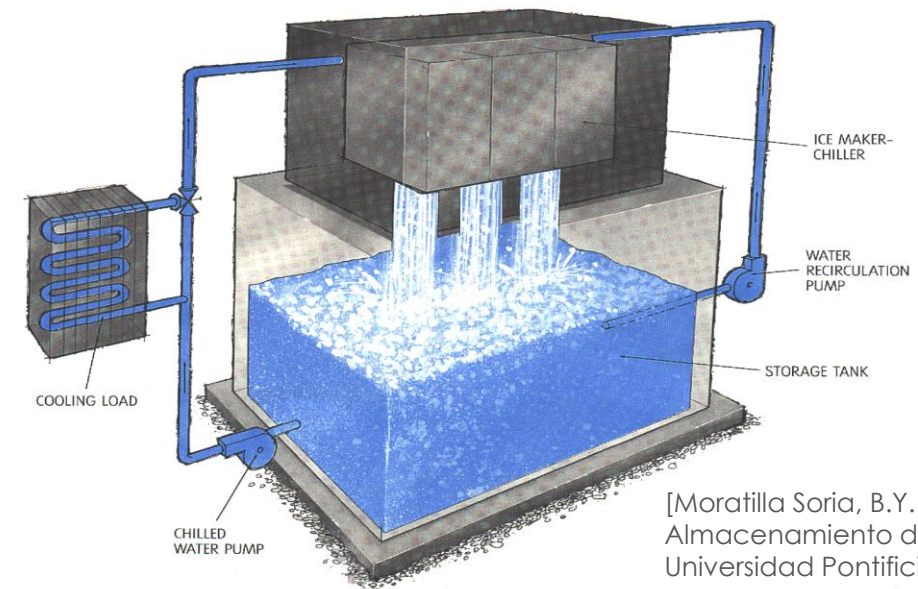
Tanque de agua fría estratificada (termoclina):

- Ejemplo: refrigeración del aire de admisión a turbinas de gas
- Cuando no hay baja demanda de electricidad los *chillers* enfrían agua y la almacenan
- Empleado en climas desérticos para mantener condiciones nominales en la turbina



Almacenamiento en hielo:

- Material de cambio de fase (80 kWh/m^3)
- El agua al caer sobre el *chiller* se congela en las aletas
- Cuando hay un bloque de hielo en las aletas se invierte el ciclo, se agrieta y cae en el tanque inferior, quedando flotando
- La bomba inferior aspira agua fría, que circula por la carga y luego atraviesa el hielo, deritiéndolo y volviendo fría a la parte inferior



Almacenamiento en sales fundidas:

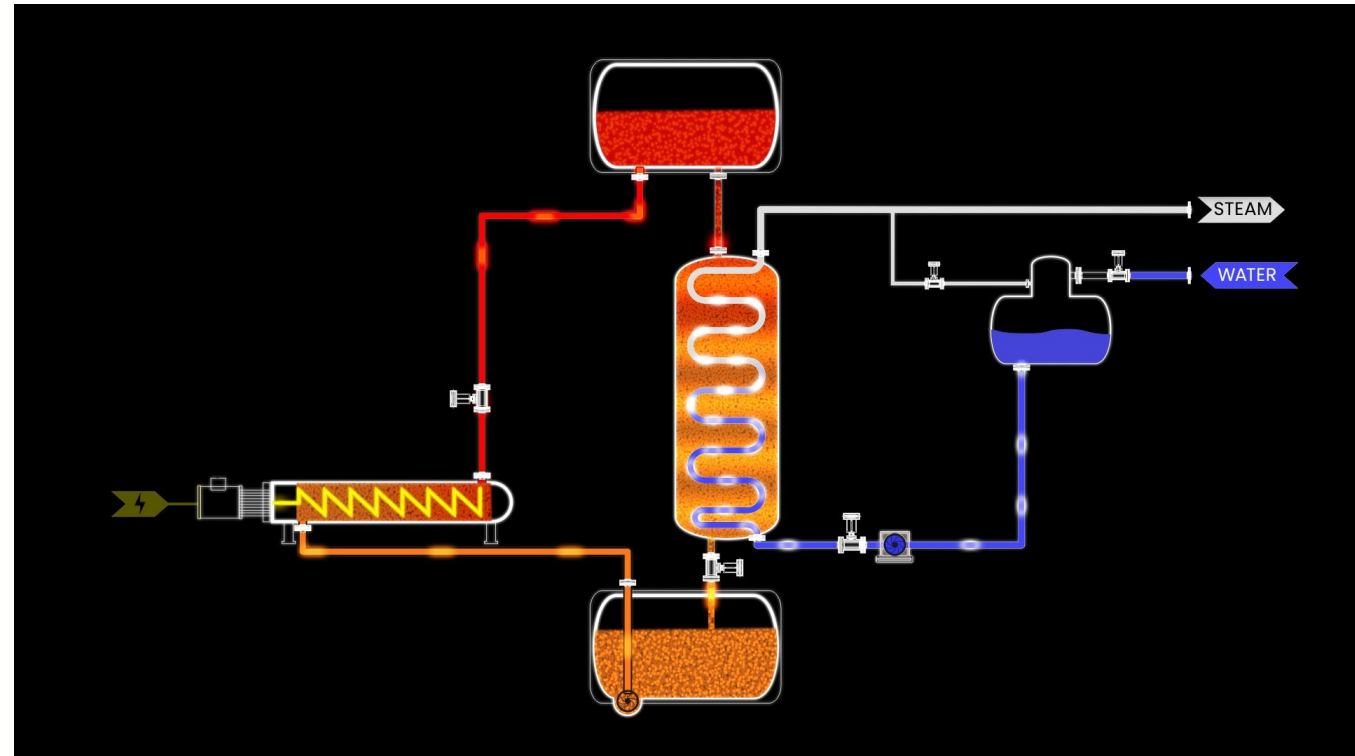
- La electricidad, mediante resistencias eléctricas, calienta un sistema de dos tanques de sales fundidas
- En la descarga las sales ceden su calor para producir vapor u otras formas de calor útil
- Solución heredada de las centrales termosolares (CSP) y adaptada al calor industrial en los sistemas ETES (P+H)



[Primera planta química en reemplazar calderas por ETES]

comillas.edu

[Thermalbox®, Build to Zero]



Almacenamiento en hormigón, ladrillos o piedras:

- La electricidad, mediante resistencias embebidas, calienta bloques de hormigón en la fase de carga
- En la fase de descarga un fluido recorre los bloques liberando el calor

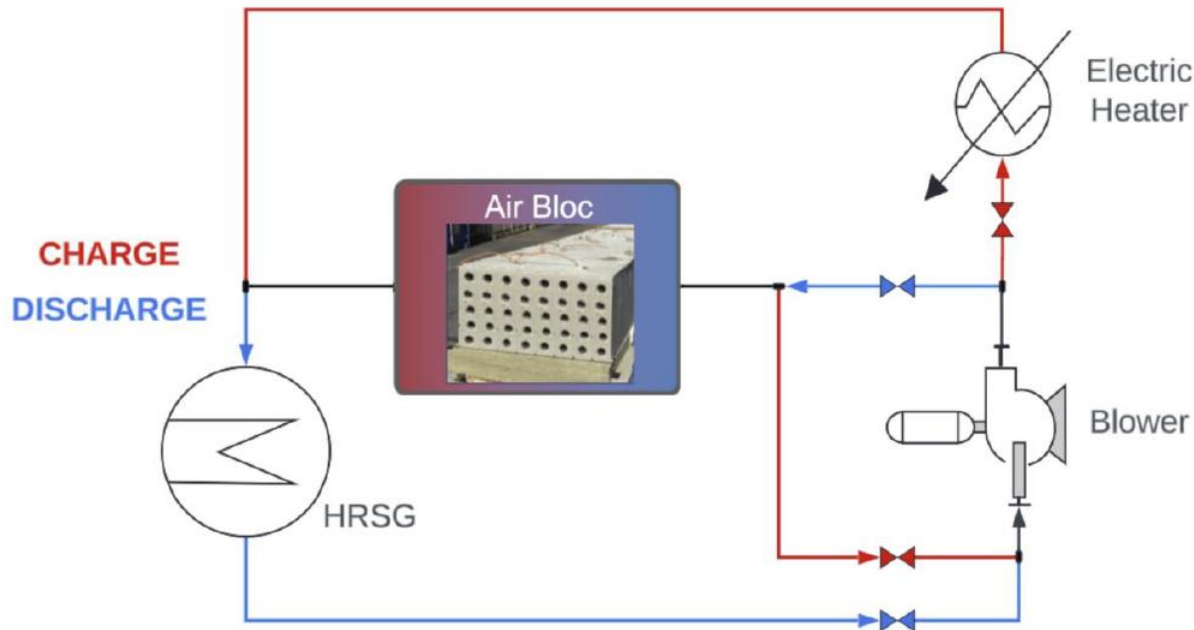


[BREMILLER]



Almacenamiento en hormigón, ladrillos o piedras (resistencia externa):

Diseño del **USDOE Office of Fossil Energy and Carbon Management (FECM)**



[\[DE-FE0031761 – Final Report
Concrete Thermal Energy Storage Enabling Flexible Operation without
Coal Plant Cycling, 2024\]](#)

comillas.edu

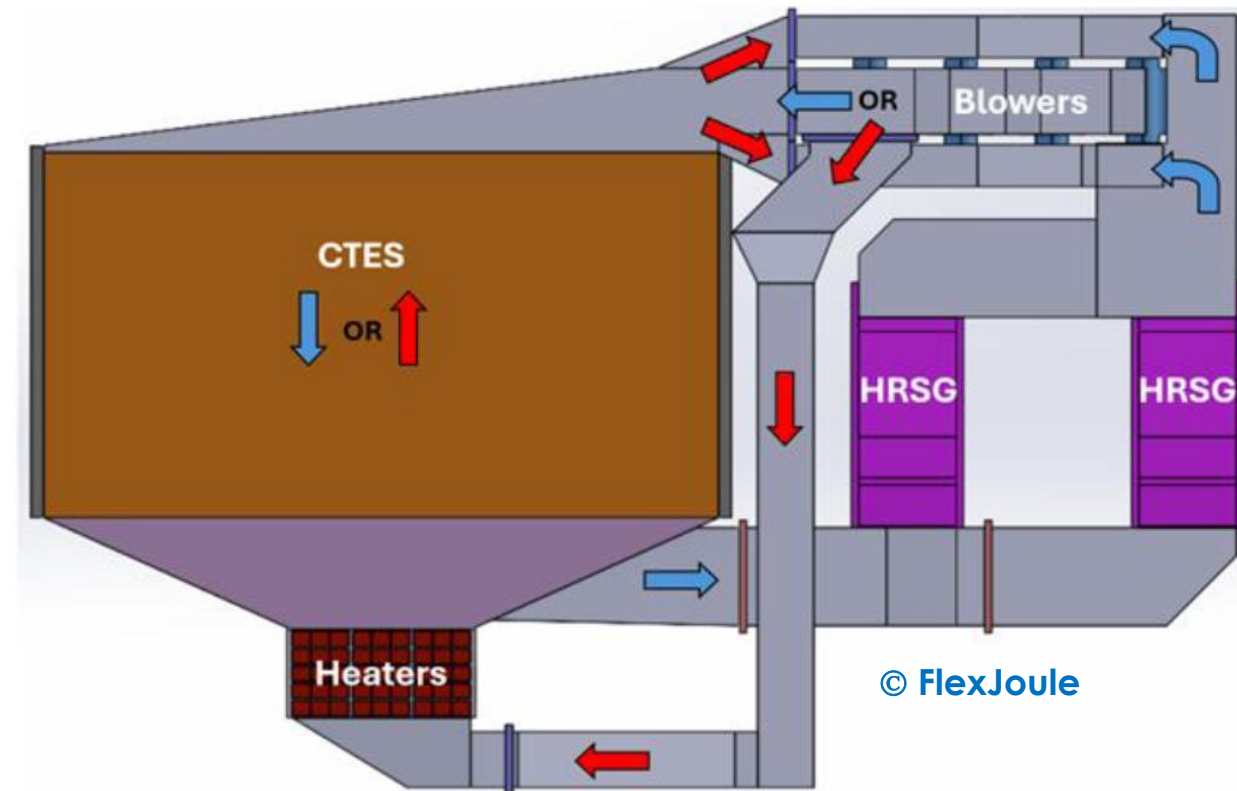
Summary of estimated production scale performance based on FlexJoule configuration

Characteristic	Production results (calculated)	Comments
Thermal Losses - % per day	1 % per d	
Layer to layer variability in TES	<3% MWhth ^[1] , top to bottom	No active control system required
MWht storage per block	0.51 MWhth 0.21 MWhe ^[2]	Reference size 0.9m x 1.2m x 12.5m, ~19 tonnes weight
RTE	98% (thermal)	

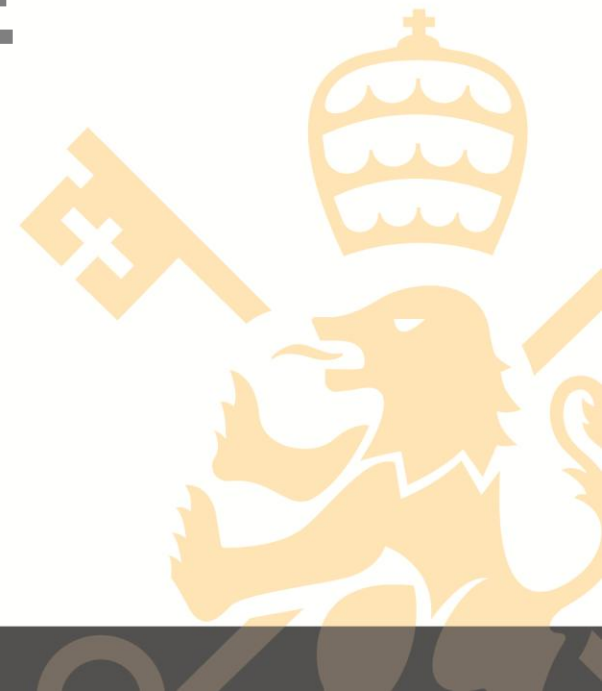
[1] Because the FlexJoule system uses AirBlocs, there is no variation imposed by feedwater system and the boiling process

[2] Based on 42% steam turbine efficiency

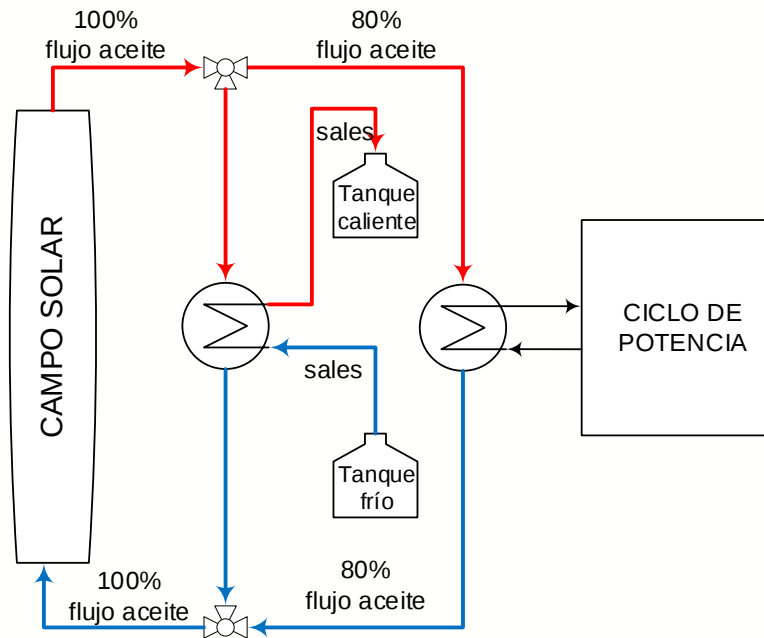
37.8 kWhth/m³ en hormigón; 105.3 kWhth/m³ en sales



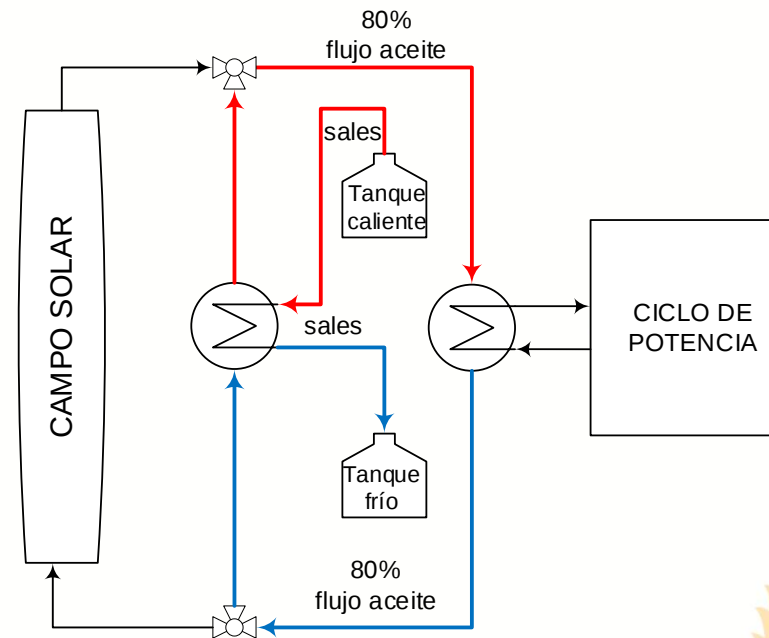
ALMACENAMIENTO EN ENERGÍA SOLAR DE CONCENTRACIÓN



- En el sistema de sales fundidas se almacena energía térmica en sales eutécticas que son líquidas y estables en intervalo de alta temperatura: NaNO_3 (60%)/ KNO_3 (40%) trabaja entre **285°C (> fusión)** y **590°C (< descomposición)**
- El campo solar se sobredimensiona para que el ciclo de potencia se lleve un porcentaje del calor producido y el resto se almacene
- Hay 2 configuraciones:
 - la sal actúa sólo como fluido de almacenamiento (centrales de colectores cilindro-parabólicos), siendo el aceite térmico el fluido caloportador de la energía solar
 - La sal actúa como almacenamiento y fluido caloportador de la energía solar (centrales de torre)

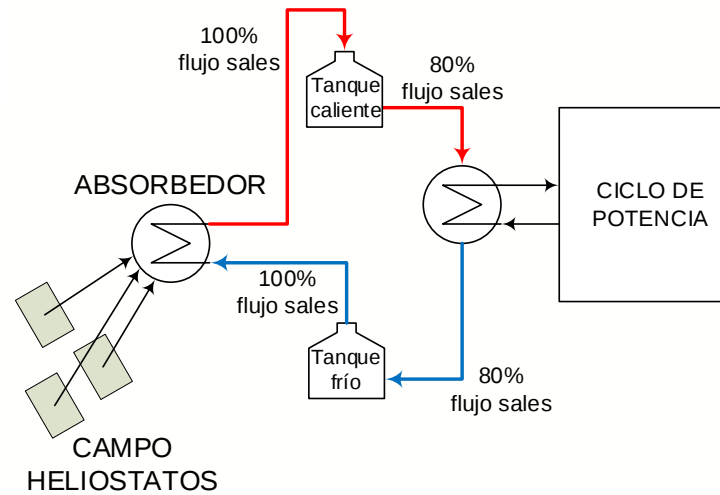


Fase de CARGA

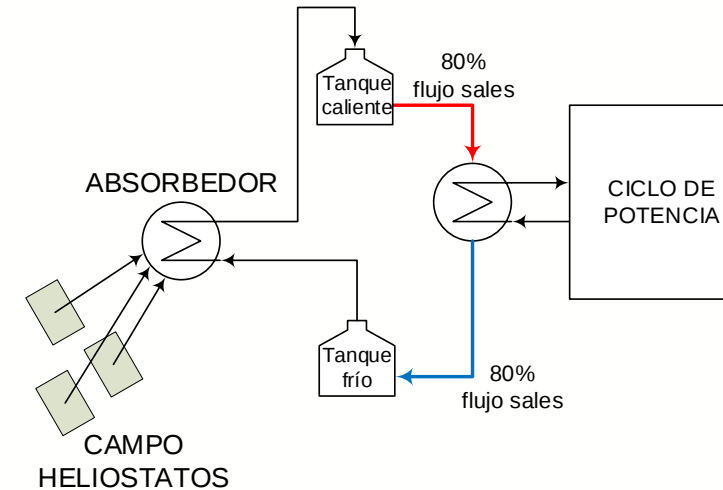


Fase de DESCARGA

- En las centrales de torre es un sistema muy adecuado porque el aceite térmico no soporta las altas temperaturas del absorbedor

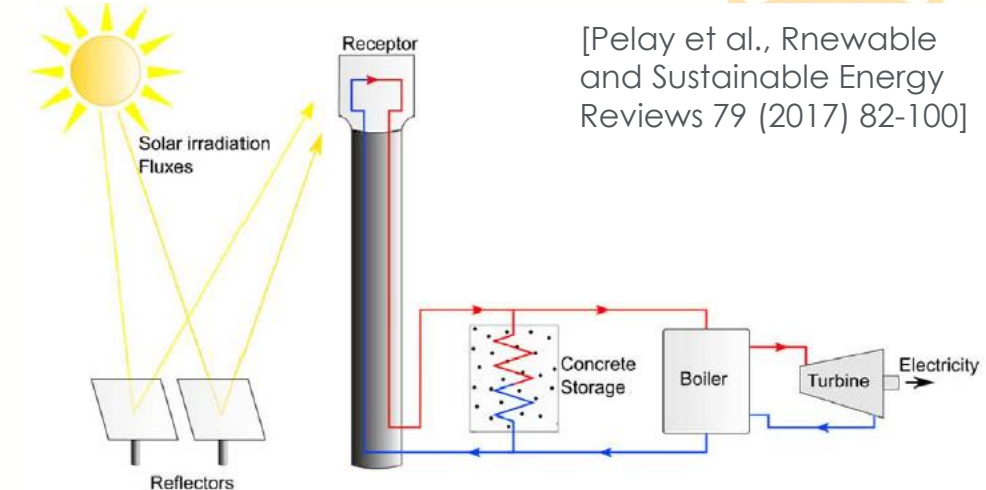


Fase de CARGA



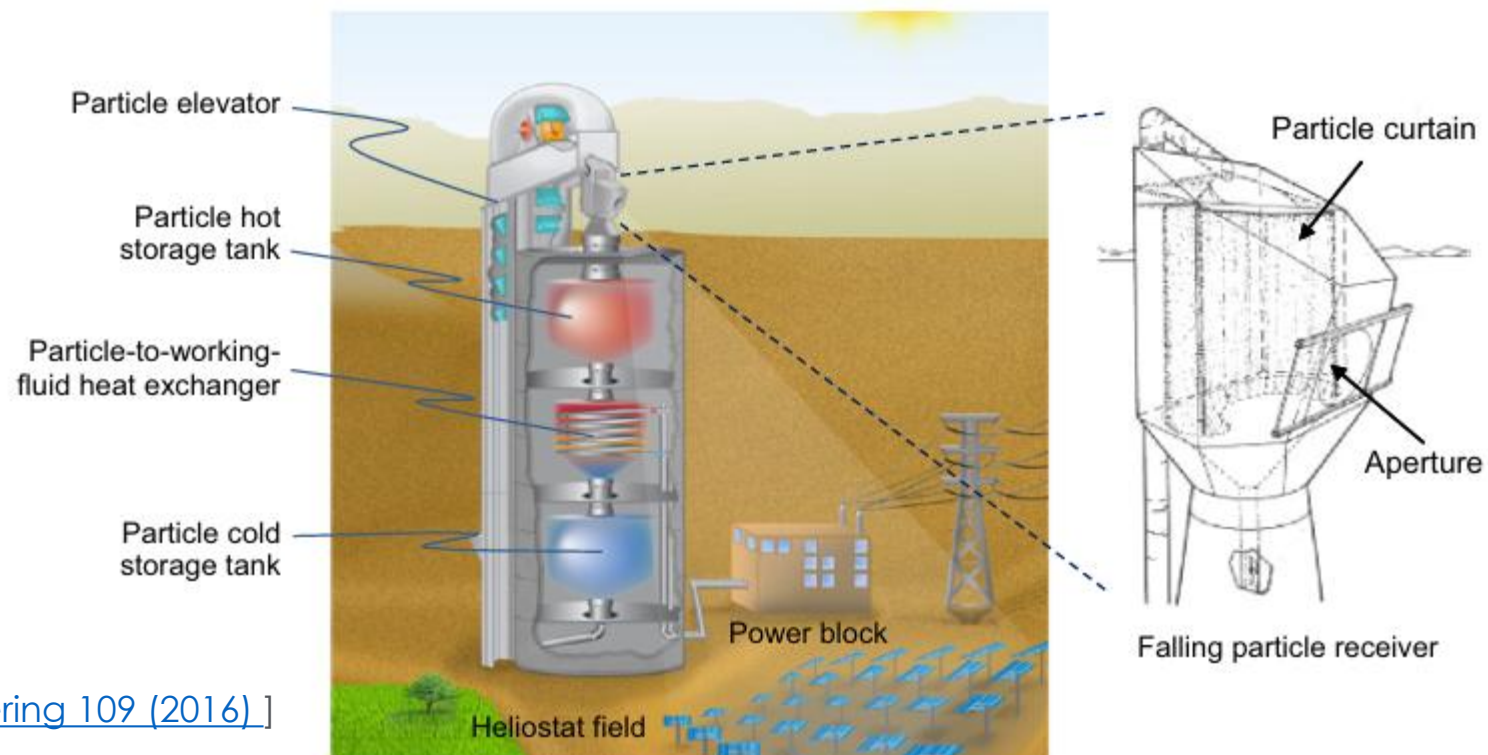
Fase de DESCARGA

- En centrales termosolares también se contempla, aún en fase de I+D, el almacenamiento en hormigón, con un funcionamiento similar al descrito en el almacenamiento térmico en microgeneración



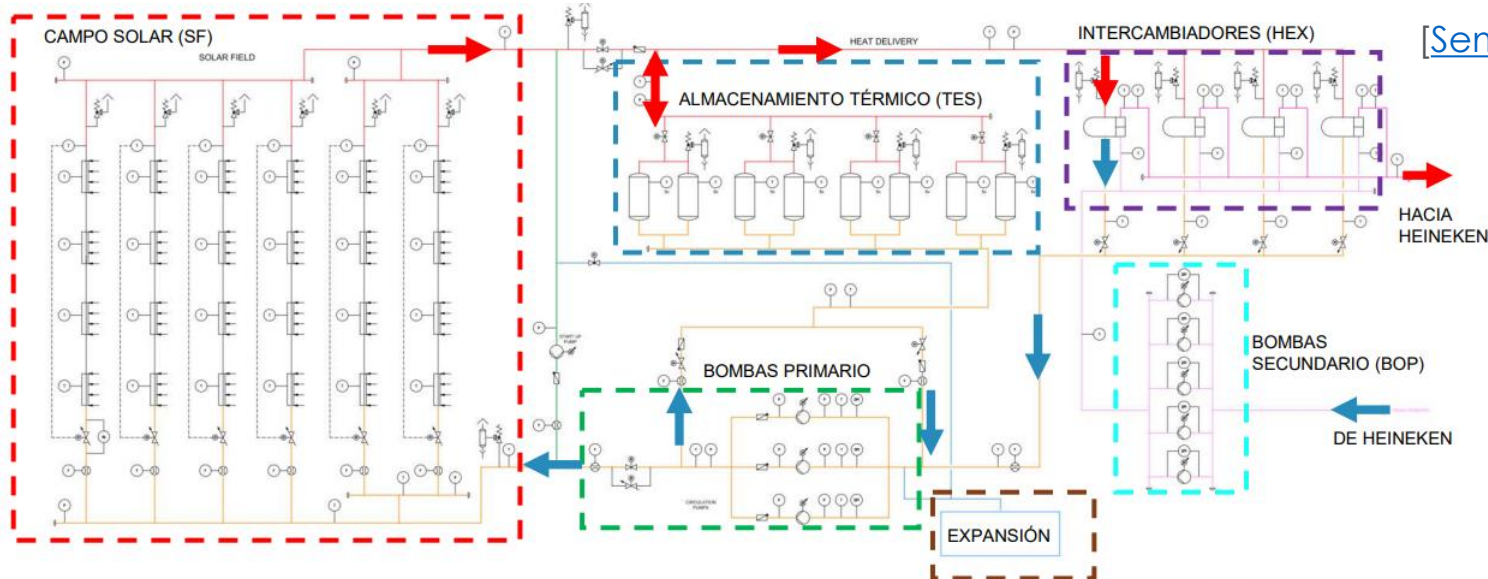
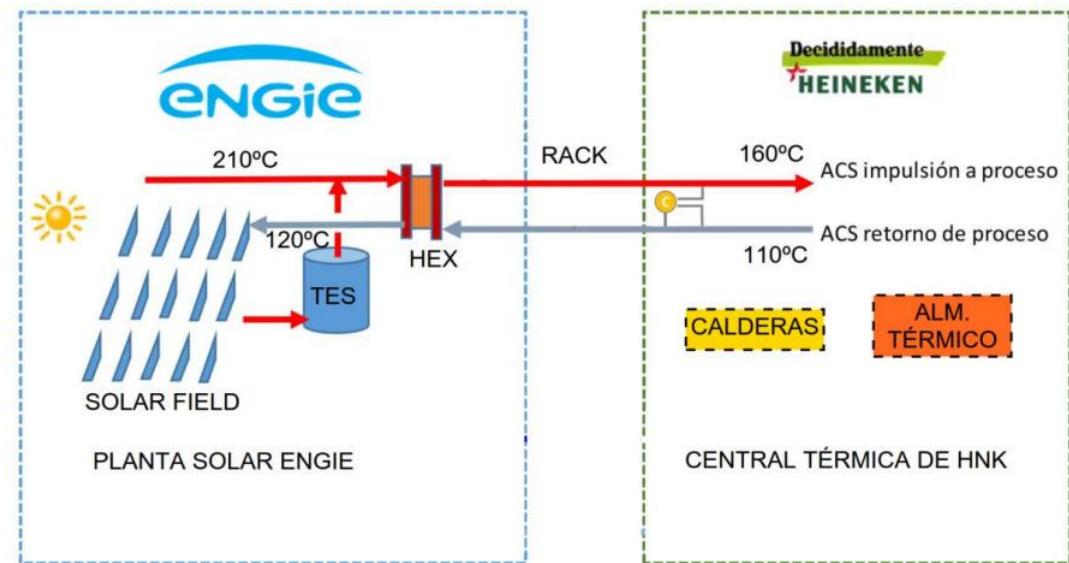
[Pelay et al., Renewable and Sustainable Energy Reviews 79 (2017) 82-100]

- Un sistema muy atractivo para lograr altas temperaturas, en experimentación, son las partículas descendentes
- Partículas tipo arena caen en forma de cortina sobre el receptor, calentándose y quedando almacenadas en un depósito caliente
- Cuando se requiere el calor, las partículas caen del depósito caliente a un intercambiador de calor donde ceden calor al fluido de trabajo del ciclo termodinámico
- Las partículas frías quedan almacenadas en un depósito inferior
- Un mecanismo de elevación las mueve del depósito frío al receptor



Planta de Heineken en Sevilla

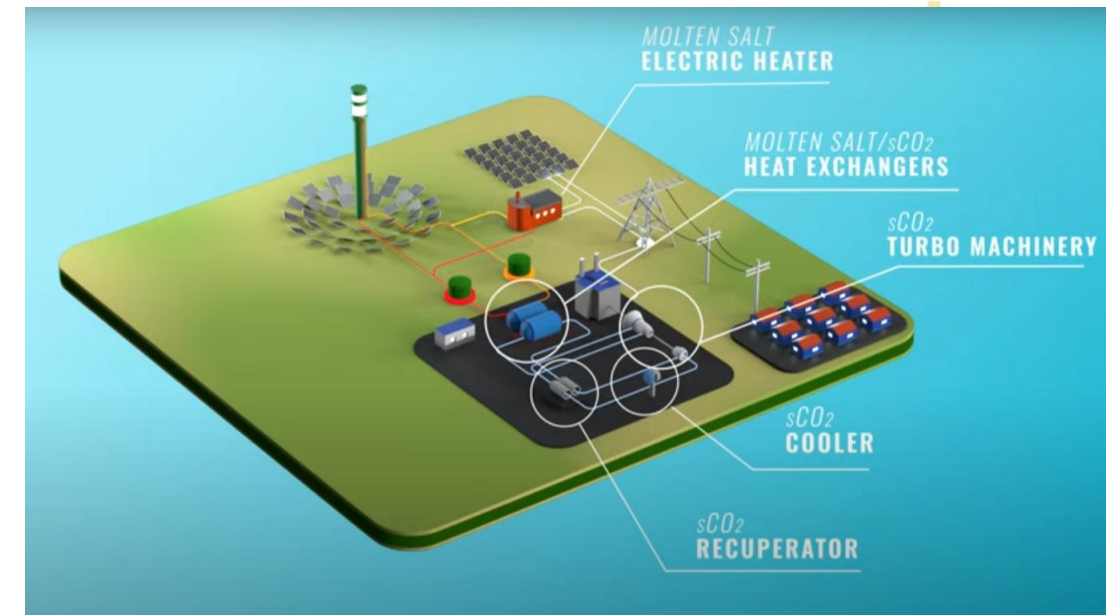
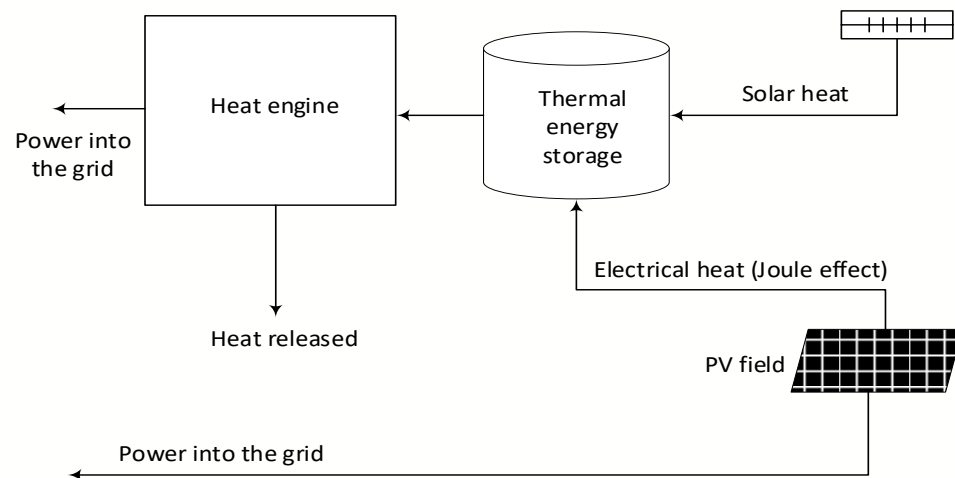
- Calentamiento mediante campo solar de colectores cilindroparabólicos (CCP)
- Generación de agua caliente 120 °C/ 210 °C (68 MWht)
- Almacenamiento en agua estratificada (8 tanques)



[Seminario Cátedra R. Mariño, 2024]



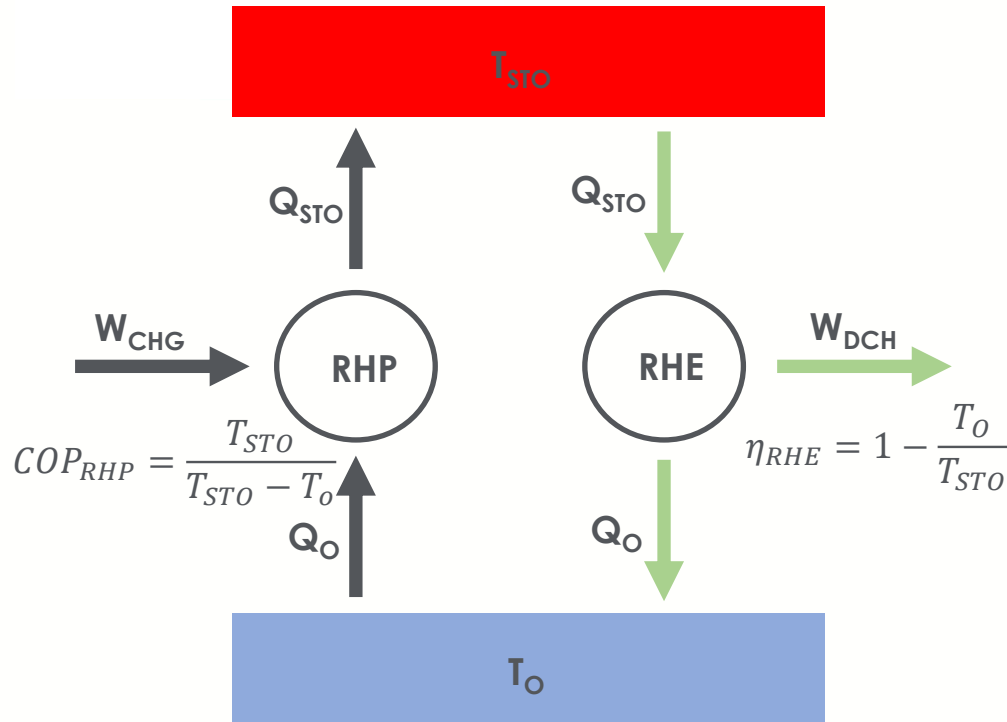
- Se pueden hibridar PV con CSP para reducir el LCOE aprovechándose del bajo CAPEX de la PV y de la facilidad de almacenamiento de la CSP:
 - Se produce electricidad de día con PV
 - Se produce calor con el campo solar de día y se almacena en la sales
 - Se convierte el calor en electricidad por la noche con el ciclo de potencia de la CSP
 - En momentos de baja demanda la electricidad PV se puede almacenar en sales por **efecto Joule** para convertirla después (ventaja de inyectar a la red generación síncrona, en lugar de asíncrona)



ALMACENAMIENTO POR BOMBEO TÉRMICO (PTES)

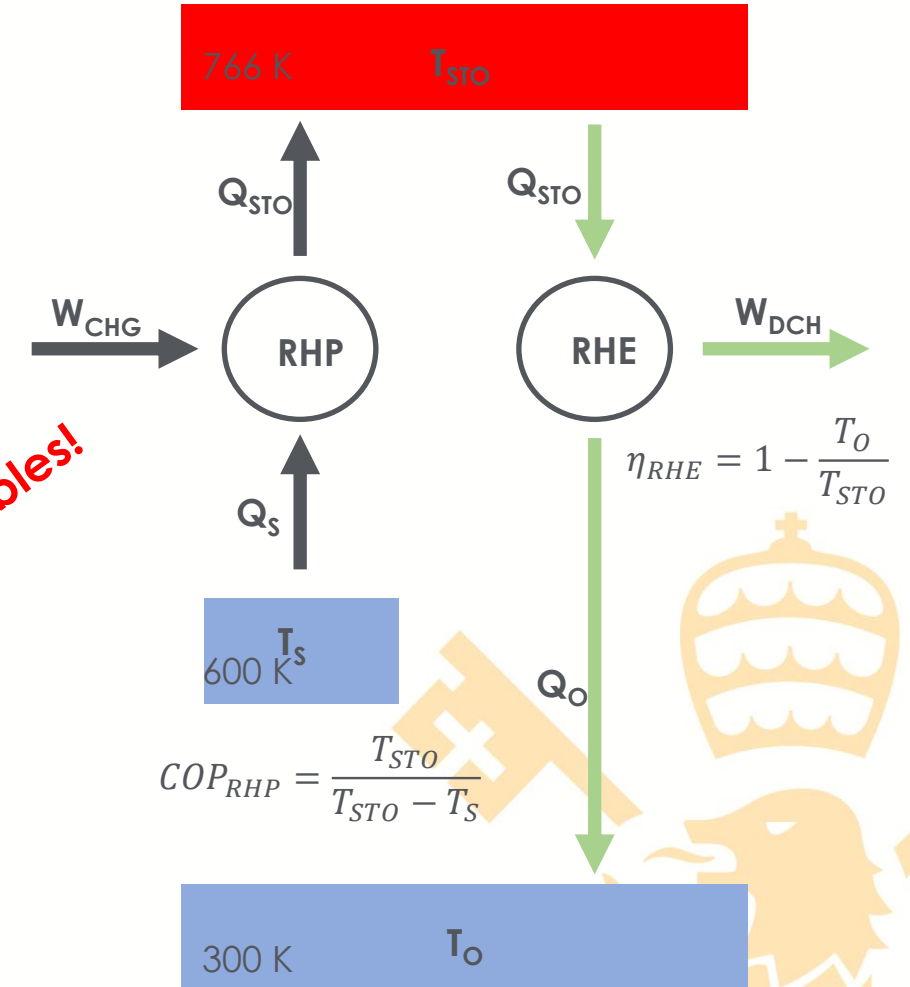


- El bombeo térmico (PTES) es la versión térmica del bombeo hidráulico (PHES)



$$\eta_{\text{round-trip}} = \frac{W_{\text{DCH}}}{W_{\text{CHG}}} = \text{COP}_{\text{RHP}} \cdot \eta_{\text{RHE}} = 100\%$$

- Se puede integrar térmicamente (TI-PTES)



$$\eta_{\text{round-trip}} = \frac{W_{\text{DCH}}}{W_{\text{CHG}}} = \text{COP}_{\text{RHP}} \cdot \eta_{\text{RHE}} = \frac{T_{\text{STO}} - T_{\text{O}}}{T_{\text{STO}} - T_{\text{S}}} = 281\%$$

¡Máquinas totalmente reversibles!

CARGA

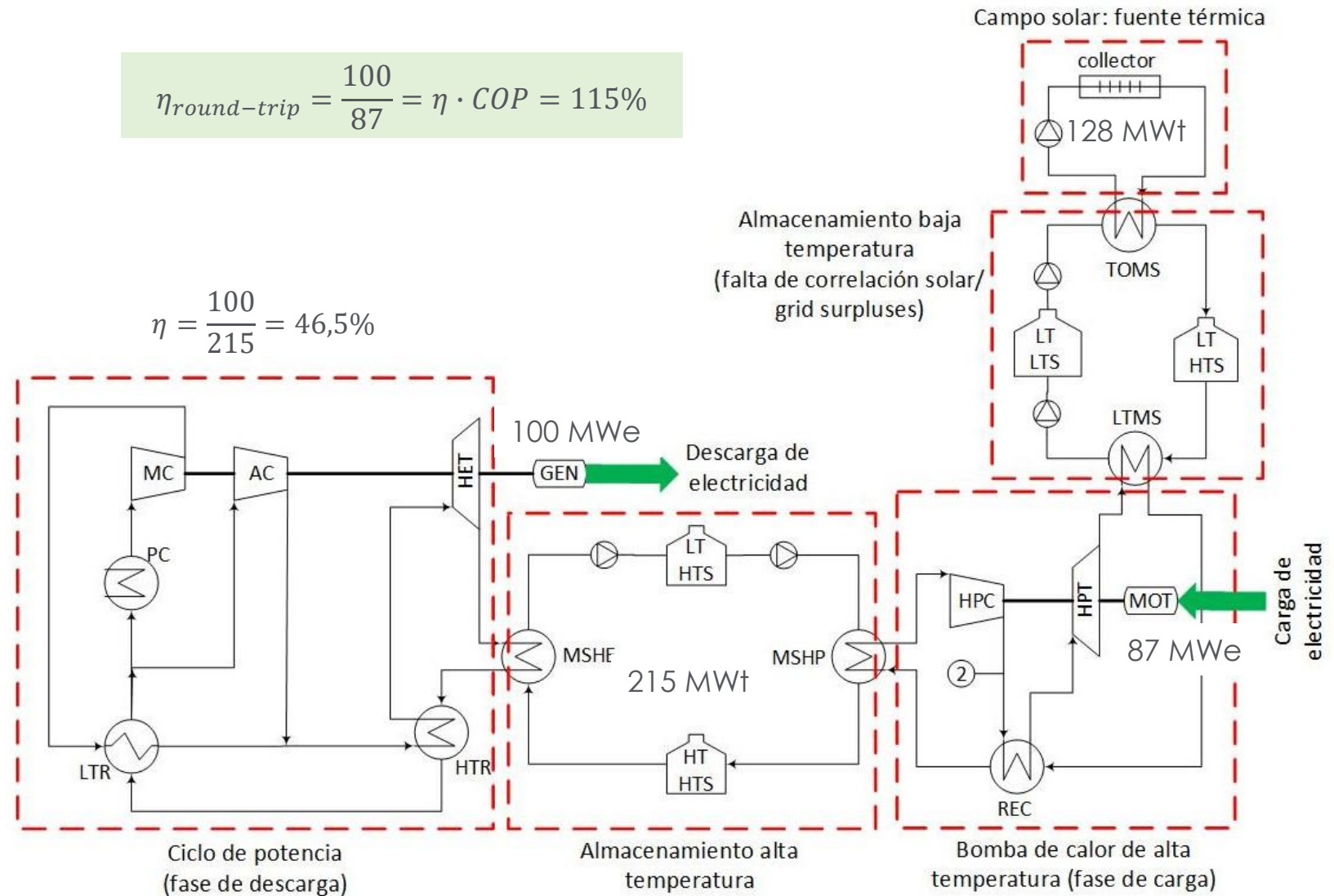
- La bomba de calor consume electricidad de la red y toma calor del aceite térmico, entregándolo a las sales fundidas
- Es una bomba de calor basada en ciclo Brayton inverso, usando CO₂ en estado supercrítico como fluido de trabajo

DESCARGA

- El ciclo de potencia toma calor de las sales y lo convierte en electricidad
- El ciclo es uno de recompresión con CO₂ en estado supercrítico

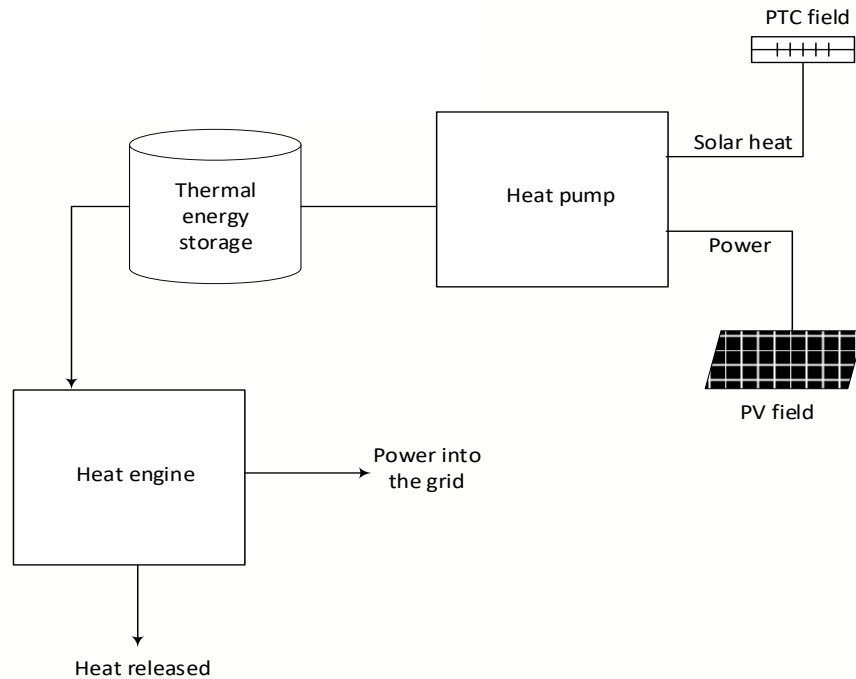
$$\eta_{\text{round-trip}} = \frac{100}{87} = \eta \cdot COP = 115\%$$

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

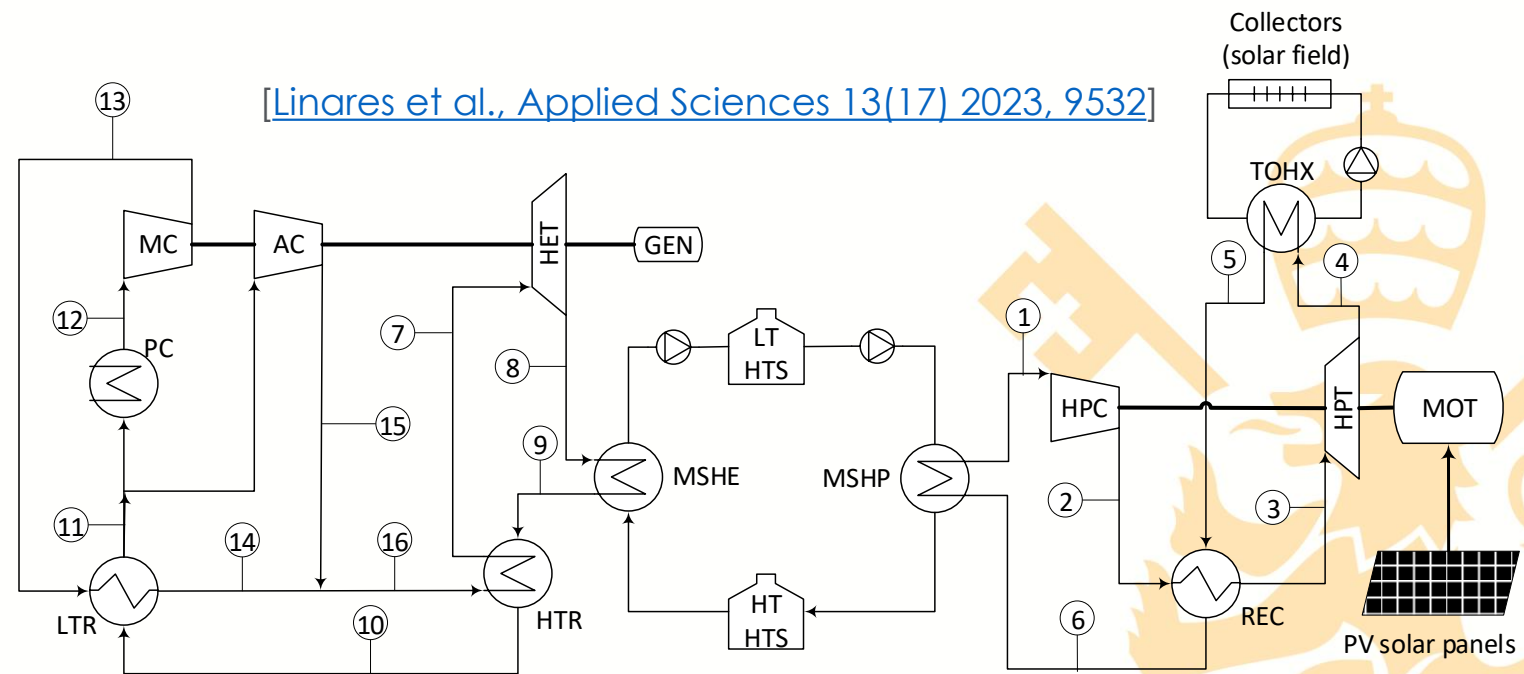


$$COP = \frac{215}{87} = 2,47$$

- Hibridación a través de bomba de calor



- Cuando no se puede exportar el recurso PV se puede integrar con receptor solar de baja temperatura a través de una bomba de calor.
- Es una variante del caso anterior pero sin el almacenamiento de baja temperatura



Fuente térmica: turbina de gas regenerativa

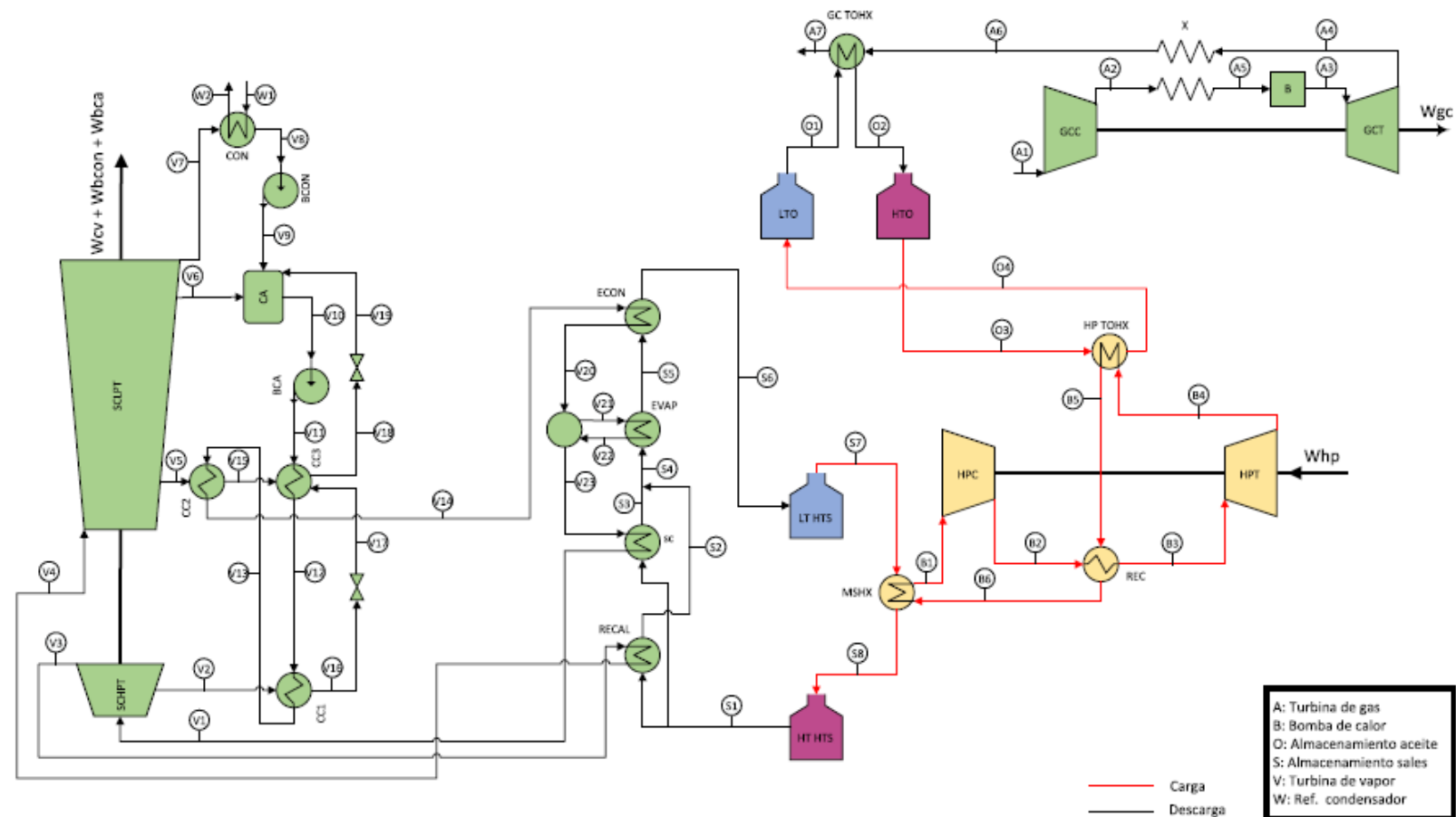
- Una turbina de gas regenerativa alimenta 24/7 a un centro de datos
- Los gases de la turbina ceden calor al aceite térmico

CARGA

- Una bomba de calor (Brayton inverso con CO₂ supercrítico) toma calor del aceite térmico y electricidad de la red
- La bomba cede calor a las sales fundidas

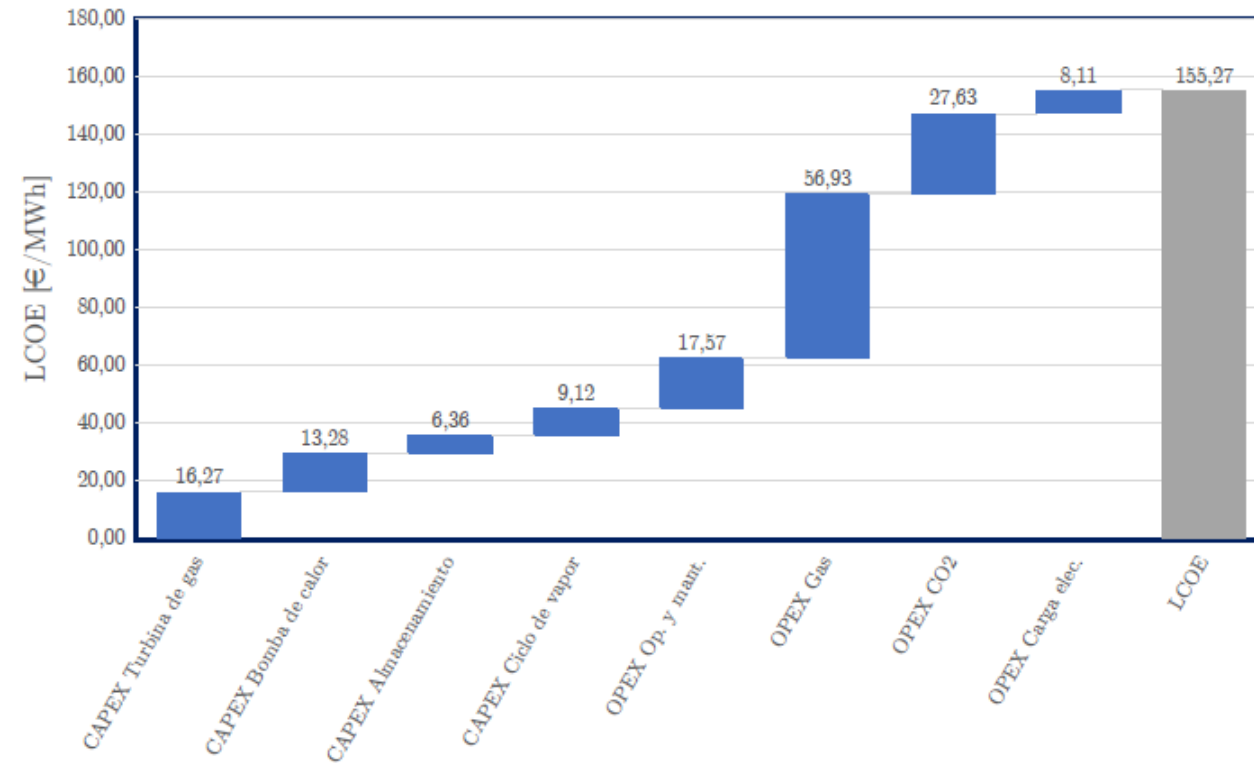
DESCARGA

- Un ciclo de vapor derivado de una CSP toma calor de las sales y lo convierte en electricidad



Fuente térmica: turbina de gas regenerativa

Desglose del LCOE



[Martín Colino, 2026]

5,08 Horas

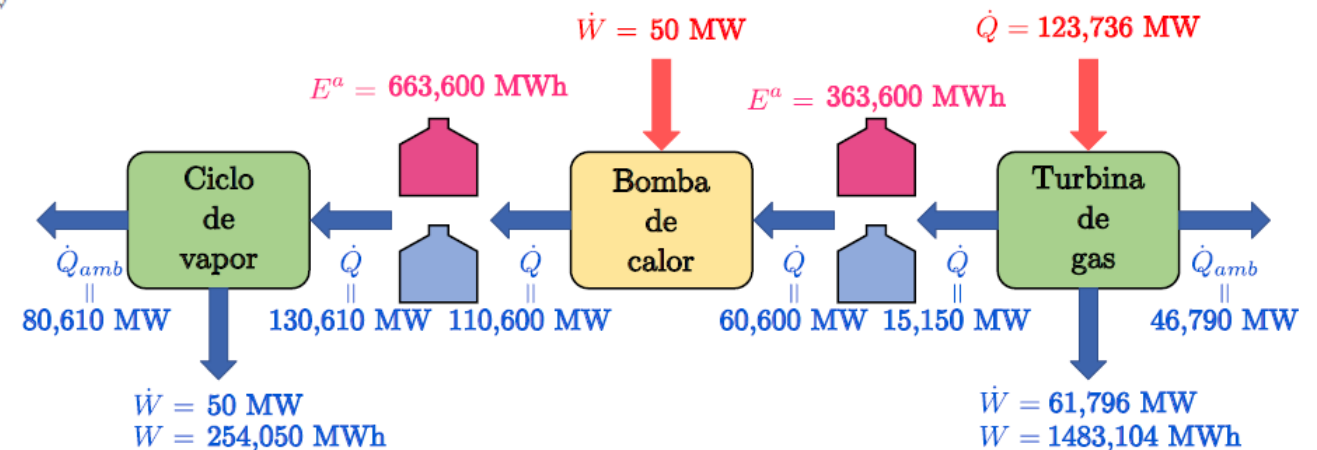
$\eta_{CV} = 0,3828$

6 Horas

$COP = 2,212$

24 Horas

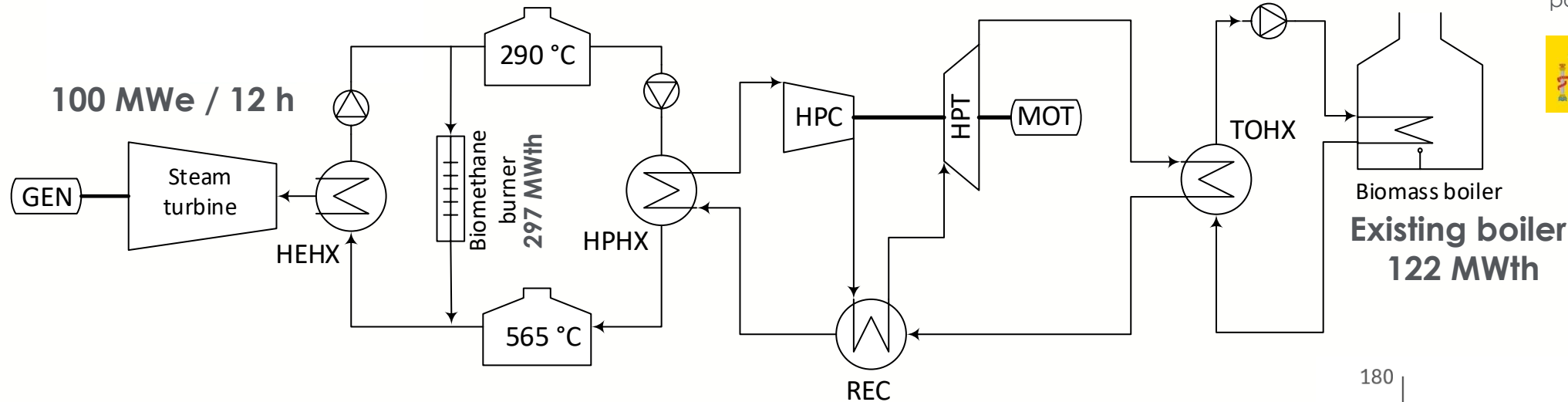
$\eta_{CG} = 0,4994$



Fuente térmica: biomasa/biometano

HTHP

100 MWe / 6 h

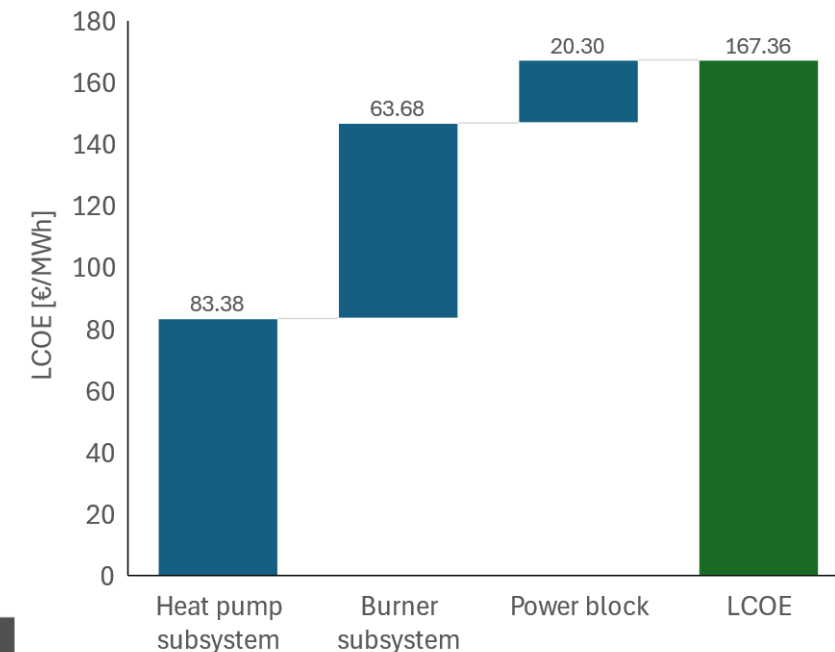


PID2024-159735OB-C33, financiado por MICIU/AEI/10.13039/501100011033 y por FEDER, UE



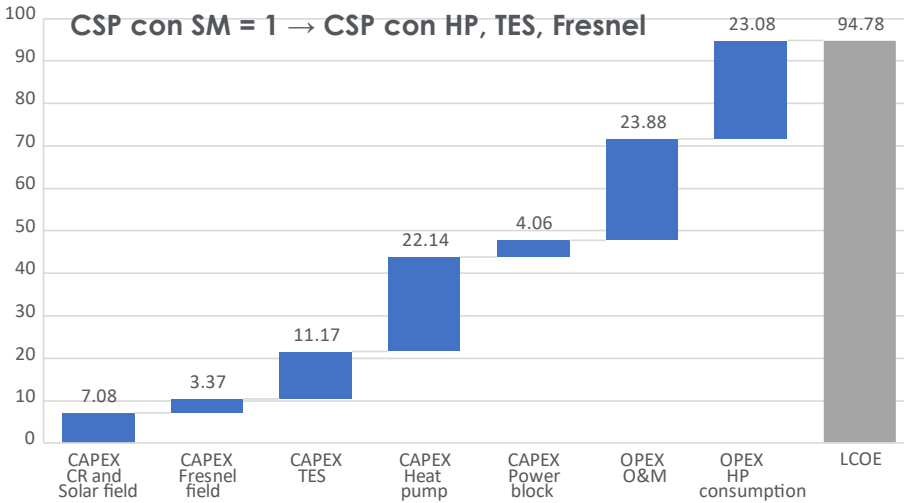
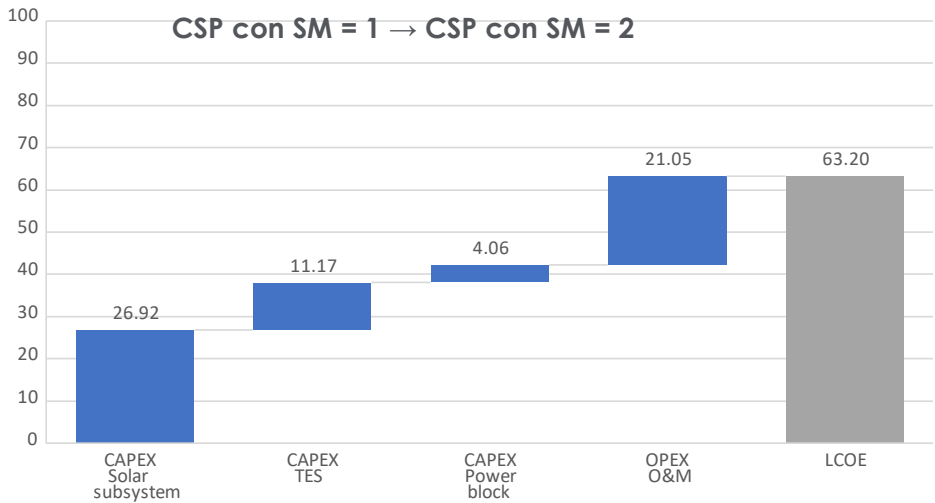
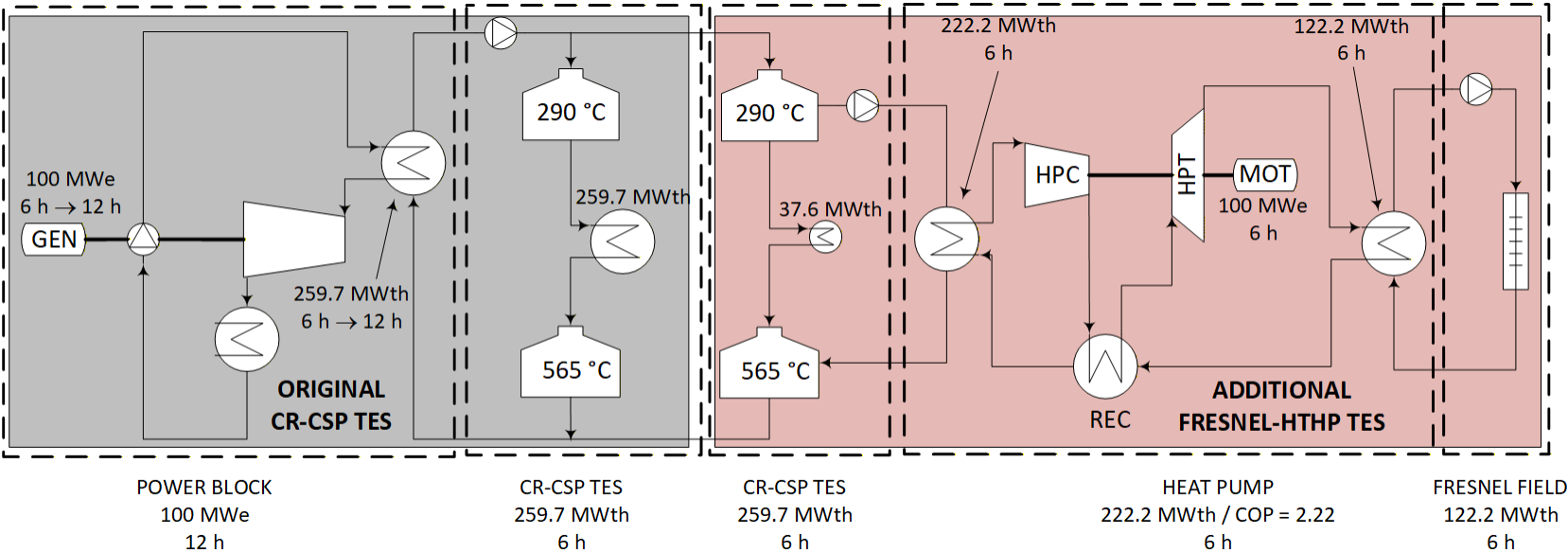
- 30.5 MWe de biomasa es reconvertida en 100 MWe / 1200 MWhe TI-PTES
- Eficiencia global: 25% → 33.7%
- Quemador de biometano: produce el 57% de la electricidad; reduce el LCOE en 74 €/MWh
- Reutilización de caldera de biomasa lleva al LCOE de 243 €/MWh a 167 €/MWh

comillas.edu



Fuente térmica: receptor Fresnel

- Duplicar el SM es más económico
- Ambas soluciones tienen CAPEX y OPEX de mantenimiento similar
- En la segunda el sobreprecio se debe al consumo de la HTHP (no a su inversión), pero eso es un servicio a la red (almacenamiento) que no presta la primera solución



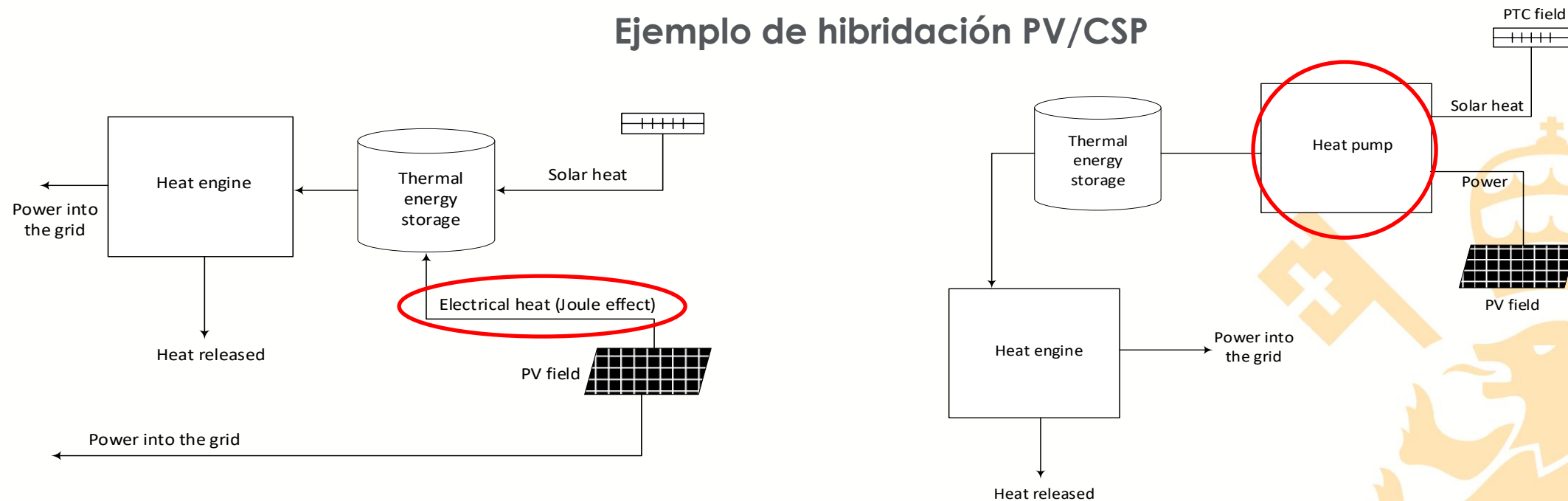
PID2024-159735OB-C33, financiado por MICIU/AEI/10.13039/501100011033 y por FEDER, UE

ALMACENAMIENTO POR SISTEMAS ELECTROTÉRMICOS (ETES)



- Los sistemas ETES pueden ser PtH o PtP. Aquí nos centraremos en el PtP
- La conversión por efecto Joule es menos eficiente que por bomba de calor
- La conversión por efecto Joule requiere menos inversión y tiene mayor TRL que la de bomba de calor

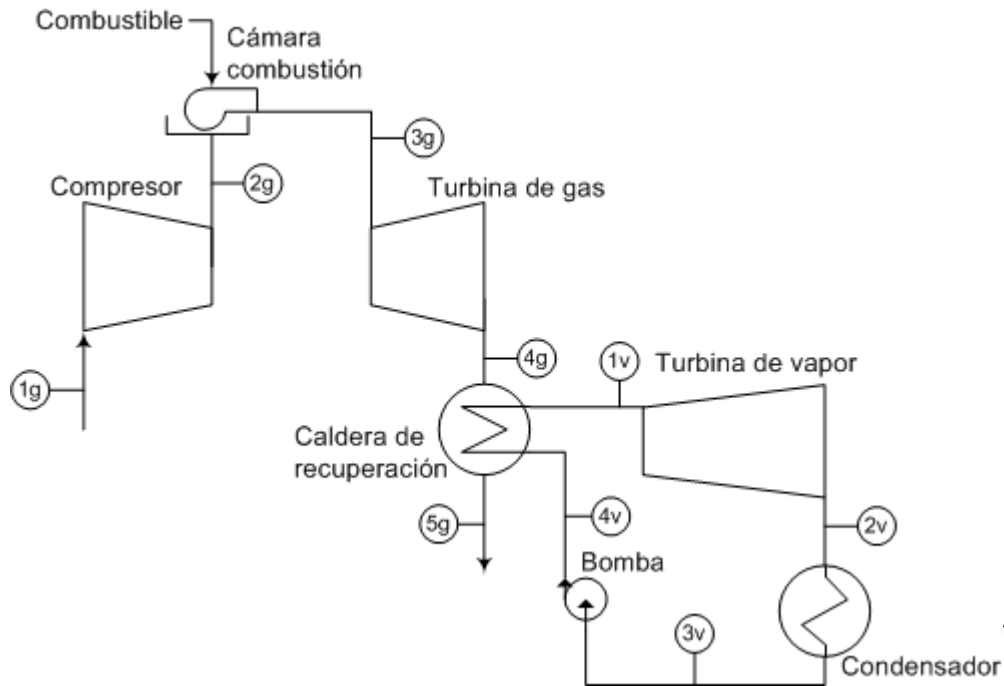
Ejemplo de hibridación PV/CSP



- Idea básica: desacoplamiento temporal de un ciclo combinado, integrando ETES
- **Turbina de gas**
 - Alimentación a centro de datos y almacenamiento
 - Alimentación a electro-intensivo y almacenamiento
- **Ciclo combinado**
 - Conversión del modo reforzado actual en oportunidad para el almacenamiento

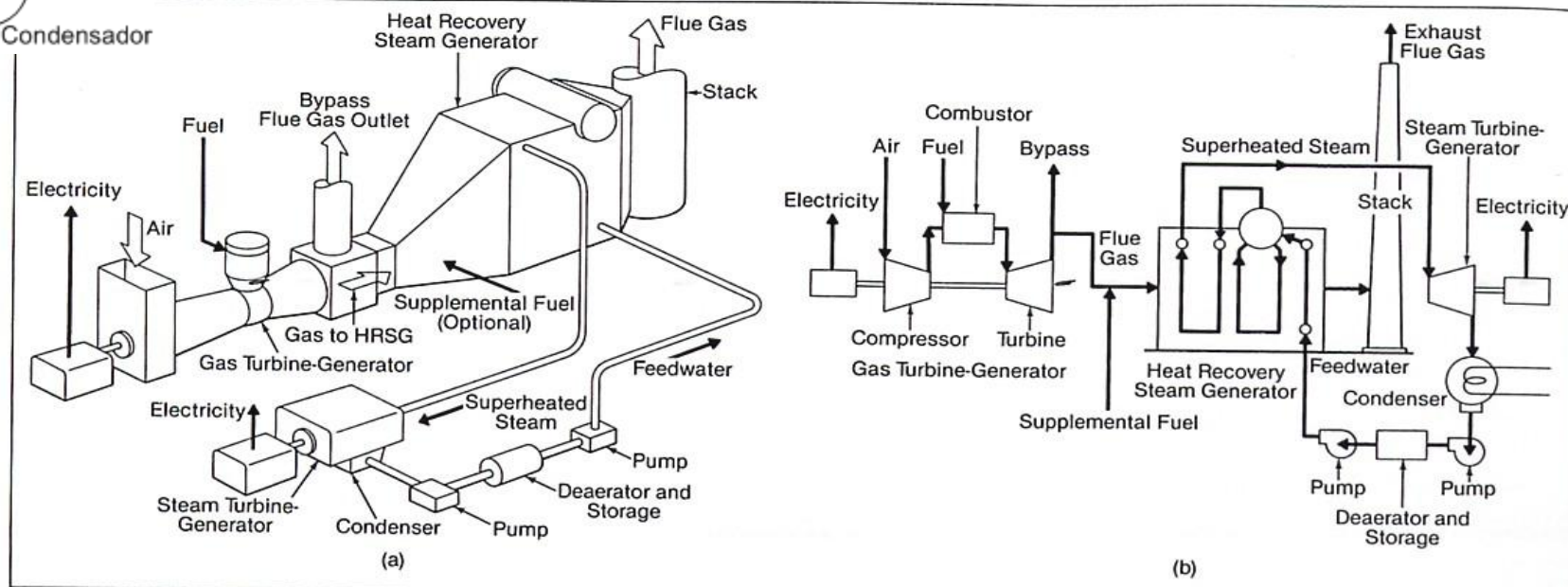


¿QUÉ ES UN CICLO COMBINADO?



- Turbina de gas:
 - Quema un combustible (gas natural, normalmente)
 - Produce electricidad
 - Expulsa gases de escape a elevada temperatura ($\approx 600\text{ }^{\circ}\text{C}$)
- Turbina de vapor
 - Convierte el calor de los gases en electricidad
 - Expulsa calor de baja temperatura en el condensador
- Caldera de recuperación
 - Intercambiador de calor gases/vapor

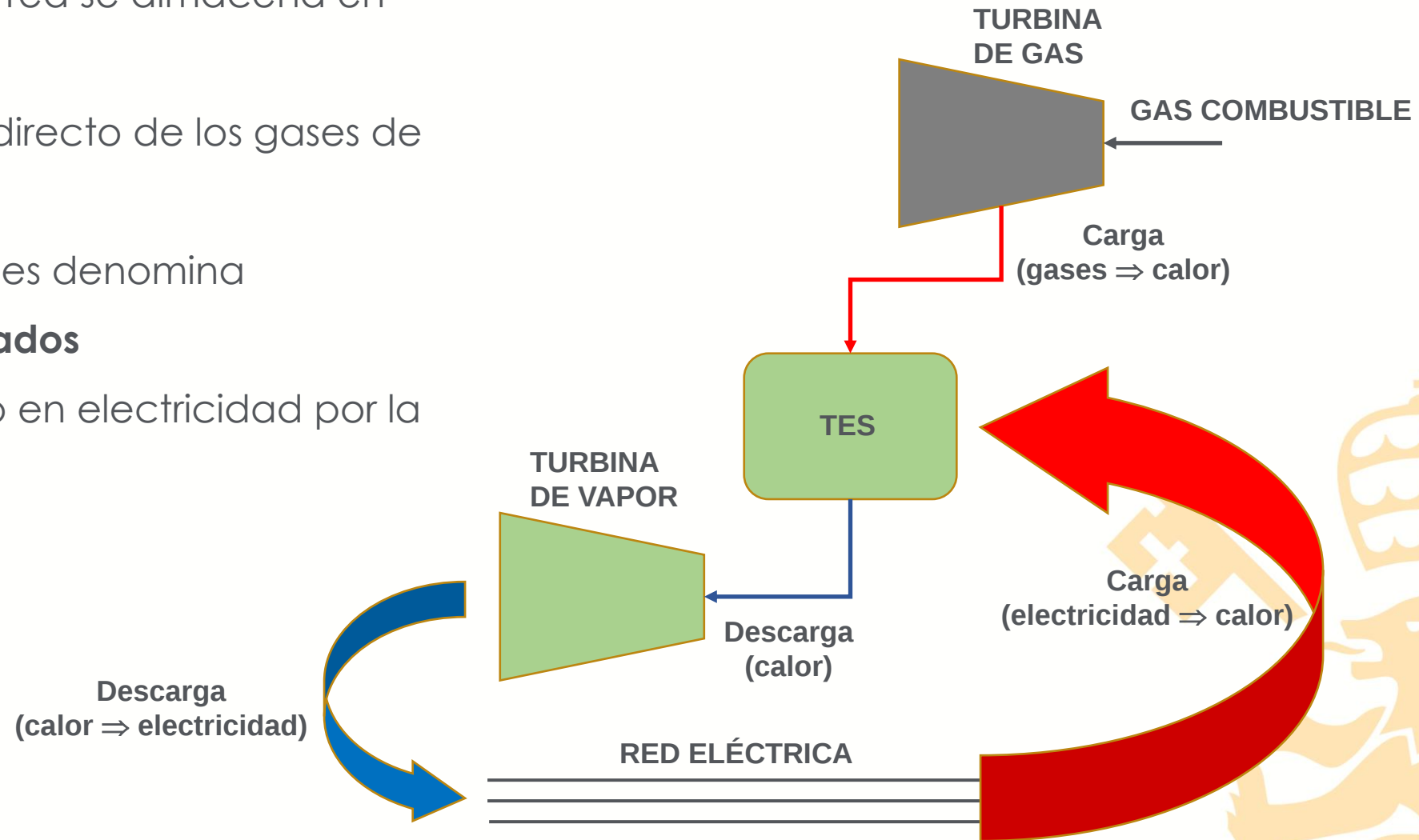
- Sistema altamente eficiente
- Actualmente como respaldo y restricciones técnicas
- La operación es simultánea, no funciona con almacenamiento



Simplified combined cycle system schematics.

CONVERSIÓN DE UN CICLO COMBINADO EN UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

- La electricidad de la red se almacena en forma de calor
- También llega calor directo de los gases de la turbina de gas
- A estos sistemas se les denomina **térmicamente integrados**
- El calor es convertido en electricidad por la turbina de vapor

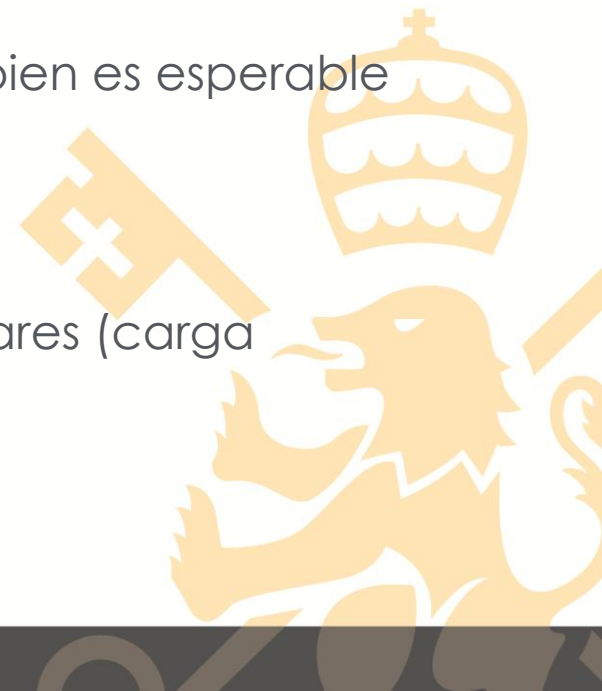


CENTROS DE DATOS

De carga a almacén para la red



- Los centros de datos son grandes consumidores de energía.
- En USA se están instalando en isla, alimentados con turbinas de gas, considerando SMR para el futuro. También hay alto interés por los [motores de gas](#).
- En España [Repsol quiere hibridar el CC de Escatrón](#) (Zaragoza) con parques eólicos y fotovoltaicos para alimentar un *hiperescalar*. [Naturgy ofrece también sus ciclos combinados](#) para centros de datos.
- El consumo de un centro de datos varía a lo largo del día y del año, si bien es esperable un perfil:
 - Alta carga base
 - Carga pico en horas centrales del día y principalmente en horas solares (carga dominada por climatización)



LM2500XPRESS

AERODERIVATIVE PACKAGE

THE LM2500XPRESS HAS A COMPACT CONFIGURATION WITH A FASTER INSTALL TIME, INCREASED MODULARITY, AND FEWER INTERCONNECTS FOR WHEN SPEED OF POWER IS CRITICAL.

		LM2500XPRESS+G4 DLE UPT	LM2500XPRESS+G5 DLE UPT (25ppm NOx)	LM2500XPRESS+G5 DLE UPT (15ppm NOx)
SC PLANT PERFORMANCE	SC Net Output (MW)	34.5/34.4**	36.3/36.8**	33.9/34.5**
	SC Net Heat Rate (Btu/kWh, LHV)	8669/8563**	8751/8646**	8774/8693**
	SC Net Heat Rate (kJ/kWh, LHV)	9146/9034**	9233/9122**	9257/9172**
	SC Net Efficiency (% LHV)	39.4%/39.8%**	39.0%/39.5%**	38.9%/39.2%**
	Fast Start Capability (Minutes)	5	5	5
1X CC PLANT PERFORMANCE	CC Net Output (MW)	47.9/47.4**	51.4/51.7**	47.7/48.2**
	CC Net Heat Rate (Btu/kWh, LHV)	6221/6184**	6156/6129*	6223/6201*
	CC Net Heat Rate (kJ/kWh, LHV)	6564/6525**	6495/6466**	6566/6542**
	CC Net Efficiency (% LHV)	54.8%/55.2%**	55.4%/55.7%**	54.8%/55.0%**
	Plant Turndown – Min. Load (%)	35.0%	35.0%	35.0%
2X CC PLANT PERFORMANCE	Ramp Rate (MW/min)	30	30	30
	Startup Time (RR Hot*, Minutes)	30	30	30
	CC Net Output (MW)	96.6/95.6**	103.6/104.3**	96.2/97.2**
	CC Net Heat Rate (Btu/kWh, LHV)	6173/6136**	6107/6075**	6174/6149**
	CC Net Heat Rate (kJ/kWh, LHV)	6513/6474**	6443/6410**	6514/6488**
2X CC PLANT PERFORMANCE	CC Net Efficiency (% LHV)	55.3%/55.6%**	55.9%/56.2%**	55.3%/55.5%**
	Plant Turndown – Min. Load (%)	35.0%	35.0%	35.0%
	Ramp Rate (MW/min)	60	60	60
	Startup Time (RR Hot*, Minutes)	30	30	30

NOTE: Net Plant ratings are based on ISO conditions, natural gas, inlet and exhaust losses included and balance of plant equipment excluded.
Actual performance will vary with project specific conditions, fuel and ambient conditions. 2P/10t = Two pressure, non-reheat.
* Rapid Response/Hot Start
** 50 Hz/60 Hz

TO LEARN MORE ABOUT THIS OFFERING, CONTACT YOUR SALES REPRESENTATIVE OR VISIT

[gevernova.com](https://www.gevernova.com)



© 2025 GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved.
GE and the GE Monogram are trademarks of General Electric Company used under trademark license.



-37 MW

SIMPLE CYCLE OUTPUT

-52 MW

1X1 COMBINED
CYCLE OUTPUT

>104 MW

2X1 COMBINED
CYCLE OUTPUT

-40%

SIMPLE CYCLE
EFFICIENCY

50/60

HZ

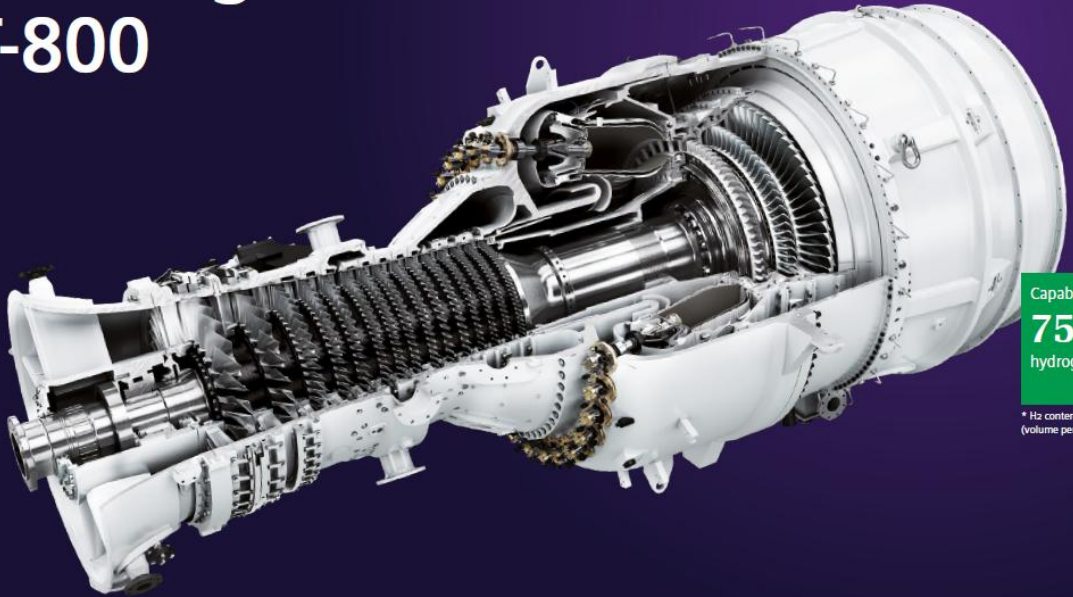
With up to 95% assembly in the factory, the LM2500XPRESS was created for speed and simplicity. The LM2500XPRESS comes pre-packaged in 10 simplified modules for easy installation and features 27 electrical interconnects vs. 130+ for a traditional plant, as well as greatly reduced mechanical interconnects. Module systems flushing is completed at the factory, so customers don't need to flush on-site. For customers who need power in days, not weeks, the LM2500XPRESS package can be installed in about 14 days by 20 people. Its plug and play nature lets you get power to the grid quickly and efficiently, or provides industrial companies the ability to get up and running fast.



La más vendida de GE para centros de datos

Serie aeroderivada de Siemens con datos públicos

Industrial gas turbine SGT-800



Capable to burn
75%*
hydrogen

* H₂ content in natural gas (volume percent)

		45 MW	50 MW	56 MW	57 MW	62 MW
Gross efficiency	%	38.4	39.4	39.5	40.1	41.1
Heat rate	kJ/kWh	9,381	9,147	9,123	8,970	8,759
Turbine speed	rpm	6,600	6,600	6,600	6,600	6,600
Pressure ratio		18.3:1	19.8:1	22.0:1	22.0:1	21.1:1
Exhaust mass flow	kg/s	115.1	124.7	137.7	136.6	135.5
Exhaust temperature	°C	574	560	564	565	596

NOTE: All performance values are based on standard design, ISO ambient conditions and natural gas fuel. No intake or exhaust loss.

PERFILES DE USO

GRID (almacenamiento para la red)

- Consumo valle del DC de 124 MW.
- En las horas solares se toma electricidad de la red para el almacenamiento.
- Durante las horas de descarga se exporta electricidad a la red.
- Punto de acceso: 6 h consumo; 11 h exporta.

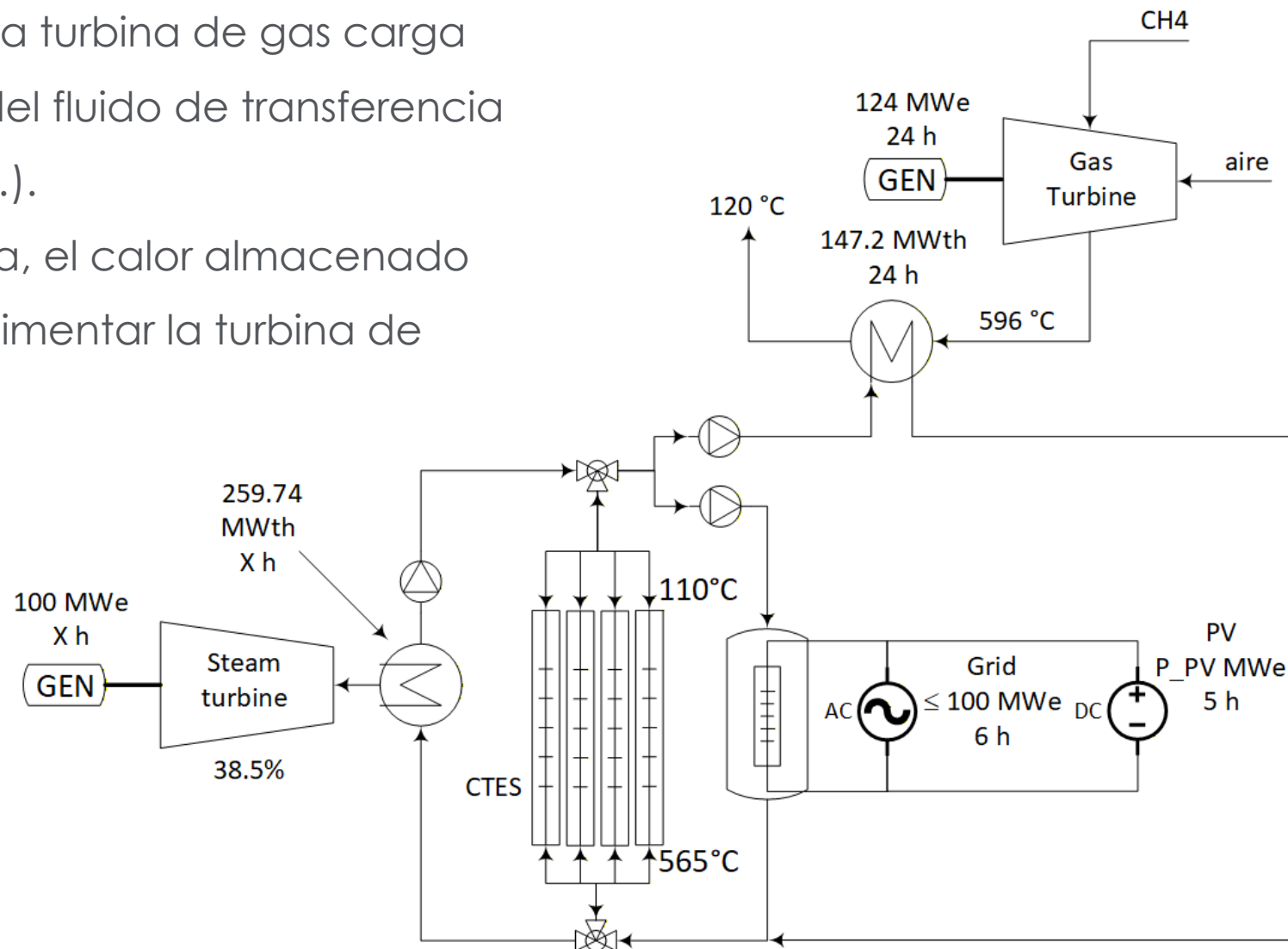
VRE (integración en red de renovables locales)

- Consumo valle del DC de 124 MW.
- En las horas solares se toma poca electricidad de la red para el almacenamiento. La PV local carga principalmente el almacenamiento.
- Durante las horas de descarga se exporta electricidad a la red.
- Punto de acceso: 6 h consumo; 16 h exporta.

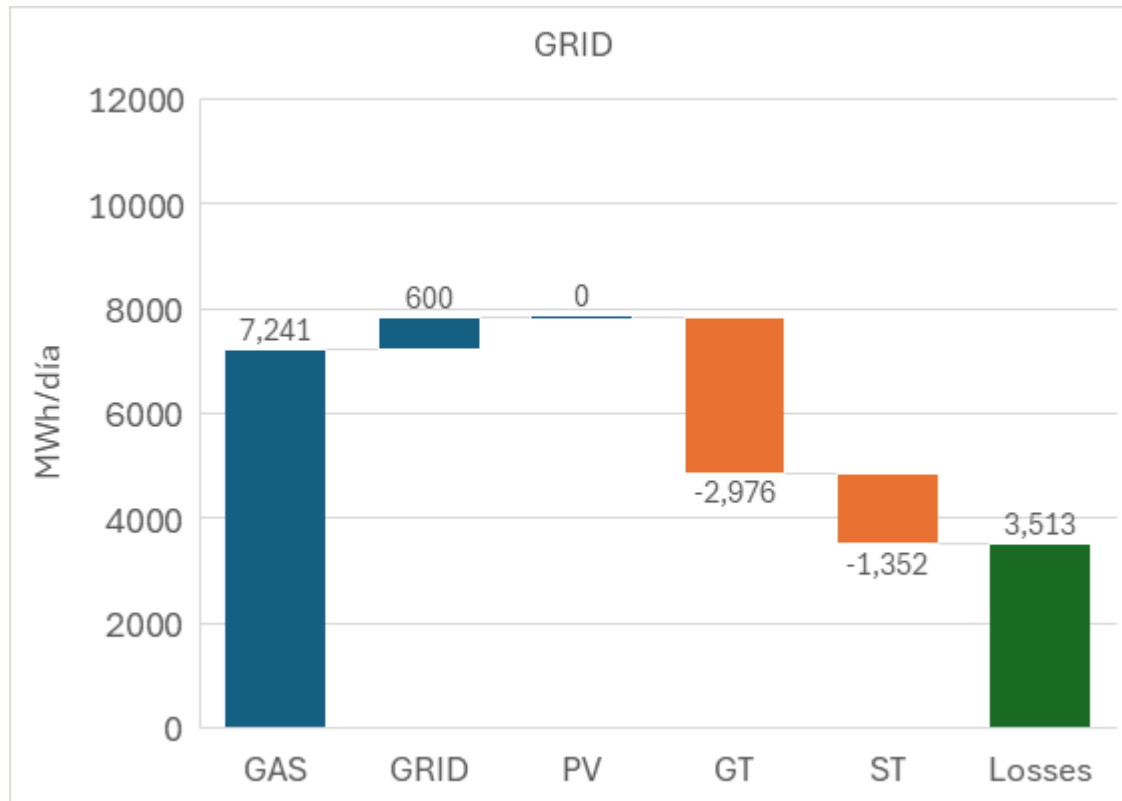
OFF-GRID (operación en isla del DC)

- Consumo valle del DC de 224 MW.
- En las horas solares la PV local carga el almacenamiento.
- El DC consume toda la descarga.
- Punto de acceso: No hay.

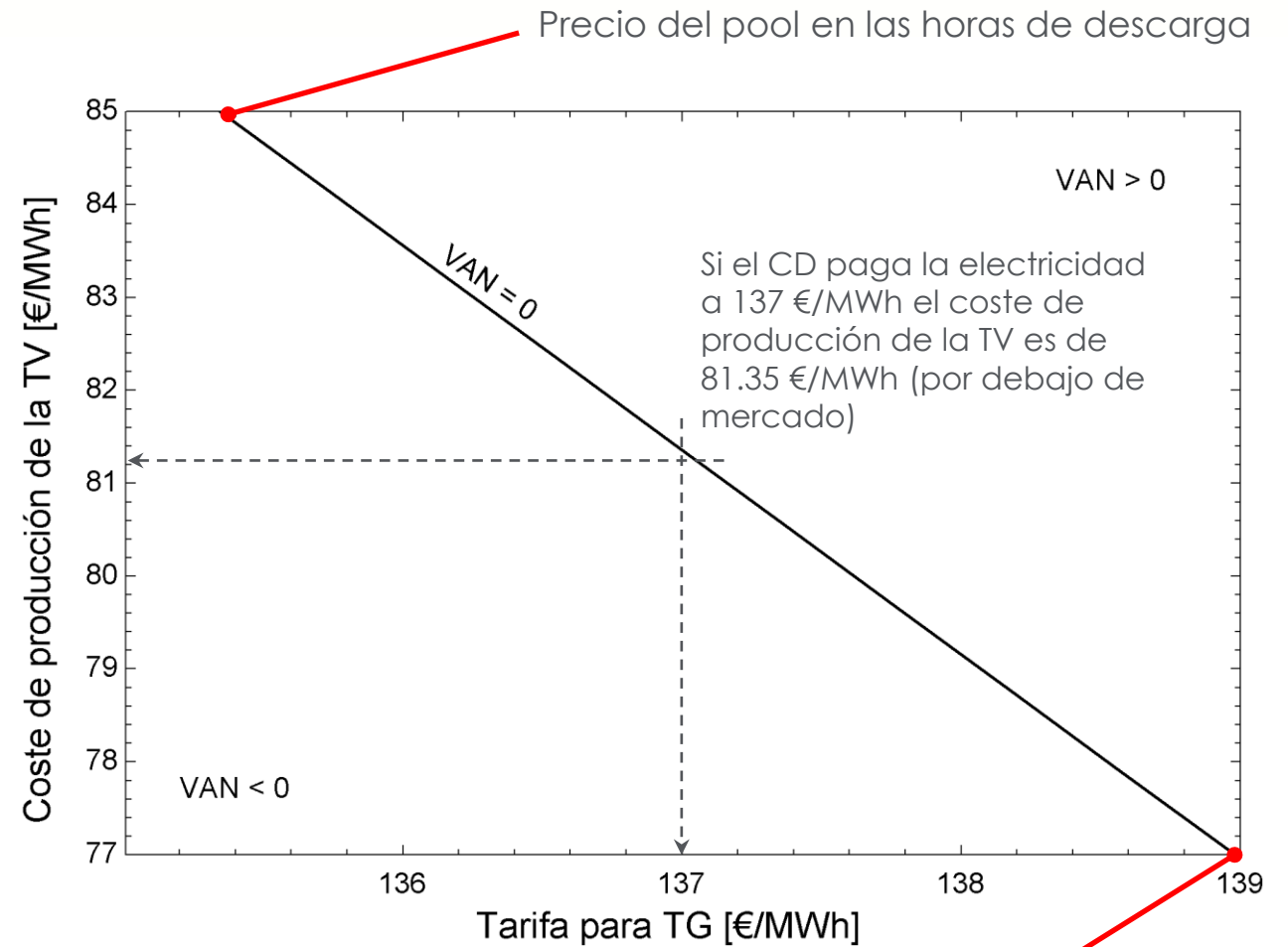
- El calor residual de la turbina de gas carga el bloque a través del fluido de transferencia térmica (aire, CO_2 ...).
- Durante la descarga, el calor almacenado se recupera para alimentar la turbina de vapor.



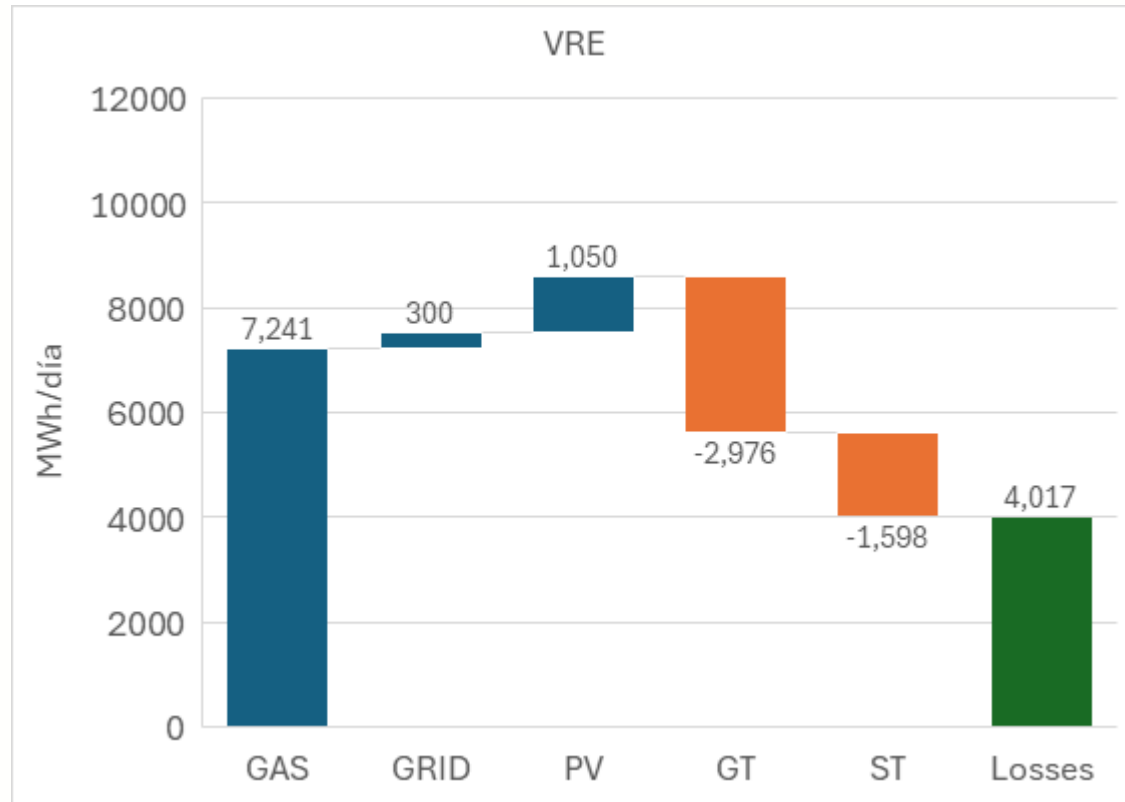
Perfil GRID



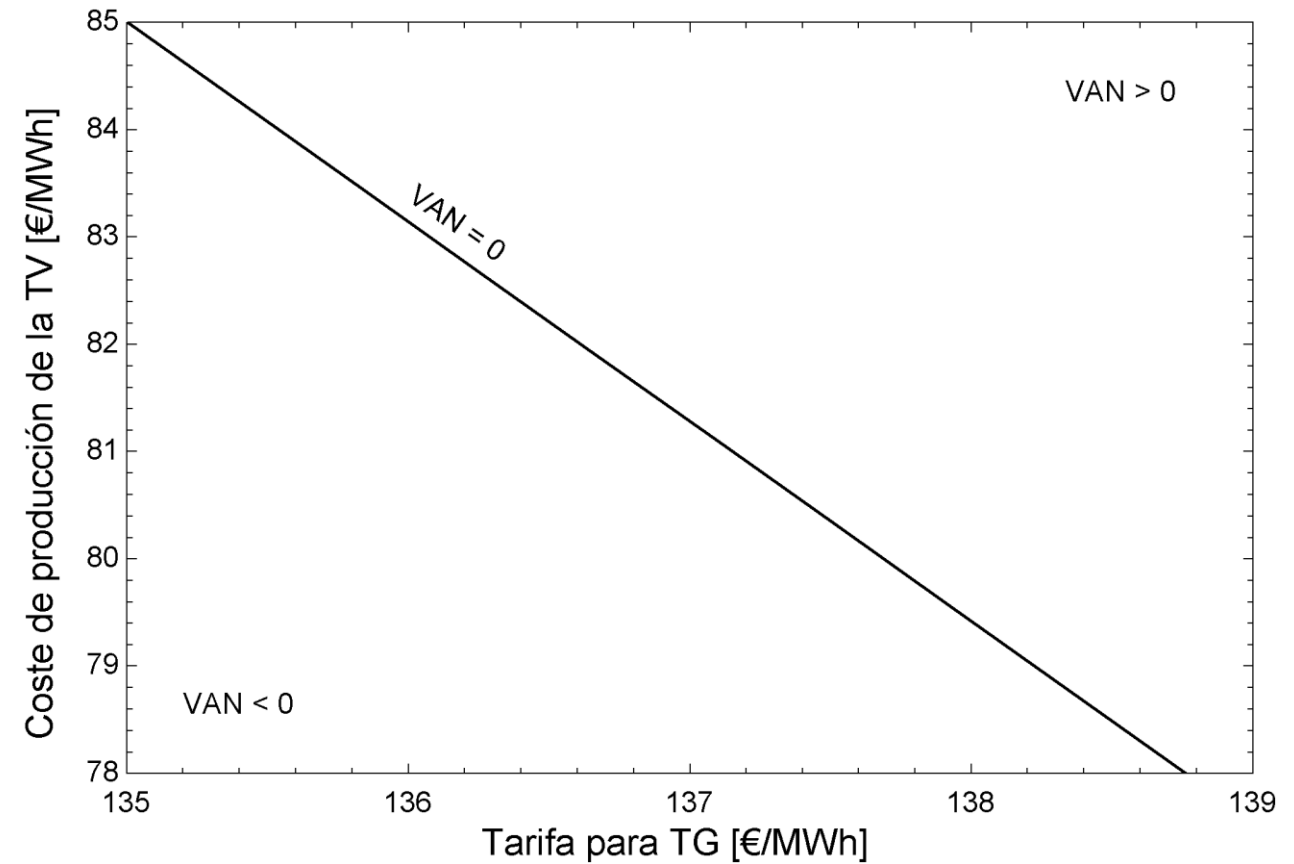
$$RTE = \frac{1352}{600} = 225.4\%$$



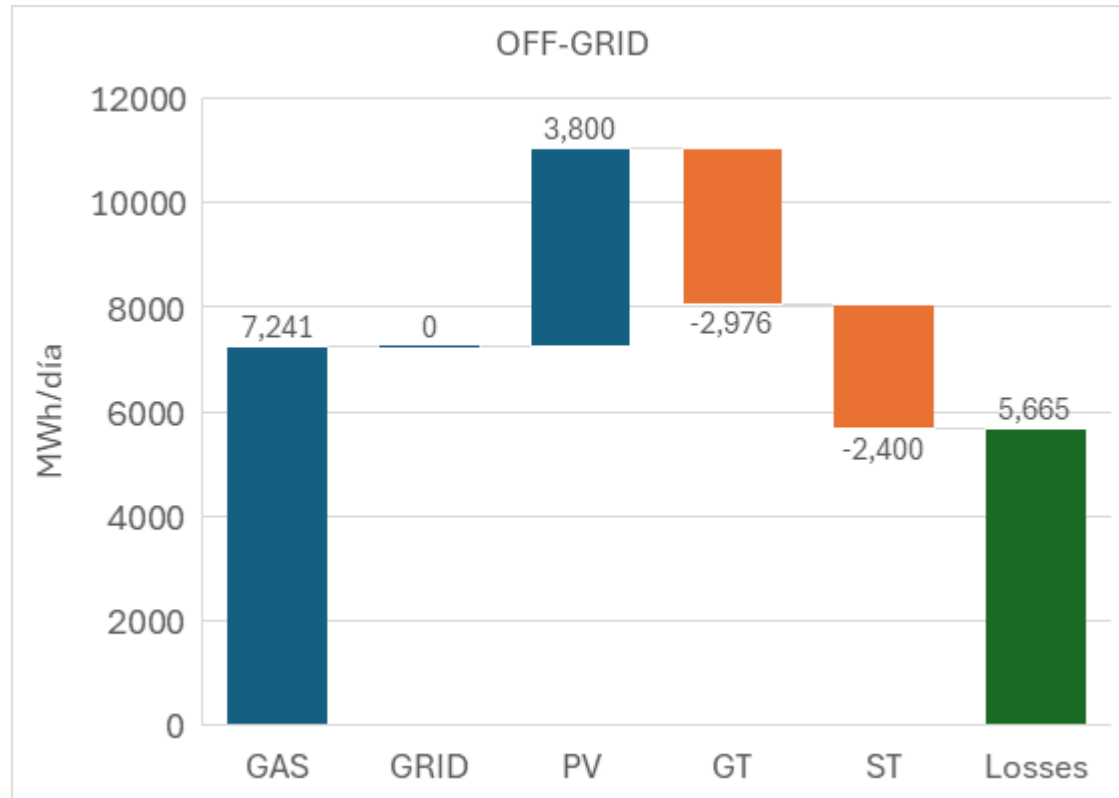
Perfil VRE



$$RTE = \frac{1598}{300 + 1050} = 118.4\%$$



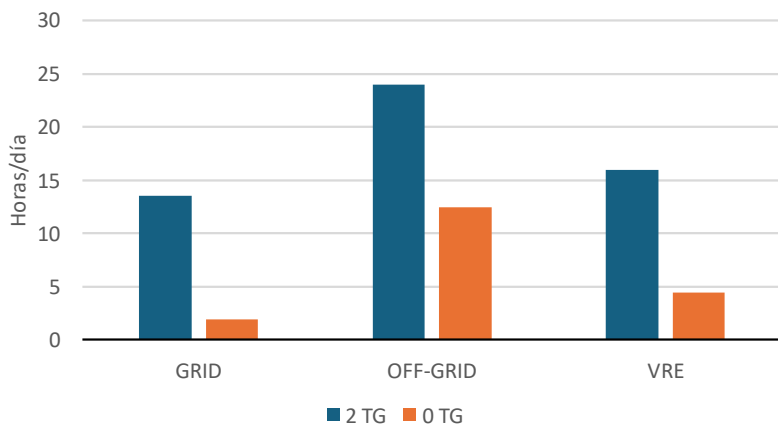
Perfil OFF-GRID



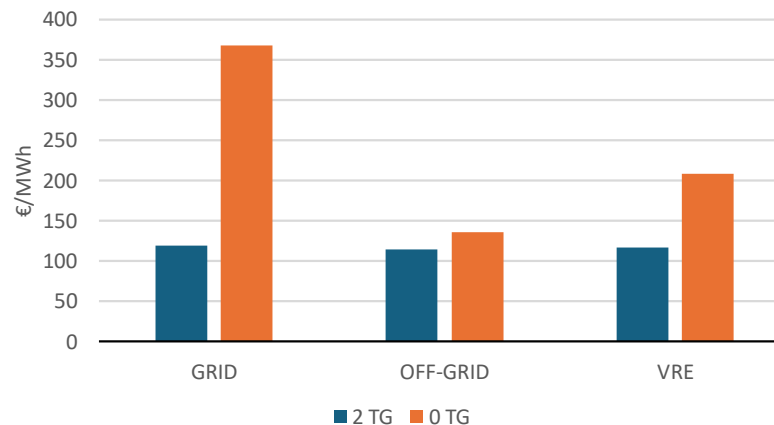
$$LCOE = 114.4 \text{ €/MWh}$$

$$RTE = \frac{2400}{3800} = 63.2 \%$$

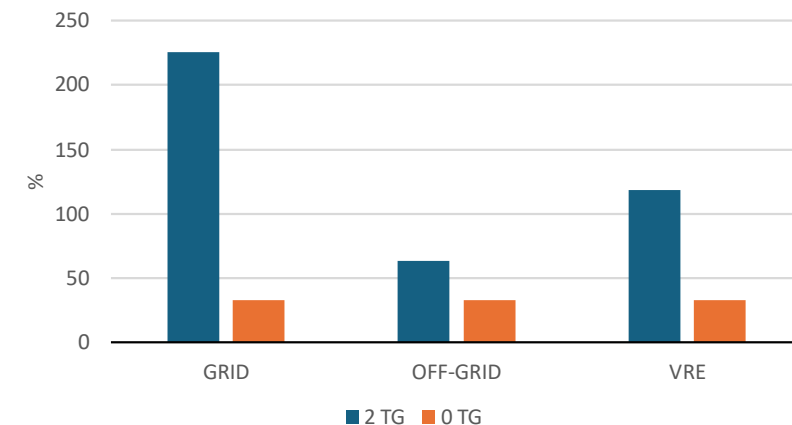
Horas de descarga



LCOE



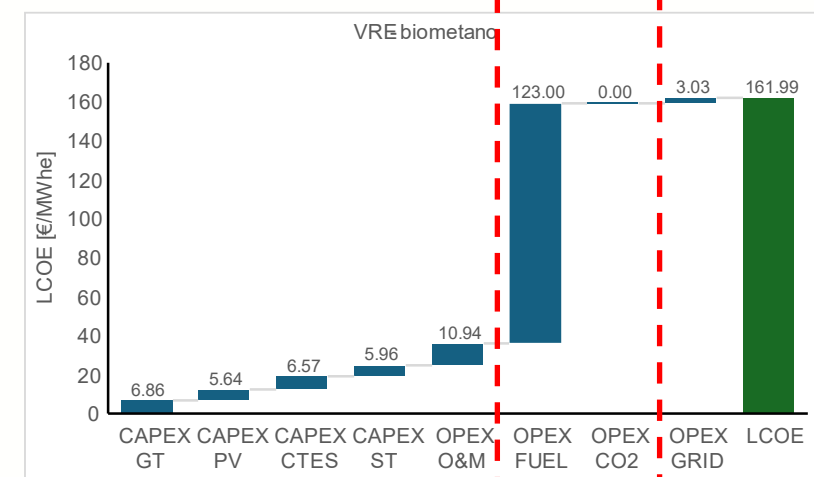
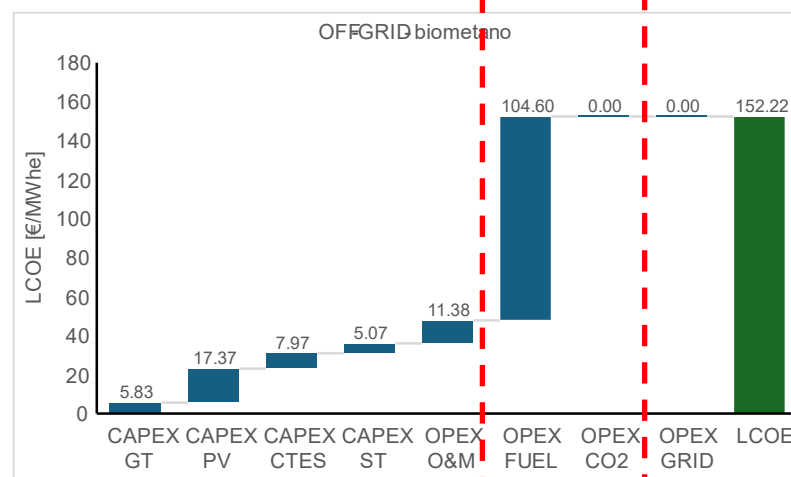
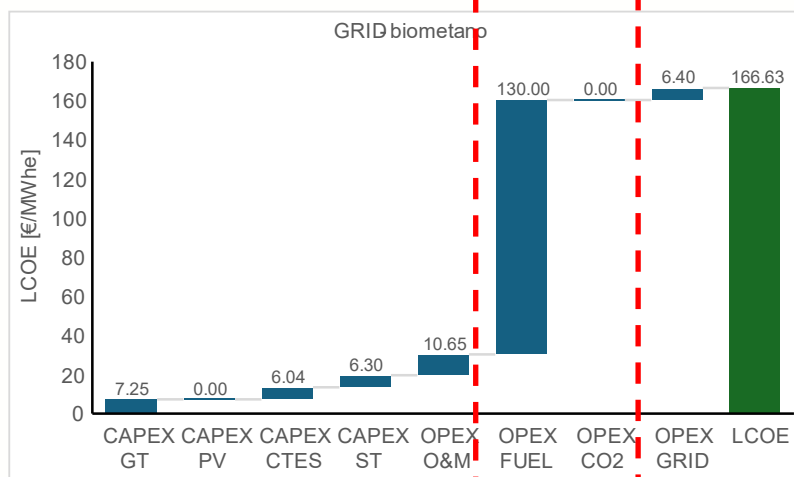
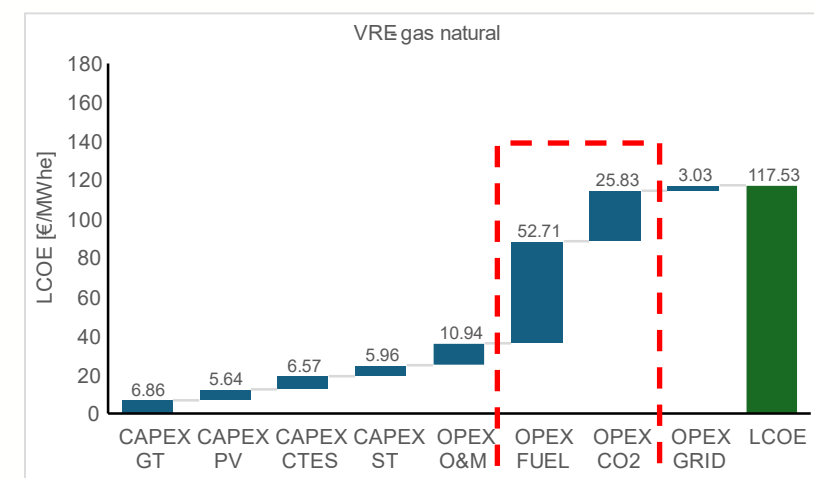
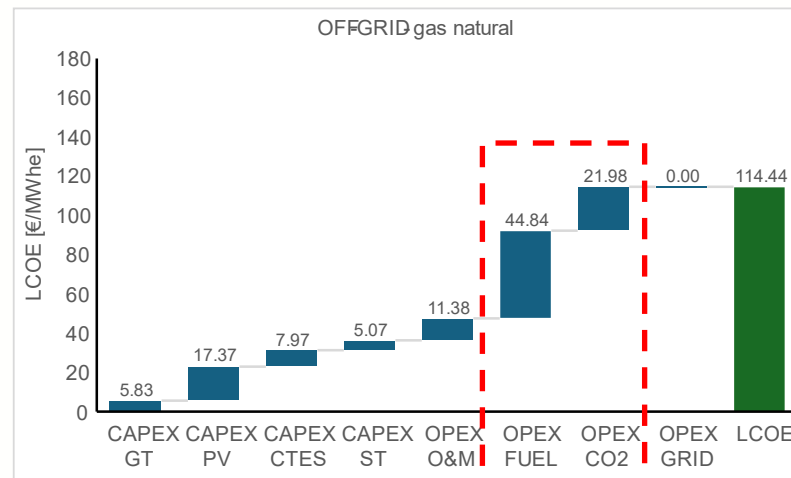
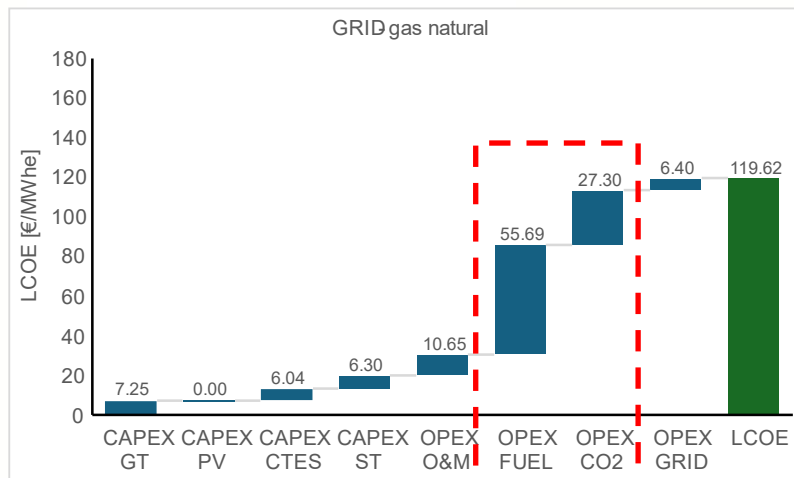
RTE



- La recuperación del calor residual de la TG permite:
 - Aumentar las horas de descarga
 - Reducir los costes
 - Aumentar la *round-trip-efficiency* (RTE)
- El perfil GRID es el que más se ve potenciado por la recuperación del calor residual de la TG
- El LCOE del perfil OFF-GRID podría ser razonable sin TG, pero la potencia instalada de EERR sería excesiva, sólo apta para DC pequeños

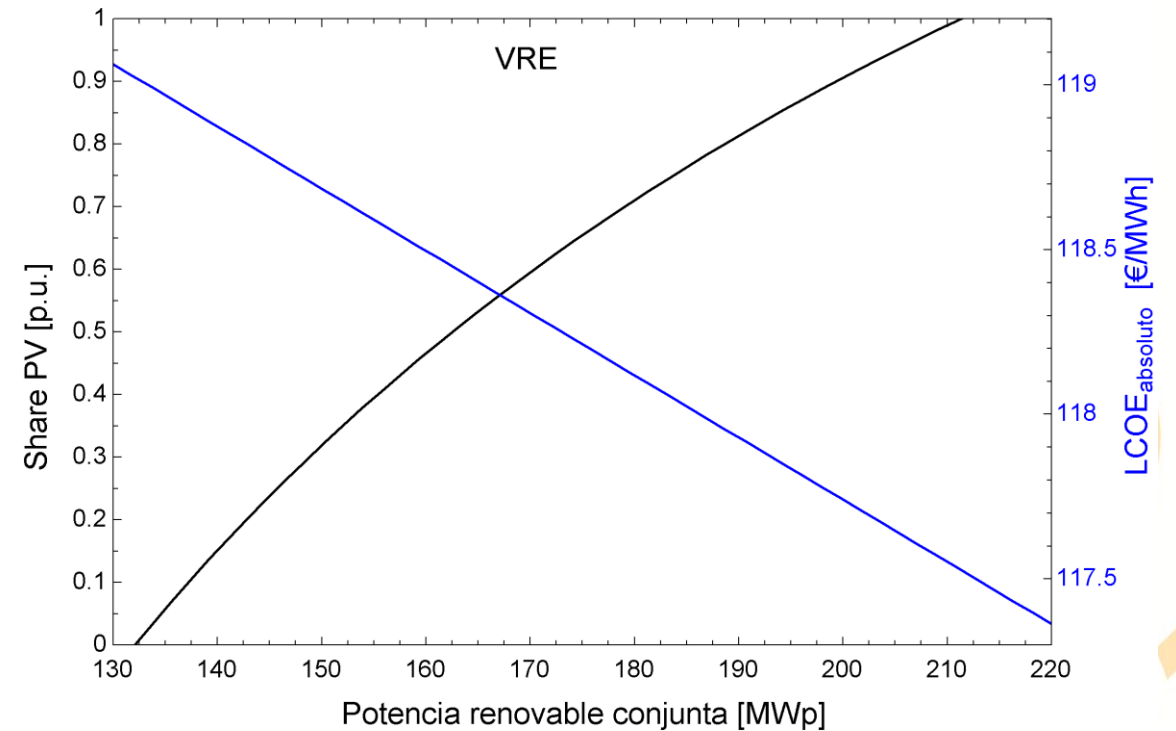
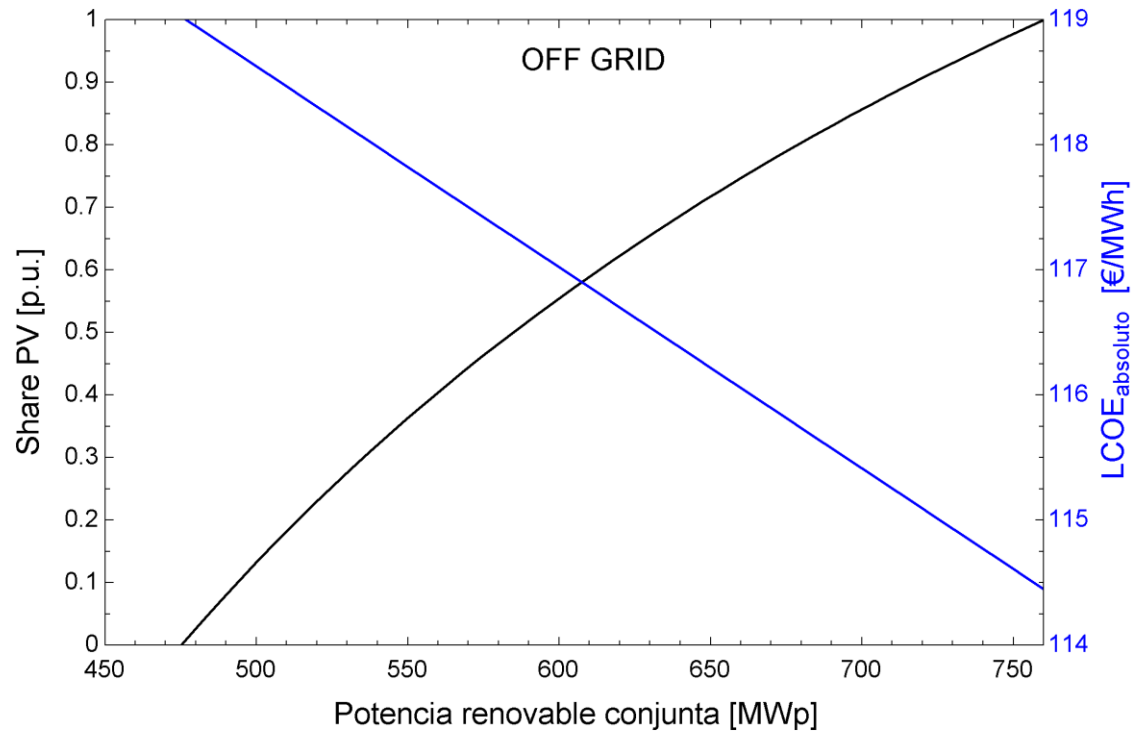


¿REEMPALZAMOS EL GAS POR BIOMETANO?



- Tarifa biometano: 70 €/MWh-PCS
- Consumo anual de metano: 2933 GWh-PCS

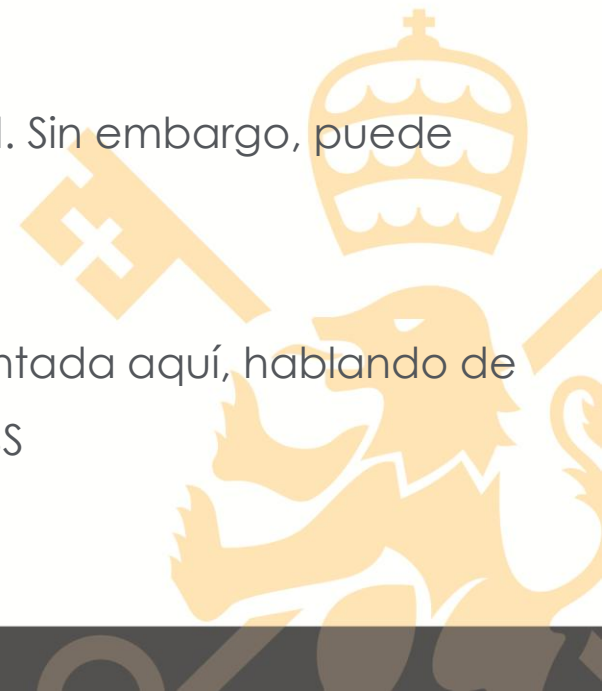
- La inclusión de energía eólica aumenta ligeramente el LCOE pero reduce considerablemente la potencia instalada.



- En [este artículo divulgativo](#) se explica la configuración GRID.
- Se han valorado tres perfiles de uso:
 - GRID: brinda integración de vertidos y capacidad del centro de datos ≈ 124 MWe
 - OFF-GRID: permite funcionamiento en isla del centro de datos (≈ 224 MWe), requiriendo elevado recurso renovable
 - VRE: permite integrar renovables existentes aprovechando la infraestructura de un centro de datos (≈ 124 MWe)
- Los costes de la electricidad producida son comparables en todas las configuraciones: 115 a 120 €/MWh
- La TG permite:
 - GRID y VRE: aumentar mucho las horas de descarga
 - OFF-GRID: el efecto es el menor de los tres perfiles, pero reduce mucho la potencia renovable instalada para lograr 24 horas de descarga
- La inclusión de energía eólica permite reducir la potencia instalada, aumentando algo los costes



- La inclusión de la TG es lo más conflictivo en España. Sin embargo:
 - Es difícil alimentar hiperescalares sin recurrir a contribución de TG
 - Se puede lograr hacer 100% renovable si se usa biometano en vez de gas natural, pero el LCOE aumenta debido al mayor coste del biometano (70 €/MWh-PCS), aunque la supresión de la tasa de CO₂ ayuda:
 - GRID: 167 €/MWh
 - OFF-GRID, 100% PV (760 MWp): 152 €/MWh
 - OFF-GRID, 50% PV (585 MWp PV & WF): 155 €/MWh
 - VRE, 100% PV: 162 €/MWh
 - Los costes no son excesivos, sobre todo teniendo en cuenta los servicios a la red. Sin embargo, puede haber problemas de disponibilidad de biometano (2.9 TWh/año)
 - El escenario OFF-GRID sería similar al planteado por [Warstila](#)
 - [AVK & Warstila proponen una solución basada en microrredes](#) similar a la presentada aquí, hablando de servicios a la red, aunque más orientado a demanda flexible y balance con BESS

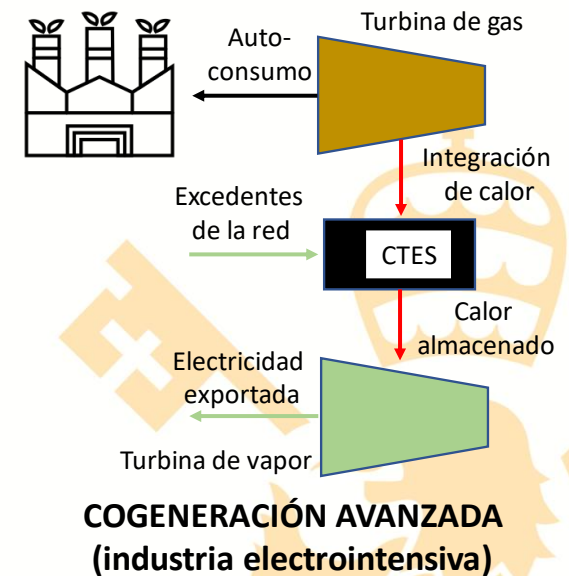
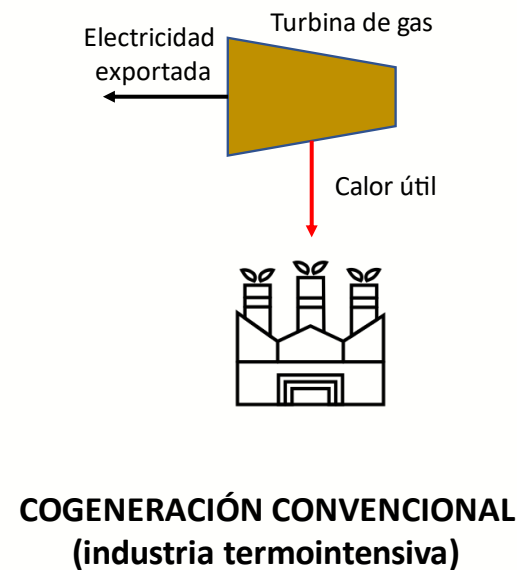


ALIMENTACIÓN DE UNA INDUSTRIA ELECTROINTENSIVA

Hacia una extensión del concepto de cogeneración



- El Centro de Datos se ha tomado como paradigma de demanda constante y elevada. Sin embargo, la propuesta es aplicable a otros sectores. En concreto, la industria electrointensiva puede ser beneficiaria del mismo, implicando ello una evolución del concepto de cogeneración. Los detalles se dan en [este artículo divulgativo](#).
- En una industria **TERMO**-intensiva el calor residual de la TG se recupera para suministrarle calor y la electricidad se exporta a la red, con un cierto nivel de autoconsumo
- En una industria **ELECTRO**-intensiva el perfil GRID permite que la electricidad de la TG la alimente en exclusiva (o a una microrred industrial) y el calor se emplee para almacenar energía de la red



Definición del REE en industrias termointensivas

- El rendimiento eléctrico equivalente (REE) compara:
 - Numerador: electricidad producida por la turbina de gas
 - Denominador: consumo de la turbina de gas descontando el gas que se emplearía en producir el calor útil que se recupera de la misma
 - La directiva europea [2023/2104 UE](#) establece los rendimientos de referencia para la producción separada de calor y electricidad con tecnologías eficientes

$$REE = \frac{E_{TG}}{\frac{E_{TG}}{0.411} - \frac{V}{0.9}}$$



Propuesta de definición del REE en industrias electrointensivas

- El rendimiento eléctrico equivalente (REE) compararía:
 - Numerador: electricidad NETA producida
 - Denominador: consumo de la turbina de gas descontando el gas que se emplearía en producir la electricidad exportada a la red por la turbina de vapor
 - La directiva europea [2023/2104 UE](#) establece los rendimientos de referencia para la producción separada de calor y electricidad con tecnologías eficientes

$$REE = \frac{E_{TG} + E_{TV} - E_{red}}{\frac{E_{TG}}{0.411} - \frac{E_{TV}}{0.53}}$$



Se redefine el concepto de cogeneración:

Combined Heat & Power CHP

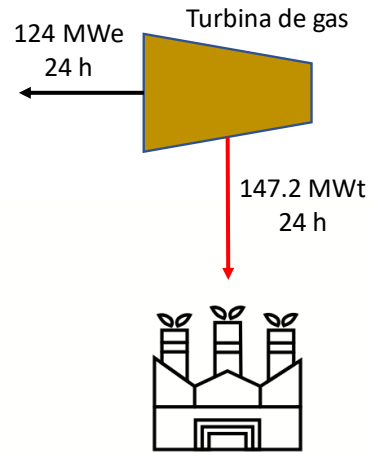
- Autoconsumo de una parte de la electricidad producida por el grupo cogenerador, exportando el resto.
- Consumo de todo el calor recuperable del grupo (situación ideal para maximizar la eficiencia).

$$REE = \frac{E_{TG}}{\frac{E_{TG}}{0.411} - \frac{V}{0.9}}$$

Combined Grid Storage & Power CGSP

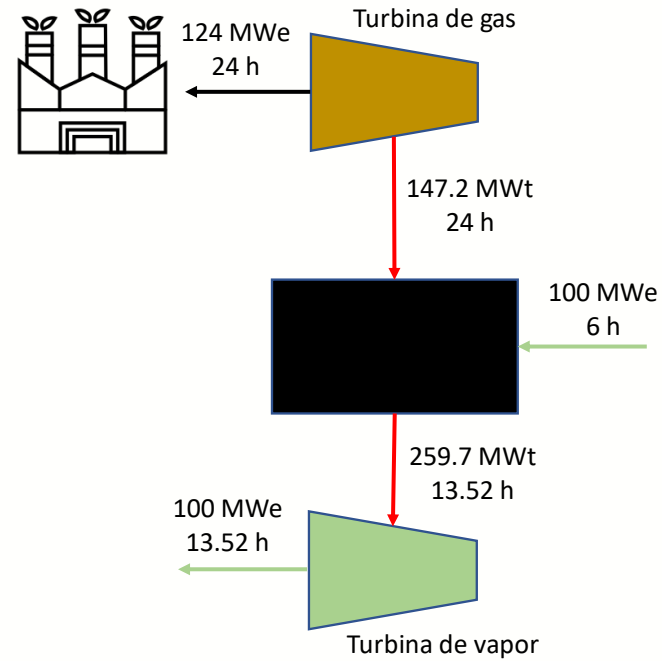
- Autoconsumo del 100% de la electricidad de la turbina de gas.
- El calor residual se recupera en dos fases:
 - Se envía el 100% del calor recuperable al almacén térmico.
 - En la fase de carga se consume electricidad de la red
 - En la fase de descarga se exporta electricidad a la red a través de la turbina de vapor
- De forma externa a la industria, pero dentro de la instalación cogeneradora estaría el punto de acceso eléctrico, por el que se tomarían los excedentes de red y se evacuaría la producción de la turbina de vapor.

$$REE = \frac{E_{TG} + E_{TV} - E_{red}}{\frac{E_{TG}}{0.411} - \frac{E_{TV}}{0.53}}$$



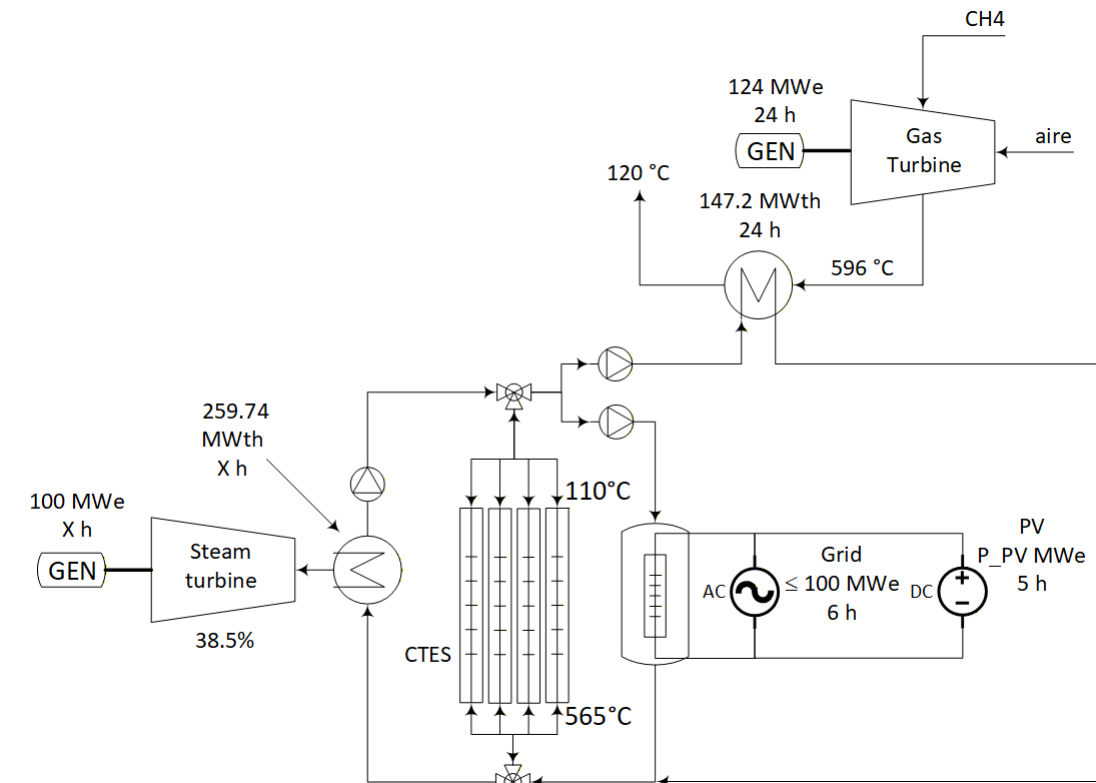
$$REE = \frac{2976}{\frac{2976}{0.411} - \frac{3523}{0.9}} = 89.47\%$$

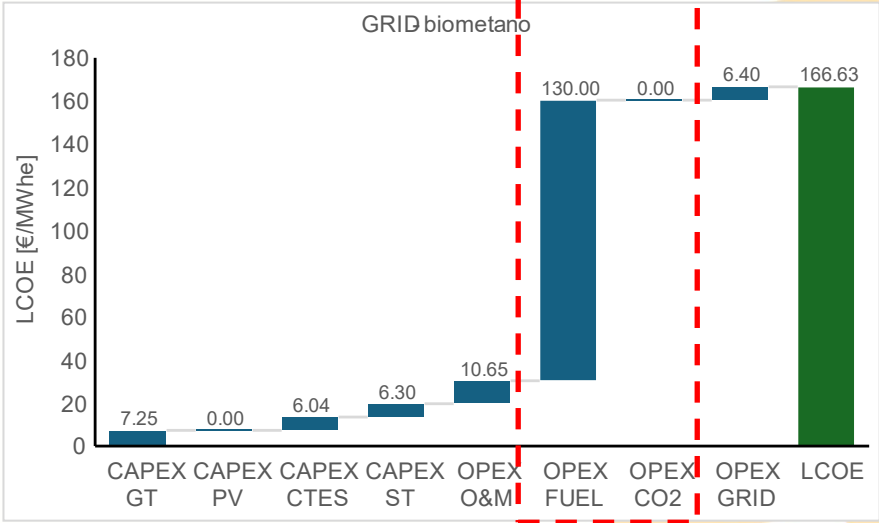
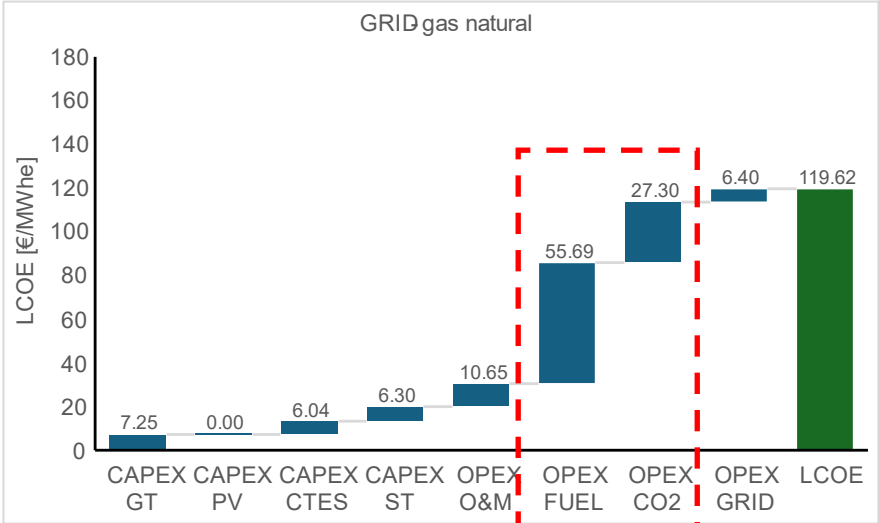
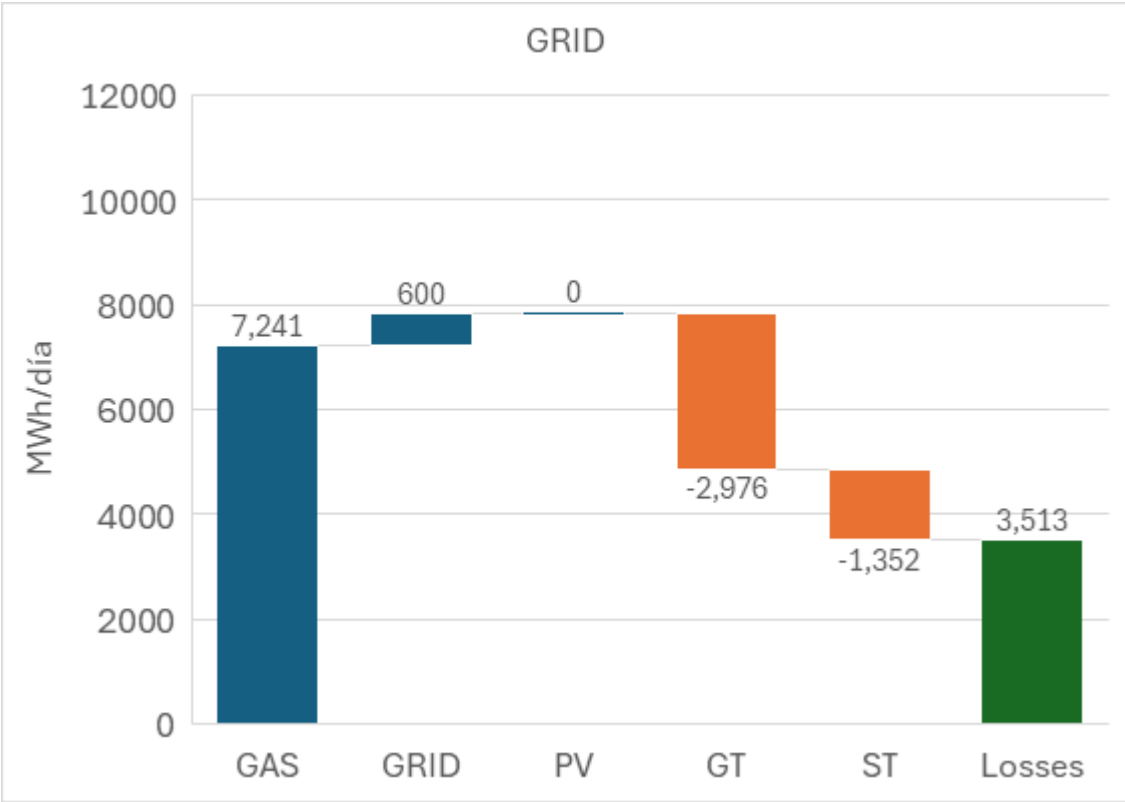
COGENERACIÓN CONVENCIONAL (CHP)
(industria termointensiva)



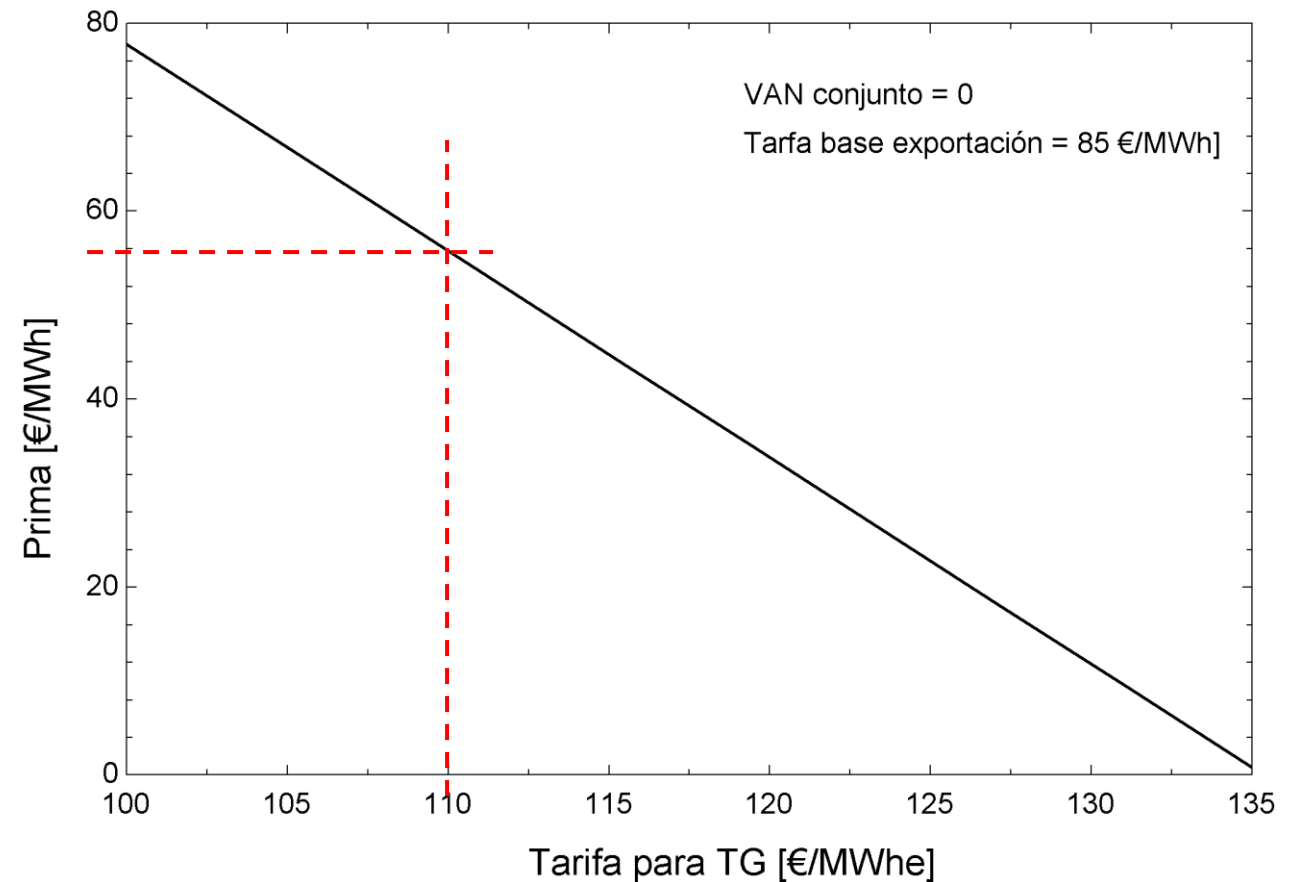
$$REE = \frac{2976 + 1352 - 600}{\frac{2976}{0.411} - \frac{1352}{0.53}} = 79.49$$

COGENERACIÓN AVANZADA (CGSP)
(industria electrointensiva)





- El LCOE mencionado incluye tanto la operación de la turbina de gas como del sistema de almacenamiento.
- Separación en dos servicios:
 - Tarifa para la industria (TG)
 - Tarifa para exportación a red (TV)
 - VAN del conjunto = 0 ($wacc = 7.5\%$)
 - Se establece una prima a la exportación a red sobre el precio de mercado ($\approx 85 \text{ €/MWh}$) para poder reducir la tarifa a la industria respecto a su LCOE real
- La prima sería una alternativa al bonus actual de las industrias electrointensivas, de modo que en lugar de compensarles los altos costes de la electricidad atendiendo a la producción industrial se les pagaría mediante una prima por el servicio de almacenamiento para la red.



- Ejemplo:
 - Tarifa para la industria: 110 €/MWh
 - Prima a la electricidad exportada: 56 €/MWh, para que con los 85 €/MWh del mercado se alcance un VAN = 0

CONCLUSIONES

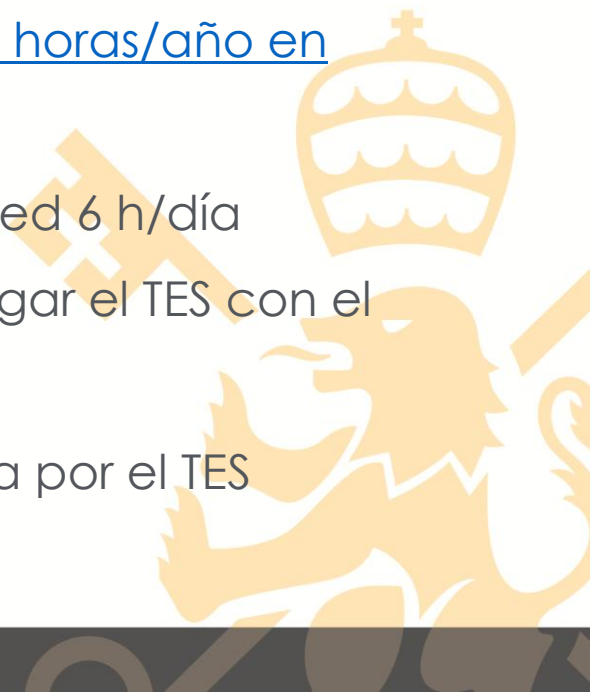
- El sistema permite extender el concepto de cogeneración a industrias electrointensivas
- El bonus para la industria se deriva del servicio a la red que presta
- El uso de gas natural queda justificado por el servicio a la red, pudiendo emplearse biometano



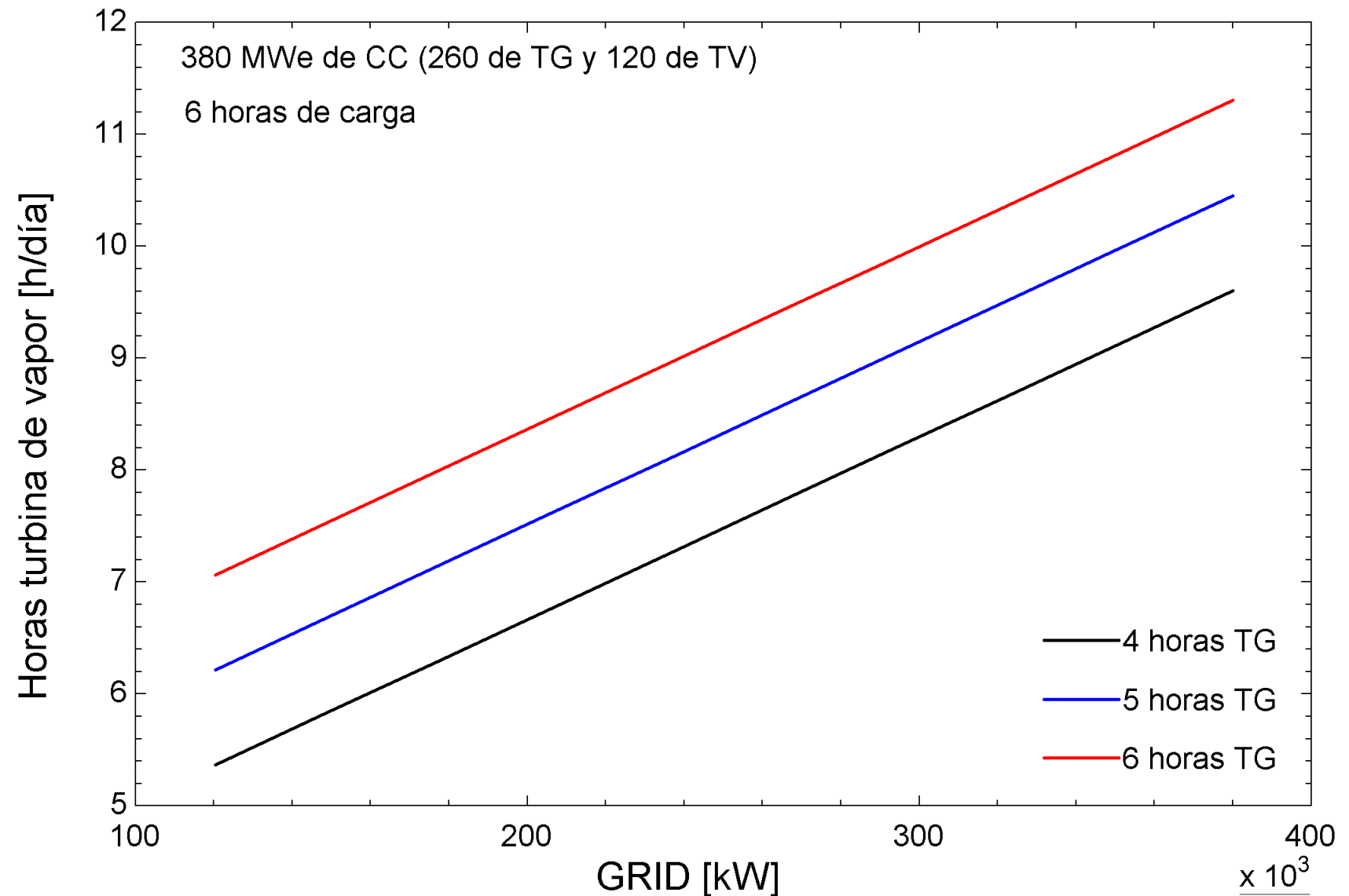
TRANSFORMACIÓN DE UN CICLO COMBINADO EN UN ALMACÉN DE ELECTRICIDAD

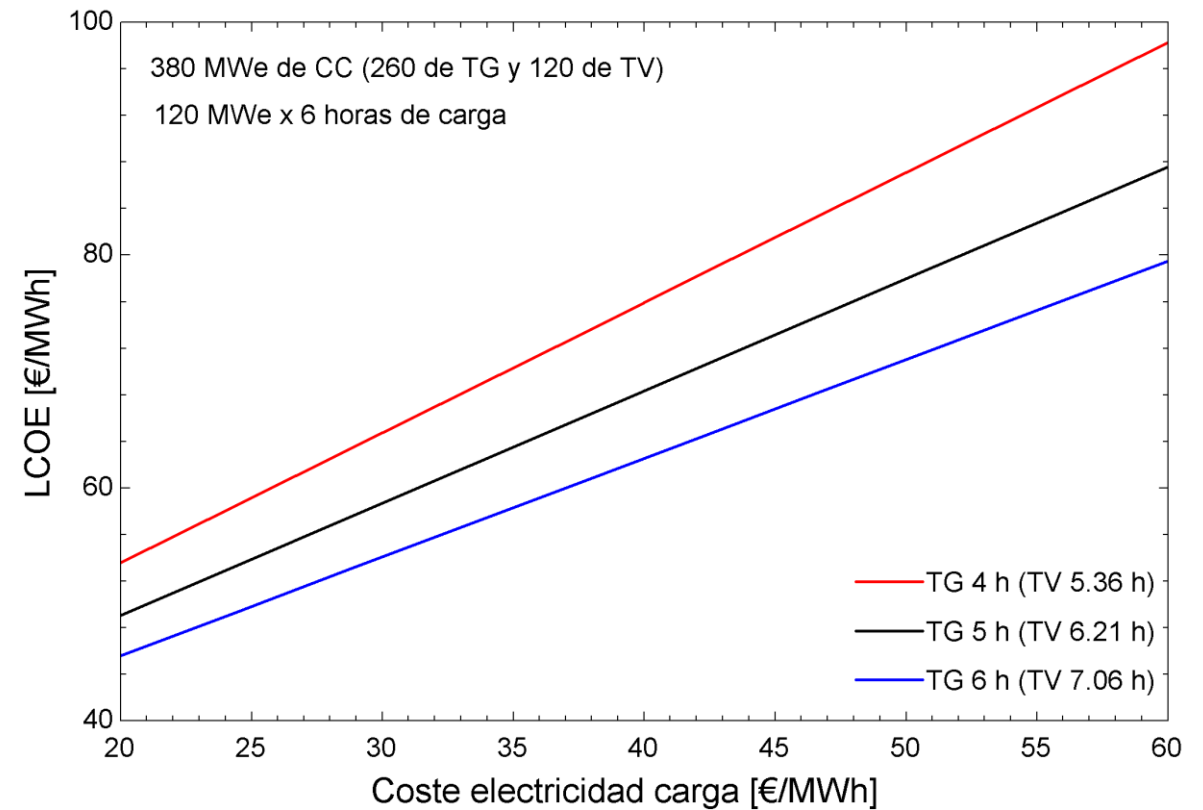
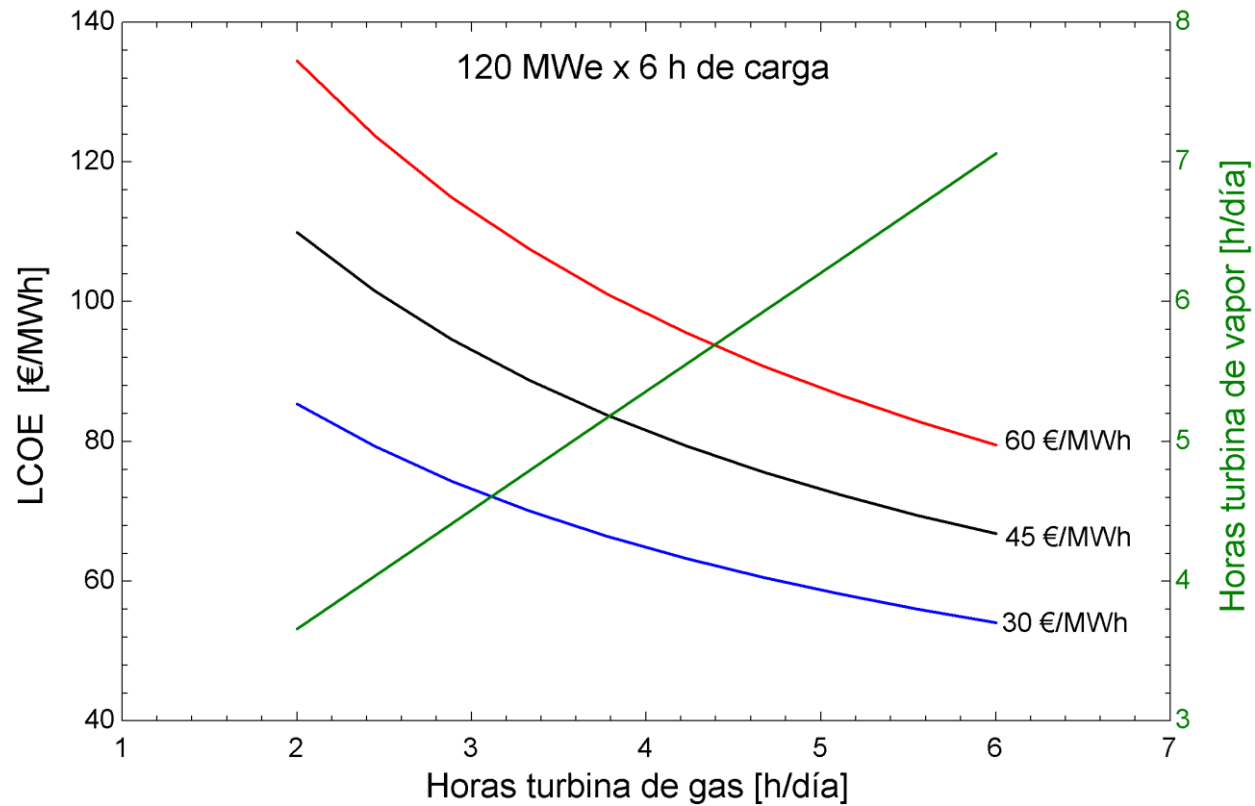


- El anterior sistema constituye un ciclo combinado donde la TV opera en diferido, y que está pensando (GRID & VRE) para que la TG satisfaga la demanda valle de un centro de datos 24/7
- Otra alternativa es tomar un ciclo combinado existente y realizar las siguientes modificaciones:
 - Intercalar almacenamiento entre los gases de la TG y el HRSG
 - Tener en cuenta la operativa actual de los ciclos combinados ([1362 horas/año en 2024](#))
 - Añadir una resistencia eléctrica y cargar el TES con excedentes de red 6 h/día
 - Exportar a red la electricidad de la TG durante 4 a 6 horas/día y cargar el TES con el calor de sus gases
 - Obtener las horas posibles de exportación a red de la TV alimentada por el TES

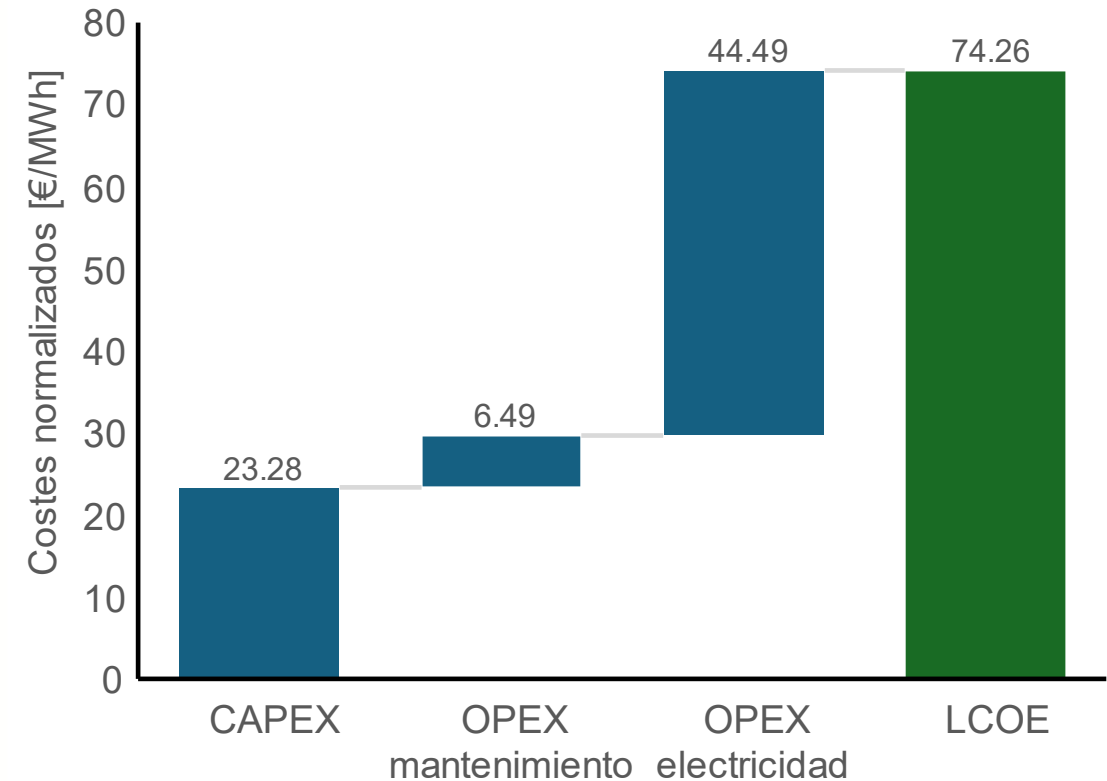


- Capacidad de acceso: 380 MW (ciclo combinado)
- 6 horas de carga + 4/5/6 horas de TG
- Operando 4 horas al día la TG requeriría 380 MWe de resistencia eléctrica para tener una descarga de 9.6 horas
- Operando 5 horas al día la TG requeriría 352 MWe de resistencia eléctrica para tener una descarga de 10 horas
- Operando 6 horas al día la TG requeriría 300 MWe de resistencia eléctrica para tener una descarga de 10 horas

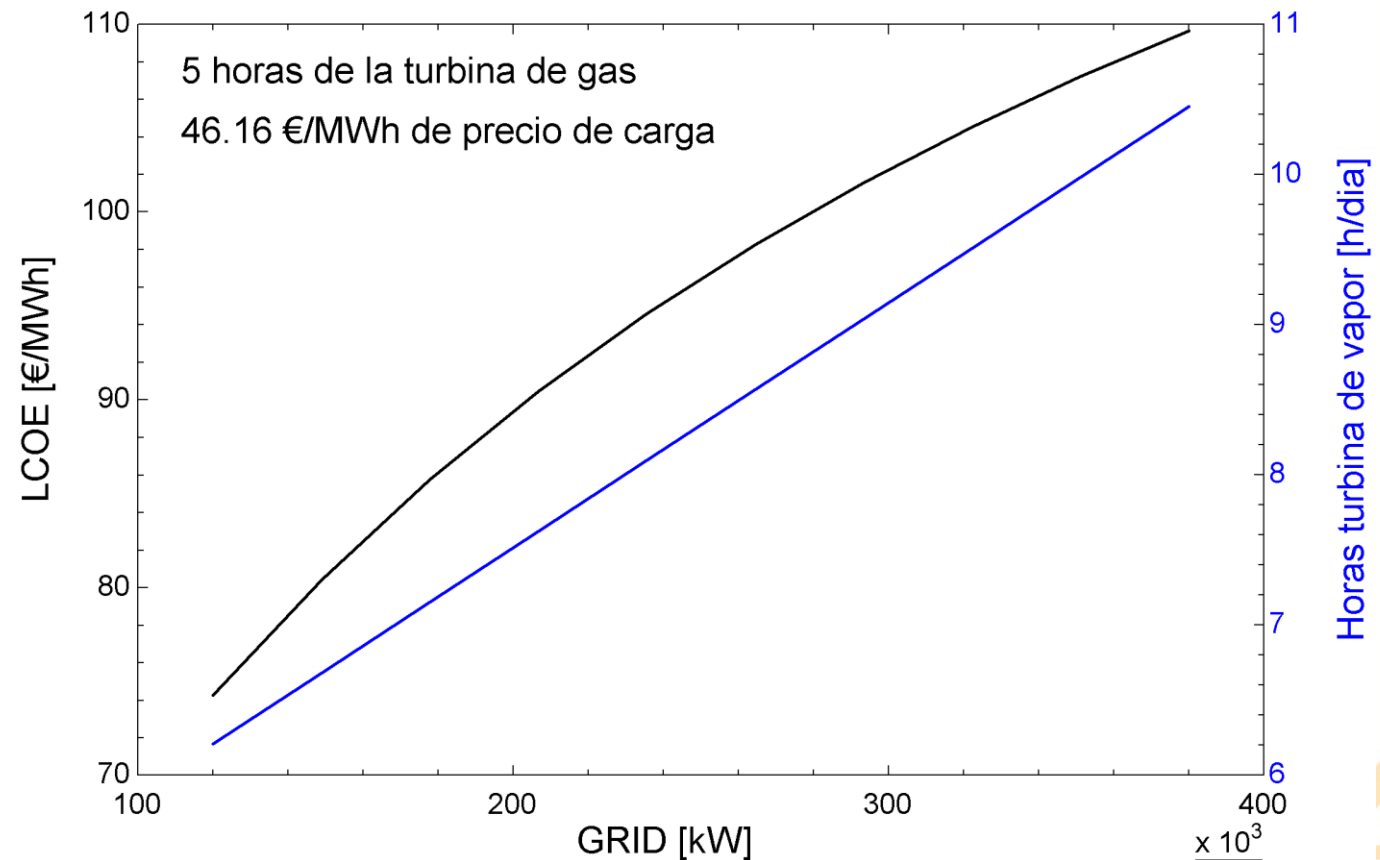




- Resistencia de 120 MW
- Tarifa de carga: 46.16 €/MWh
- 5 horas de TG
- Índices energéticos:
 - Electricidad tomada de la red: 720 MWh
 - Calor de los gases de escape: 1563 MWh
 - Electricidad descargada: 747.1 MWh
 - % electricidad red / descarga: 31.5%
 - RTE: 1.038 p.u.
 - Eficiencia: 52.34%
 - Horas de descarga: 6.21



- El caso anterior, con 120 MW de resistencia, se ha obtenido buscando contener el LCOE. Sin embargo, no da muchas horas de descarga. Se pueden obtener más horas con más potencia en la resistencia, si bien aumentan también los costes.
- Ejemplo: 350 MW de resistencia
 - 9.96 horas de descarga
 - LCOE = 107.1 €/MWh
 - 57.3% de la electricidad exportada procede de la red



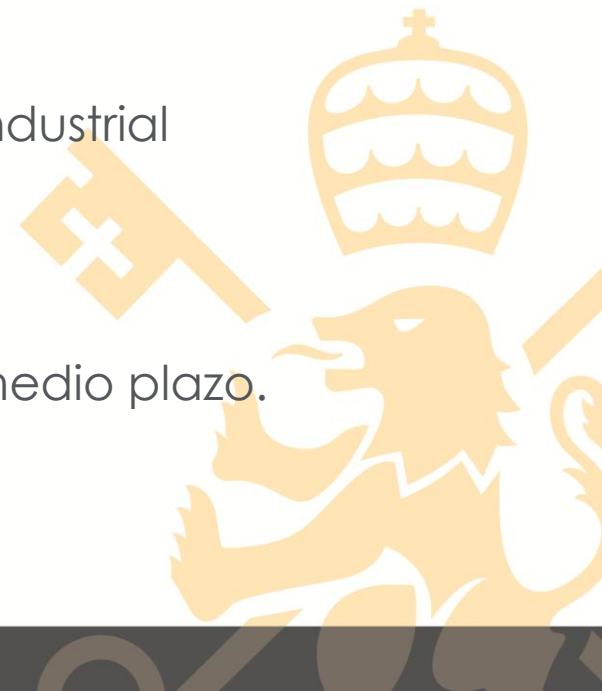
- Se pueden convertir los ciclos combinados actuales en baterías de larga duración (> 4 horas)
- La inversión necesaria es sólo el sistema de almacenamiento
- Se ha tomado para el CTES un diseño del DOE americano, el prototipo [FlexJoule](#) porque facilitan gran cantidad de datos en abierto, incluida una estimación económica. Incluyen una eficiencia del 85%, debida principalmente al movimiento del aire por los tubos. Otros diseños ([Brenmiller](#)) con resistencias embebidas podrían mejorar dicho rendimiento, pero no se dispone de información pública.
- En este [artículo divulgativo](#) se desarrolla la aplicación al CC



CONCLUSIONES FINALES



- El sistema eléctrico actual y al que nos encaminamos requiere almacenamiento
- El almacenamiento no puede ser sólo a base de BESS
- Los sistemas PHES presentan trabas medioambientales y de tiempo de construcción.
Son posibles algunas reutilizaciones de embalses, pero limitadas
- Los sistemas TES pueden ser un gran complemento, con menor huella y menor tiempo de construcción, incluso a veces reaprovechando infraestructuras:
 - Aprovechamiento de CSPs, integración PV/CSP
 - Desarrollo de HTHP, con aprovechamiento de tecnología para calor industrial
 - A medio/largo plazo: PTES
 - A corto plazo: ETES
 - Uso de gas: tecnología de transición, sustituible por biometano en el medio plazo.
Permite reutilizar infraestructuras existentes



EQUIPO INVESTIGADOR



El contenido de esta sesión ha sido posible gracias a las contribuciones del siguiente equipo:

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

- Profesores
 - José Ignacio Linares Hurtado
 - Eva Arenas Pinilla
 - José Rubén Pérez Domínguez
 - José Luis Becerra García
- Alumnos
 - Arturo Martín Colino
 - Ignacio Rico de Santiago

UNIVERSIDAD NACIONAL DE EDUCACIÓN A DISTANCIA

- Profesores
 - María José Montes Pita



GRACIAS POR SU ATENCIÓN

Turno de preguntas



Cursos de Verano UNED
XXXVII edición

linares@comillas.edu

comillas.edu

