

## ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

### **TRABAJO FIN DE GRADO**

ESTUDIO DE LA HIBRIDACIÓN DE CICLOS COMBINADOS CON SISTEMAS  
DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR AIRE COMPRIMIDO  
(COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE, CAES).

APLICACIÓN EN CANARIAS

**Autor:**

Ernesto Javier Cruz Guadalupe

**Tutor:**

Dr. D. Agustín Manuel Delgado Torres

**Septiembre 2022**



## ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

### **TRABAJO FIN DE GRADO**

ESTUDIO DE LA HIBRIDACIÓN DE CICLOS COMBINADOS CON SISTEMAS  
DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR AIRE COMPRIMIDO  
(COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE, CAES).

APLICACIÓN EN CANARIAS

### **ÍNDICE GENERAL**

**Autor:**

Ernesto Javier Cruz Guadalupe

**Tutor:**

Dr. D. Agustín Manuel Delgado Torres

**Septiembre 2022**

# Índice General

## Contenido

Índice General.....	i
Índice de Figuras .....	iii
Índice de Tablas .....	vii
Índice de Abreviaturas-Nomenclaturas.....	ix
Acrónimos .....	ix
Nomenclatura.....	x
Resumen .....	xiv
Abstract .....	xv
MEMORIA .....	2
1. Antecedentes.....	2
2. Objetivo .....	5
3. Marco Teórico.....	5
3.1. Historia de la Electricidad en Tenerife.....	5
3.2. Grupos de Generación Eléctrica Actuales en la Isla de Tenerife .....	10
3.3. Plan de Transición Energética de Canarias.....	14
3.4. Problemática del Sistema Eléctrico de Tenerife como Sistema Aislado.....	19
3.5. Principales Tecnologías para el Almacenamiento de la Energía.....	20
3.5.1. Bombeo Hidroeléctrico reversible.....	21
3.5.2. Almacenamiento Térmico.....	22
3.5.3. Volantes de Inercia.....	22
3.5.4. Baterías.....	23
3.5.5. Sistemas CAES .....	23
3.5.6. LAES.....	27
4. METODOLOGÍA.....	27
4.1. Software de Simulación: DWSIM.....	28
4.2. Ciclo Combinado N°2 de la Central Térmica de Granadilla.....	29
4.3. Funcionamiento del software DWSIM.....	31
4.4. Simbología .....	36
4.5. Modelado del Ciclo Combinado con DWSIM.....	38
4.5.1. Flujo másico .....	38
4.5.2. Flujo energético .....	38

---

4.5.3.	Turbina de gas.....	38
4.5.4.	Caldera de Recuperación (HRSG).....	42
4.5.5.	Ciclo de vapor.....	45
4.5.6.	Operadores Lógicos.....	47
4.6.	Comparación de Resultados de Ciclo Combinado con el estudio teórico.....	47
4.7.	Sistema CAES en DWSIM.....	48
4.8.	Limitaciones del DWSIM.....	54
5.	Análisis del Diseño del Sistema CAES.....	55
5.1.	Depósito Natural Bajo Tierra.....	59
5.2.	Diseño en Depósitos Artificiales.....	59
5.2.1.	Según la Carga.....	60
5.2.2.	Según la Descarga.....	63
5.2.3.	Therminol-VP1.....	70
6.	Resultados.....	88
6.1.	Hibridación CAES-GT.....	89
6.2.	Hibridación CAES-CC.....	95
6.3.	Reducción de los gases de efecto invernadero.....	101
7.	Conclusiones.....	105
7.1.	Conclusiones.....	105
7.2.	Conclusions.....	108
	Referencias.....	111
	Bibliografía.....	113

## Índice de Figuras

Figura 1. Emisiones de gases de efecto invernadero en la UE por sector [1].	2
Figura 2. Emisiones de gases de efecto invernadero en España por sector [2].	3
Figura 3. Vertidos de energía renovable [3].	3
Figura 4. Porcentaje de participación de las distintas fuentes y tecnologías en la cobertura de la demanda de energía eléctrica en términos de energía bruta, Canarias. Año 2020 [5].	4
Figura 5. Distribución porcentual por islas de la energía puesta en red en Canarias, año 2020 [5].	11
Figura 6. Estructura tecnológica del parque de generación en Canarias, por islas. Año 2020 [5].	12
Figura 7. Grupos de generación instalados en las centrales térmicas de Tenerife. Diciembre 2020 [5].	13
Figura 8. Porcentajes de participación de las distintas fuentes y tecnologías en la cobertura de la demanda de energía eléctrica en términos de energía bruta, por islas. Año 2020 [5].	13
Figura 9. Esquema del sistema energético propuesto por el PTEC para el año 2030 [7].	15
Figura 10. Esquema básico de las alternativas propuestas por el PTEC para el año 2030 [7].	16
Figura 11. Producción y almacenamiento de energía según las alternativas del PTEC [7].	17
Figura 12. Comparativa entre Alternativa 1 y 2 del PTEC [7].	18
Figura 13. Almacenamiento a Gran Escala en Canarias propuesto por el PTEC [7].	18
Figura 14. Almacenamiento a Gran Escala en Canarias propuesto por el PTEC [7].	19
Figura 15. Clasificación de las tecnología de almacenamiento energético [9].	21
Figura 16. Central hidroeléctrica reversible [10].	22
Figura 17. Esquema D-CAES [11].	25
Figura 18. Vista aérea de la planta CAES Huntorf, Alemania [12].	25
Figura 19. Esquema de un A-CAES [13].	26
Figura 20. Selección de los componentes con los que trabajar en DWSIM.	31

Figura 21. Selección de los paquetes de propiedades en DWSIM. ....	32
Figura 22. Selección de las unidades de las propiedades. ....	33
Figura 23. Área de creación del diagrama/instalación en DWSIM.....	33
Figura 24. Objetos para diseñar el diagrama/instalación en DWSIM.....	34
Figura 25. Panel de programación de las características de operación de un objeto. ....	35
Figura 26. Resolver la instalación diseñada en DWSIM.....	36
Figura 27. Turbina de gas modelada en DWSIM.....	39
Figura 28. Parámetros de cálculo del compresor de la Turbina de gas modelada en DWSIM.....	40
Figura 29. Programar las reacciones de combustión en DWSIM.....	41
Figura 30. Reacciones de combustión metano y etano en DWSIM. ....	42
Figura 31. Sobrecalentador de Alta Presión modelado en DWSIM. ....	43
Figura 32. Calentador para asegurar líquido saturado en la entrada del evaporador. ....	44
Figura 33. Separador gas-líquido en DWSIM para simular el calderín.....	45
Figura 34. HRSG de dos niveles de presión modelado en DWSIM.....	45
Figura 35. Ciclo de vapor del Ciclo Combinado en DWSIM. ....	46
Figura 36. Programación de las bombas en DWSIM. ....	46
Figura 37. Sistema CAES completo en DWSIM.....	49
Figura 38. Fase de carga del Sistema CAES en DWSIM.....	49
Figura 39. Fase de descarga del Sistema CAES. Hibridación CAES-CC en DWSIM. ....	50
Figura 40. Ubicación de “Análisis de Sensibilidad” en DWSIM. ....	50
Figura 41. “Análisis de Sensibilidad” nombres y variables independientes en DWSIM.....	51
Figura 42. “Análisis de Sensibilidad” variables dependientes en DWSIM.....	52
Figura 43. “Análisis de Sensibilidad” resultados en DWSIM.....	52
Figura 44. “Análisis de Sensibilidad” gráficas en DWSIM.....	53
Figura 45. Añadir Therminol-VP1 en DWSIM.....	54
Figura 46. Hibridación del sistema CAES con el Ciclo Combinado. <b>Fuente:</b> Elaboración Propia.....	57

Figura 47. Bifurcación del aporte del CAES a las dos turbinas de gas. ....	64
Figura 48. Evolución del volumen del recipiente según PSTmax y el % aporte del CAES.....	69
Figura 49. Evolución de la potencia del tren de compresión del CAES según PSTmax y el % aporte del CAES.....	70
Figura 50. Sistema CAES.....	72
Figura 51. Fase de carga del sistema CAES.....	73
Figura 52. Fase de descarga del sistema CAES. ....	74
Figura 53. TH-VP1 no usado en la fase de descarga del sistema CAES.....	77
Figura 54. Evolución del caudal másico de TH-VP1 en la carga del CAES según PSTmax y el % aporte del CAES.....	84
Figura 55. Temperatura de TH-VP1 en el tanque caliente tras la carga del CAES según PSTmax y el % aporte del CAES.....	85
Figura 56. Aporte de energía renovable en la fase de descarga del sistema CAES. ....	85
Figura 57. Aporte de Potencia de Energía Renovable para incrementar la temperatura del TH-VP1 a 390°C en la descarga del CAES según PSTmax y el % aporte del CAES.....	86
Figura 58. Diferencia entre el caudal másico de TH-VP1 en la carga y en la descarga del CAES según PSTmax y el % aporte del CAES. ....	86
Figura 59. Temperatura del aire a la entrada del Recuperador CAES en la descarga del CAES según PSTmax y el % aporte del CAES. ....	87
Figura 60. Inyección del aporte del CAES a las dos turbinas de gas.....	88
Figura 61. Hibridación CAES-GT: Potencia Neta y Consumo Específico de Combustible según el % de aporte del CAES.....	93
Figura 62. Rendimiento térmico de la hibridación CAES-GT según PSTmax y el % aporte del CAES.....	94
Figura 63. Amplificación del Rendimiento térmico de la hibridación CAES-GT según PSTmax y el % aporte del CAES.....	94
Figura 64. Hibridación CAES-CC: Potencia Neta y Consumo Específico de Combustible según el % de aporte del CAES.....	99
Figura 65. Rendimiento térmico de la hibridación CAES-CC según PSTmax y el % aporte del CAES.....	100
Figura 66. Amplificación del Rendimiento térmico de la hibridación CAES-CC según PSTmax y el % aporte del CAES.....	101

Figura 67. Hibridación CAES-CC: kgCO <sub>2</sub> emitidos por MW generado y potencia neta generada según el % de aporte del CAES.....	104
--	-----

## Índice de Tablas

Tabla 1. Parámetros teóricos del Ciclo Combinado N°2 de la Central Térmica de Granadilla a plena carga [17].	30
Tabla 2. Simbología DWSIM para modelar el CC en DWSIM.	36
Tabla 3. Comparación de los parámetros teóricos [17] con los obtenidos en DWSIM.	47
Tabla 4. Parámetros modificados de la turbina de gas en DWSIM.	48
Tabla 5. Parámetros termodinámicos del aire	59
Tabla 6. Parámetros de diseño del Sistema CAES según la carga.	60
Tabla 7. Resultados del diseño del sistema CAES según la carga	63
Tabla 8. Parámetros de diseño del sistema CAES según la descarga.	65
Tabla 9. Resultados de diseño del sistema CAES según la descarga con un aporte de de aire del 5% respecto del caudal de aire de las GTs.	66
Tabla 10. Resultados de diseño del sistema CAES según la descarga con un aporte de de aire del 10% respecto del caudal de aire de las GTs.	67
Tabla 11. Resultados de diseño del sistema CAES según la descarga con un aporte de de aire del 15% respecto del caudal de aire de las GTs.	67
Tabla 12. Resultados de diseño del sistema CAES según la descarga con un aporte de de aire del 20% respecto del caudal de aire de las GTs.	68
Tabla 13. Resultados de diseño del sistema CAES según la descarga con un aporte de de aire del 25% respecto del caudal de aire de las GTs.	68
Tabla 14. Resultados del circuito de TH-VP1 para la carga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 65 bar	78
Tabla 15. Resultados del circuito de TH-VP1 para la descarga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 65 bar.	79
Tabla 16. Resultados del circuito de TH-VP1 para la carga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 70 bar	80
Tabla 17. Resultados del circuito de TH-VP1 para la descarga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 70 bar.	81
Tabla 18. Resultados del circuito de TH-VP1 para la carga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 75 bar	82

---

Tabla 19. Resultados del circuito de TH-VP1 para la descarga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 75 bar.....	83
Tabla 20. Parámetros del combustible .....	91
Tabla 21. Resultados de la hibridación CAES-GT con una PSTmax= 65 bar.....	91
Tabla 22. Resultados de la hibridación CAES-GT con una PSTmax= 70 bar.....	91
Tabla 23. Resultados de la hibridación CAES-GT con una PSTmax= 75 bar.....	92
Tabla 24. Resultados del ciclo de vapor a plena carga .....	96
Tabla 25. Resultados de la hibridación CAES-CC con una PSTmax= 65 bar .....	97
Tabla 26. Resultados de la hibridación CAES-CC con una PSTmax= 70 bar .....	97
Tabla 27. Resultados de la hibridación CAES-CC con una PSTmax= 75 bar .....	98
Tabla 28. Resultados de kg de CO <sub>2</sub> por MWh generado de la hibridación CAES-CC.....	103

## Índice de Abreviaturas-Nomenclaturas

### Acrónimos

CAES	- Compressed Air Energy Storage
D-CAES	- Diabatic Compressed Air Energy Storage
A-CAES	- Adiabatic Compressed Air Energy Storage
ISO-CAES	- Isothermal Compressed Air Energy Storage
LAES	- Liquid Air Energy Storage
CC	- Ciclo Combinado
ER	- Energía Renovable
GT	- Gas Turbine (Turbina de Gas)
IGVs	- Inlet Guide Vanes (Álabes Guías de Entrada de Aire al Compresor de las Turbinas de Gas)
PTEC	- Plan de Transición Energética de Canarias
TH-VP1	- Therminol-VP1
ITC	- Intercooler
AFC	- Aftercooler
HRSG	- Caldera de Recuperación (Heat Recovery Steam Generator)
BAC	- Bomba Alimentación Caldera
BR	- Bomba Recuperación
BAP	- Bomba Alta Presión

TFG	- Trabajo Fin de Grado
GEI	- Gases de Efecto Invernadero
CAMPSA	- Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos, S.A
CEPSA	- Compañía Española de Petróleos, S.A.
UNELCO	- Unión Electric Co.
INI	- Instituto Nacional de Industria
ENDESA	- Empresa Nacional de Electricidad

## Nomenclatura

HP	: Horse Power
$P_{STmin}$ [bar]	: Presión mínima en el interior del recipiente
$P_{STmax}$ [bar]	: Presión máxima en el interior del recipiente
$r_{ctot}$	: Relación de compresión total del tren de compresión
$t_{ch}$ [h]	: Tiempo de fase de carga
$t_{dch}$ [h]	: Tiempo de fase de descarga
$T_{st}$ [°C]	: Temperatura en el interior del recipiente de almacenamiento de aire comprimido
N	: Número de etapas de compresión
$\eta_c$	: Rendimiento isoentrópico de los compresores CAES
$r_{ci}$	: Relación de compresión por etapa

$\dot{m}_{ch}$ [kg/s]	: Caudal másico de aire en la carga del CAES
$\dot{W}_{Ctot}$ [MW]	: Potencia total consumida por el tren de compresión CAES
$\dot{W}_{CtotS}$ [MW]	: Potencia total ideal consumida por el tren de compresión CAES.
$\dot{W}_{Ci}$ [MW]	: Potencia consumida por el compresor en la etapa "i" del CAES
$m_a$ [kg]	: Masa de aire almacenada en el recipiente del CAES
$R$ [J/kgK]	: Constante de gases ideales
$V$ [m <sup>3</sup> ]	: Volumen del recipiente de almacenamiento CAES
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	: Caudal másico de aire en la descarga del CAES
$\dot{m}_{aGC}$ [kg/s]	: Caudal másico de aire en el compresor de la GT
$\dot{m}_{a2GC}$ [kg/s]	: Caudal másico de aire en los dos compresores de las GTs
$\dot{Q}_{ch \rightarrow THVP1,i}$ [kW]	: Potencia térmica que el aire cede al TH-VP1 en el intercambiador de calor "i" en la fase de carga.
$T_{salida*AIRE,i}$ [°C]	: Temperatura de salida del aire en el intercambiador de calor "i"
$T_{entrada*AIRE,i}$ [°C]	: Temperatura de entrada del aire en el intercambiador de calor "i"
$\dot{Q}_{THVP1 \leftarrow ch,i}$ [kW]	: Potencia térmica que el TH-VP1 absorbe del aire en el intercambiador de calor "i"
$\dot{m}_{THVP1,i}$ [kg/s]	: Caudal másico de TH-VP1 en el intercambiador de calor "i"

$c_{pTHVP1}$ [kJ/kgK]	: Capacidad calorífica del TH-VP1
$T_{entrada*THVP1,i}$ [°C]	: Temperatura de entrada del TH-VP1 en el intercambiador de calor "i"
$T_{salida*THVP1,i}$ [°C]	: Temperatura de salida del TH-VP1 en el intercambiador de calor "i"
$\dot{Q}_{dch←THVP1,RC}$ [kW]	: Potencia térmica que el aire absorbe del TH-VP1 en el "Recuperador CAES" en la fase de descarga
$\dot{Q}_{THVP1,RC→dch}$ [kW]	: Potencia térmica que el TH-VP1 cede al aire en el "Recuperador CAES" en la fase de descarga
$\dot{W}_{GT}$ [MW]	: Potencia generada por la turbina de gas
$\dot{W}_{GC}$ [MW]	: Potencia consumida por el compresor de la turbina de gas
$\dot{W}_{netCAES-GT}$ [MW]	: Potencia neta generada por la turbina de gas en la hibridación CAES-GT.
SFC [g/kWh]	: Consumo específico de combustible (Specific Fuel Consumption)
$\dot{m}_f$ [kg/s]	: Caudal másico de combustible
$\eta_{CAES+GT}$ [%]	: Rendimiento térmico hibridación CAES-GT
PCI [kJ/kg]	: Poder Calorífico Inferior del combustible
$\dot{Q}_{ER}$ [MW]	: Potencia térmica de Energía Renovable necesaria para aumentar la temperatura de TH-VP1 a 390°C
$\dot{W}_{netCAES-CC}$ [MW]	: Potencia neta generada en la hibridación CAES-CC
$\dot{W}_{AP}$ [MW]	: Potencia generada por la turbina de vapor de Alta Presión

$\dot{W}_{BP}$ [MW]	: Potencia generada por la turbina de vapor de Baja Presión
$\dot{W}_{BAC}$ [MW]	: Potencia consumida por la bomba de alimentación caldera
$\dot{W}_{BR}$ [MW]	: Potencia consumida por la bomba de recuperación
$\dot{W}_{BAP}$ [MW]	: Potencia consumida por la bomba de alta presión
$\dot{W}_{net_{CV}}$ [MW]	: Potencia neta producida por el ciclo de vapor del CC
$m_f$ [kg]	: Kilogramos de combustible consumidos
$K$ [kg CO <sub>2</sub> /GJPCI]	: Factor de emisión de CO <sub>2</sub> de combustibles fósiles
kgCO <sub>2</sub> h	: Kilogramos de CO <sub>2</sub> emitidos
$\frac{kgCO_2}{MWh}$	: Kilogramos de CO <sub>2</sub> por MWh producido

## Resumen

Este Trabajo Fin de Grado (TFG) aborda el análisis y diseño de diferentes sistemas de Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido (CAES) para configurar una hibridación con uno de los ciclos combinados de la central térmica de Granadilla, Tenerife. Asimismo, se ha realizado un estudio energético de la hibridación del sistema de Almacenamiento por Aire Comprimido con la Turbina de Gas (CAES-GT) y con el Ciclo Combinado (CAES-CC).

La hibridación se ha planteado en el ciclo combinado N°2 de la central térmica de Granadilla. Para ello, se ha empleado el software de simulación de procesos químicos, DWSIM, para programar y simular el ciclo combinado (CC). Una vez se ha obtenido los cálculos del análisis del sistema CAES, se modela en DWSIM, junto al ciclo combinado, para hacer un análisis de sensibilidad a la hibridación y obtener los resultados del estudio energético.

Se ha realizado dos estudios de sistemas CAES (según la carga y según la descarga), con la idea de aprovechar los vertidos de energías renovables de la isla de Tenerife. De ellos se obtienen diferentes parámetros de funcionamiento, así como el volumen de almacenamiento del aire comprimido. El sistema CAES final elegido para la hibridación (según la descarga) aprovecha el calor de la compresión en la fase de carga para calentar el aire en la fase de descarga. Esto se consigue mediante el uso de un circuito de Therminol-VP1 (TH-VP1). No obstante, es necesario un aporte de energía renovable con el que incrementar la temperatura de este aceite sintético tras la fase de carga, para que el aire de descarga alcance la temperatura adecuada antes de entrar en la cámara de combustión de las turbinas de gas del ciclo combinado.

El principal efecto de la hibridación CAES-GT y CAES-CC, es el aumento de la potencia neta manteniendo el caudal másico de combustible de las turbinas de gas. En consecuencia, se disminuye tanto el consumo específico de combustible como la emisión de gases de efecto invernadero y aumenta el rendimiento de los ciclos.

Por tanto, se ha realizado un estudio de un sistema de almacenamiento de energía, que ayudaría a la integración de las energías renovables en Tenerife y mejoraría la seguridad del sistema eléctrico canario, aprovechando uno de los grupos de generación ya existente.

## Abstract

This Final Degree Project tackles with the analysis and design of different CAES systems to configure a hybridization with one of the combined cycles of the Granadilla thermal power plant, Tenerife. Likewise, an energetic study of the CAES-GT and CAES-CC hybridization has been carried out.

Hybridization has been proposed in combined cycle N°2 of the Granadilla thermal power plant. For this, the chemical process simulation software, DWSIM, has been used to program and simulate the combine cycle. Once the CAES system analysis calculations have been obtained, it's modeled in DWSIM, together with the combine cycle, to execute a hybridization sensitivity analysis and obtain the results of the energy study.

Two studies of CAES systems have been carried out (according to the charge and according to the discharge), with the idea of taking advantage of the surplus of renewable energies from the island of Tenerife. Different operating parameters are obtained from them, as well as the storage volume of the compressed air. The final CAES system chosen for hybridization (according to the discharge) harnesses the heat of the compression in the charge phase to heat the air in the discharge phase. This is achieved through the use of a Therminol-VP1 circuit, however, a contribution of renewable energy is necessary with which to increase the temperature of this synthetic oil after de charging phase, so that the discharge air reaches the right temperature, before injecting to the combustion chamber of the combined cycle gas turbines.

The main effect of CAES-GT and CAES-CC hybridization is the increase net power while maintaining the gas turbine's fuel mass flow rate. Consequently, the specific fuel consumption and the emission of the greenhouse gases are reduced and the performance of the cycles is increased.

Therefore, a study of an energy storage system has been carried out, which would help the integration of renewable energy in Tenerife and improve the security of the Canarian electricity system, taking advantage of one of the existing generation groups.

## ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

### **TRABAJO FIN DE GRADO**

ESTUDIO DE LA HIBRIDACIÓN DE CICLOS COMBINADOS CON SISTEMAS  
DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR AIRE COMPRIMIDO  
(COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE, CAES).

APLICACIÓN EN CANARIAS

### **MEMORIA**

**Autor:**

Ernesto Javier Cruz Guadalupe

**Tutor:**

Dr. D. Agustín Manuel Delgado Torres

**Septiembre 2022**

# MEMORIA

## 1. Antecedentes

Uno de los mayores retos del siglo XXI es frenar el cambio climático atribuido principalmente a la actividad humana, en especial, por el uso de combustible fósiles provocando una mayor concentración de gases de efecto invernadero. Estos gases emitidos a la atmósfera actúan de forma parecida al cristal de un invernadero: retienen el calor del sol e impiden que escape al espacio. El principal efecto del cambio climático es el calentamiento global, es decir, se produce un incremento de la temperatura media del planeta Tierra, causando fenómenos meteorológicos extremos, inundaciones más frecuentes, subida del nivel del mar, sequías e incendios forestales, acidificación de los océanos...

En la Unión Europea, el sector energético es el principal responsable de las emisiones de gases de efecto invernadero (Figura 1). En España, el sector de generación de energía eléctrica es el responsable del 11,8% de las emisiones de GEI (Figura 2), siendo la principal generadora de gases de efecto invernadero el sector del transporte. Para reducir la emisión de estos gases y frenar el cambio climático, se ha desarrollado e implementado tecnología de energías renovables (ERs).

Emisiones de gases de efecto invernadero en la UE por sector\* en 2019



Figura 1. Emisiones de gases de efecto invernadero en la UE por sector [1].

Las energías renovables son energías limpias, que utilizan los recursos naturales inagotables, como el sol, el viento o el agua para producir energía eléctrica, es decir, utilizan los recursos naturales capaces de renovarse ilimitadamente. Por tanto, al no utilizar combustibles fósiles, no emiten GEI. Además, al aprovechar los recursos naturales, fomenta la independencia

energética ya que disminuye la importación de recursos energéticos de otros países como el gas natural.

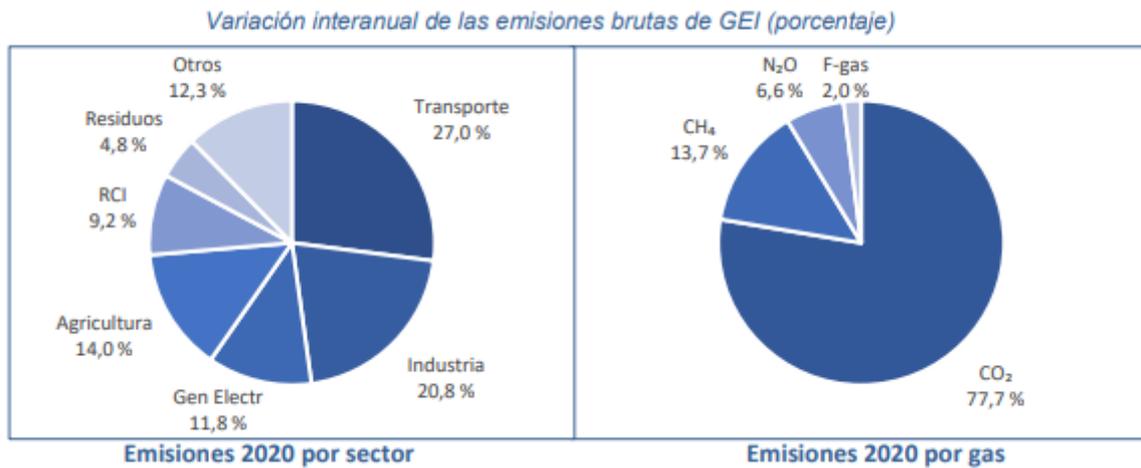


Figura 2. Emisiones de gases de efecto invernadero en España por sector [2].

Sin embargo, estas energías renovables tienen el inconveniente de que su funcionamiento dependen de las condiciones climáticas, por lo que se producen intermitencias en la producción de energía. Un ejemplo claro es la energía solar, en el que los días nublados afecta a su rendimiento y por la noche directamente no hay radiación solar. En consecuencia, la producción de electricidad a partir de estas tecnologías está vinculada a las fluctuaciones de las condiciones climáticas-viento o sol-, más que a las fluctuaciones de la demanda de electricidad. Por tanto, estas intermitencias limitan las posibilidades de integración de las ERs en el sistema eléctrico.

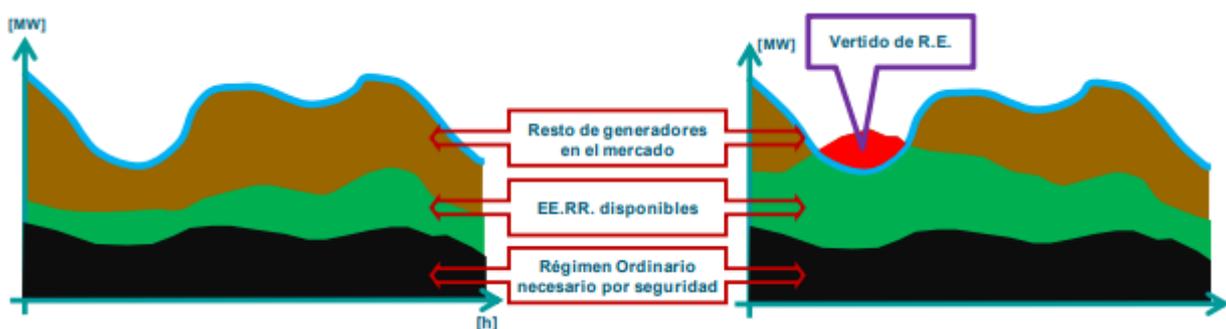


Figura 3. Vertidos de energía renovable [3].

En resumidas cuentas, las energía renovables tienen una gran variabilidad, difícil predictibilidad y menor capacidad de adaptación a la demanda, por su dependencia de las condiciones climáticas. Esto provoca, en algunas ocasiones, que se produzcan vertidos de energía renovable, puesto que hay que darle prioridad a la seguridad de la red eléctrica (Figura 3).

Así pues, se abre otro frente dentro de la tecnología de las ERs, que es el almacenamiento de la energía a partir de estos excedentes. El almacenamiento de la energía permite flexibilizar la producción de ER y garantizar su integración al sistema. Disponer de sistemas de almacenamiento de energía posibilitan el almacenaje de la energía excendente, en momentos de mucha producción y baja demanda, y disponer de esta energía almacenada en momentos de producción insuficiente de ER y alta demanda. Una mejora del almacenamiento de la energía eléctrica resulta vital para respaldar las ERs, asegurando equilibrio en la red y aprovechando toda la potencia generada por las energías verdes [4].

Las Islas Canarias cuentan con unas condiciones climatológicas excelentes para la introducción de las ERs, 3000 horas (de media) de sol al año , vientos alisios, mareas y oleajes. Asimismo, las islas también poseen unas condiciones geográficas que podrían explotarse, como son los saltos de nivel para aprovechar la energía potencial e incluso se está investigando en diferentes zonas la energía geotermia, al ser islas de origen volcánico.

Sin embargo, únicamente el 17% de toda la generación eléctrica de las Islas Canarias provienen de energías renovables (Figura 4). El 83% restante proviene de las centrales térmicas, es decir, de la quema de combustibles fósiles y una pequeña participación de refinerías y plantas de cogeneración.

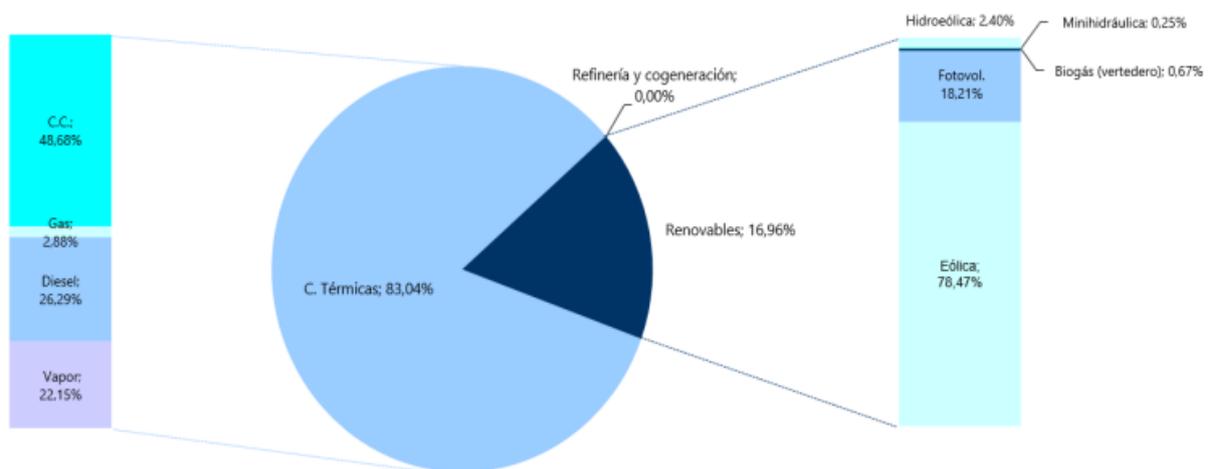


Figura 4. Porcentaje de participación de las distintas fuentes y tecnologías en la cobertura de la demanda de energía eléctrica en términos de energía bruta, Canarias. Año 2020 [5].

Nuevas tecnologías de ER se deberán instalar en el archipiélago canario, para cumplir con las agendas climáticas (año 2030-2050) de descarbonización del planeta. Por tanto, serán de gran importancia los sistemas de almacenamiento de energía para poder integrar las ERs en el

sistema eléctrico, mejorar la seguridad de la red eléctrica canaria (al ser sistemas aislados) y alcanzar la independencia energética.

## 2. Objetivo

El objetivo de este Trabajo Fin de Grado (TFG) es el diseño de un sistema CAES (Compressed Air Energy Storage) y el estudio de la hibridación del sistema CAES con uno de los Ciclos Combinado (CC), gas-vapor, de la central térmica de Granadilla, Tenerife. Con ello, se pretende aprovechar los vertidos de ER, que se producen en la isla de Tenerife, para alimentar el tren de compresión del sistema CAES. Además, el CAES inyectará aire a la cámara de combustión de las turbinas de gas (GTs) con la idea de aumentar la potencia neta generada de las GTs y, por tanto, del ciclo combinado. En consecuencia, se consigue un ahorro de combustible y una disminución de la emisión de los gases de efecto invernadero.

## 3. Marco Teórico

### 3.1. Historia de la Electricidad en Tenerife

A partir del año 1852, con la aprobación de la Ley de los Puertos Francos, comenzó el cambio de rumbo del comercio marítimo y la economía en Canarias. Esta ley, produjo un gran crecimiento de la población en la ciudades principales, y con ello, una exigencia de los servicios públicos. Así se comienza con el desarrollo del alumbrado público y la electricidad.

A lo largo del siglo XIX, se dieron los primeros intentos de alumbrado público en Santa Cruz de Tenerife. Como en cualquier ciudad, el alumbrado atravesó una serie de fases: aceite, petróleo, gas y electricidad. Se comenzó a alumbrar las calles y plazas más importantes desde finales del siglo XVIII. Las instalaciones eran muy costosas y existía escasez de recursos, por lo que hasta 1846 no hubo un número de puntos de luz razonables de aceite. En 1863 se introdujo un refinado de petróleo llamado "belmontina", sin embargo, su llegada fue tardía ya que existían las lámparas de gas. En el año 1886, Enrique Wolfson, propietario de la mayor parte de exportación de plátanos y producción de tomate, propuso al ayuntamiento una red de alumbrado de gas. La electricidad estaba asomando por esos años, por lo que los ciudadanos recurrieron a este plan pues iba a quedar desfasado. La presentación de recursos consiguió rebajar de 50 a 25 años la concensión del alumbrado de gas de Wolfson. Aun así, muchos ingenieros de diferentes partes de Europa presentaron nuevos proyectos de alumbrado eléctrico,

pero sin mucho éxito. No fue hasta 1893, en la Nochevieja de Santa Cruz de La Palma, cuando empezó a funcionar el primer alumbrado público de electricidad en toda Canarias.

La Palma, isla en la que residía buena parte de la burguesía agraria y mercantil, asumieron la responsabilidad de un proyecto de electricidad mediante salto de agua en el barranco de El Río. En 1892, un grupo de habitantes palmeros contactaron con la compañía "Jackson hermanos" de Madrid, especializados en instalaciones eléctricas. Un año después, junto con una acequia y la edificación de una pequeña presa, se instaló una tubería de 150 metros de longitud y 116 metros de desnivel. Conducía un caudal de 35-40 litros por segundo hasta la central donde se encontraba la turbina de 50 HP y un alternador de 50 KVA. Una conducción de cobre llevaba la electricidad hasta la ciudad, donde pasaba de los transformadores a las lámparas.

Debido a este gran acontecimiento, Tenerife se vió con la obligación de electrificar el alumbrado. En 1894 en La Orotava, se inauguró la instalación hidroeléctrica que aprovechaba, al igual que Santa Cruz de La Palma, un salto de agua, convirtiéndose en la segunda población de las islas en conseguir suministro eléctrico

En los años 1900-1930 comenzó la expansión y extensión de electricidad, siendo así que en Tenerife el suministro de electricidad alcanzaba las siguientes poblaciones: S/C de Tenerife, Güímar, Realejos, Puerto de la Cruz, Icod, Los Silos, Buenavista, Garachico, Tejina y San Miguel. La mayoría de estas poblaciones contaban con motores (en centrales térmica), como es el caso de Icod, que se instaló un motor "Blackstones" de 14 HP que usaba leña como combustible y más adelante, adquirieron un motor diésel de 85 caballos para extender el suministro a Garachico y Los Silos. Por otro lado, en 1911 llegó a S/C de Tenerife un motor de 1130 HP que fue durante un largo tiempo el más potente de las islas, con el inconveniente que suministraba corriente continua. En estos años, también fue muy importante la fábrica de gas de S/C de Tenerife, puesto que las red de tuberías de gas seguían activas y siguió suministrando el gas para alumbrado, calefacción, cocina y usos industriales.

La dictadura del general Primo de Rivera (1923-1930) provocó incidencias en la entrada de capital extranjero en España, puesto que abogaba por la autarquía y el proteccionismo de la producción nacional. Sin embargo, Canarias quedaba fuera de esta dinámica ya que su situación era diferente a la peninsular, así que se permitió la entrada de capital extranjero en las

islas. En 1927 la dictadura estableció el monopolio de petróleos fundando la “*Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos, S.A.*” (CAMPSA), por lo que las compañías extranjeras perdieron el control de la distribución de los hidrocarburos en España. Como ofensiva, estas compañías decidieron hacer una campaña contra el monopolio de Estado y dejar de suministrar combustible. En consecuencia, se incrementó la dificultad de conseguir crudo en todo el territorio español. Así pues, en el año 1929, se creó la “*Compañía Española de Petróleos, S.A.*” (CEPSA), con el objetivo de conseguir campos petrolíferos en el extranjero y construir una refinería en España. El campo petrolífero se consiguió en Venezuela y la refinería se decidió construir en Santa Cruz de Tenerife, por las ventajas fiscales que se derivaban de la ley de puerto francos (fuera de la dinámica de la dictadura) y la posición estratégica de Canarias (Península Ibérica-Canarias-América).

La construcción de la refinería la realizó “Bethlehem Steel Co.” de Pennsylvania, Estado Unidos, a principio de los años 30. La creación de esta refinería (la primera refinería en España) llamó la atención de la prensa americana, y se especuló con apostar por el futuro de las Islas Canarias, por lo que se introdujo mucho capital americano en el archipiélago. “Whetstone Corporation” de Filadelfia apostó duramente en la producción de energía de Tenerife y compró las acciones de las diferentes compañías de producción eléctrica/gas de la isla. También optó por la compra de la “Sociedad de electricidad de Las Palmas”, de esta manera se convirtió en el dueño de prácticamente la totalidad de la producción de energía de Gran Canaria y Tenerife. En 1930, con el objetivo de coordinar y unificar la explotación de las sociedades bajo su control, se inscribió en el registro mercantil de Madrid, la empresa “*Unión Eléctrica de Canarias, S.A.*”, que por sus siglas en inglés “*Unión Electric Co.*” se denominó UNELCO. Así pues, la compañía UNELCO se había asegurado el control de las sociedades de suministro eléctrico de Tenerife y Gran Canaria.

La etapa de 1936-1959, fue un etapa de crecimiento limitado, debido a las consecuencias de la guerra civil española y la II Guerra Mundial, además de que los países seguían arrastrando las dificultades del Crack del 29. Uno de los mayores problemas que experimentó UNELCO, es la compra de carbón extranjero como fuente de energía para obtener vapor de agua y producir electricidad. Asimismo, tras la imposición de la dictadura franquista, se repite el postulado autárquico y aislamiento del país, por lo que las administraciones públicas obligaban a UNELCO a comprar combustible, exclusivamente, a la refinería de S/C de Tenerife o al monopolio CAMPSA, con lo cual, el combustible no sólo escaseaba en Canarias, sino también en

la península. Esto provocó un encarecimiento de los medios de producción y grandes dificultades en el suministro eléctrico.

Para hacer frente a esta etapa, se redujeron los gastos en mantenimiento de los equipos, se limitaron las horas de suministro eléctricos y subieron el precio de venta, dando lugar, a peores servicios por parte de la compañía, averías de los equipos e incluso fraude de los clientes. Igualmente, UNELCO tampoco podía invertir en nuevos grupos generadores, en un momento de crecimiento demográfico de las islas, para atender a la expansión de la demanda eléctrica. No obstante, se pudieron conseguir calderas para la central térmica de Santa Cruz (1947) adquiridas en Bilbao, o un equipo de 210 kW para la central de Icod. A partir de los años 50, se pudieron comprar e instalar nuevos grupos de producción, como un turboalternador de 4000 kW de la marca "Metropolitan Vickers", logrando el equilibrio del servicio con la demanda durante un año. En 1955, las compañías eléctricas llegaron a acuerdos con las administraciones públicas para la electrificación del país, por lo que se proyectaron, poco a poco, instalaciones y líneas eléctricas en las zonas rurales. En ese año, en Tenerife, UNELCO junto con el Ayuntamiento trazaron "El Plan de Electrificación de Tenerife" para atender las necesidades de alumbrado público, servicio doméstico y pequeñas industrias existentes o que podían existir. En 1955, en Tenerife eran 15 los municipios electrificados, con un total de 253.503 habitantes, pero quedaban 17 municipios por electrificar, con 64.593 habitantes (un 25% de la población de la isla). En consecuencia, el ayuntamiento junto con otra administración pública y las compañías eléctricas, invirtieron dinero para crear una red eléctrica de alta tensión (con 1 línea de circunvalación), con transformadores y ramales de distribución para llevar electricidad a las zonas rurales restantes.

Tras la crisis del sistema autárquico al final de los años cincuenta, la dictadura franquista decide poner a los tecnócratas del Opus Dei a solucionar la crisis que estaba viviendo España. Estos tecnócratas, a través de la creación del "Plan de Estabilización" de 1959, decidieron ponerle fin al aislamiento del país y desregular la economía para que fuera el mercado el que asignara los recursos. Por tanto, a partir de 1960, España abre sus puertas al exterior importando productos y dando entrada al capital extranjero para la renovación y ampliación del sistema de producción español. Con este Plan, se consiguió un crecimiento sin precedentes de la economía española que transformó la estructura social, extendiéndose por todas las comunidades autónomas.

En consecuencia, Canarias creció demográficamente, sobre todo, islas como Tenerife, Gran Canaria y Lanzarote que incrementaron su población un 30%. Mejoró notablemente el poder adquisitivo de todos los canarios y comenzó el turismo extranjero al abrir las puertas del país al exterior. Así pues, a partir del año 1960 hasta 1983, comenzó el proceso de la expansión de la electricidad en Canarias, para atender a toda la demanda eléctrica que estaba creciendo en las islas, debido al progreso económico y demográfico.

Al principio de la década de los sesenta, en Tenerife habían unas 20 centrales eléctricas, de las que tres eran hidráulicas. El conjunto de ellas representaba una potencia instalada de 33 MW. El principal productor de energía era UNELCO con el 52% de la producción y suministraba desde S/C de Tenerife hasta Tacoronte, por medio de una línea paralela a la carretera principal y de la vieja central de Santa Cruz (con una potencia de 9 MW). La compañía también tenía un grupo en Icod de 220 kW, que suministraba electricidad a Icod. Por otro lado, vendía energía a las hidroeléctricas de Güímar y La Orotava y a la central del Puerto de la Cruz, para que pudieran atender a la demanda de esos municipios. Las otras centrales eran pequeñas distribuidoras de insuficiente calidad con grupos generadores de baja potencia que suministraban a Adeje, Arona, Candelaria, San Miguel, Guía, Granadilla, Arico y Los Realejos. La refinería de CEPSA generaba su propia electricidad para el consumo de la empresa.

La central térmica de UNELCO se encontraba en Santa Cruz de Tenerife, que tenía el problema de no poder generar la potencia demandada debido al crecimiento demográfico y urbano (fue creciendo en torno al 10% anual), con lo que forzó a la compañía a instalar nuevos grupos generadores. Sin embargo, no se instalaron en la central de S/C de Tenerife, puesto que la concesión con el ayuntamiento estaba terminando, y querían ese solar para la construcción de un nuevo proyecto. Por consiguiente, se montó una segunda central en la fábrica de gas y se conectó a la red en 1961. Esta central estaba configurada por un grupo de turbogas de 4.700 kW, que incrementaba a 14.400 kW la potencia instalada por UNELCO (sumando las centrales). Aun así, seguían sin atender a la demanda y no podían ampliar la central para aumentar la capacidad de producción. A través del "Instituto Nacional de Industria" (INI), cuya filial era la "Empresa Nacional de Electricidad" (ENDESA), se consiguió el traslado de la central flotante "Nuestra Señora de la Luz" que había quedado fuera de servicio en Barcelona. Con ello, se aprovecharon de sus 7.500 kW para atender a la demanda eléctrica en las horas punta de Tenerife.

En 1963, UNELCO presentó a la Dirección General de la Energía un proyecto para el mejoramiento de la electrificación de Tenerife. Constaba de dos puntos: aumento de la potencia instalada por encima de las puntas de demanda, y la construcción de una línea de 66 kV, por la circunvalación de la isla, con una longitud de 186 km y con subestaciones transformadoras en Geneto, Güímar, Granadilla, Icod, La Orotava y Tacoronte. Para cumplir con el aumento de la potencia, se proyectaba la instalación de la central térmica de Caletillas, Candelaria, con dos grupos de vapor de 22 MW cada uno, para entrar en función en 1966. Con esta nueva central se pretendía cerrar la de Santa Cruz de Tenerife por la finalización de su concesión con el Ayuntamiento. La inauguración final de la central térmica de Caletillas fue en junio de 1967, siendo la central térmica más moderna y completa que se habían instalado en el Archipiélago Canario.

A pesar de la gran revalorización de UNELCO tras el paso del tiempo, no disponían de la infraestructura ni de la capacidad de financiación suficiente para seguir con el desarrollo de la electrificación de Canarias. Los propietarios americanos llegaron a la conclusión de que era momento de obtener beneficios de la empresa, por lo que decidieron venderla. Finalmente, el 20 de junio de 1969, se formalizó la venta de UNELCO al INI, superando los 1.300 millones de pesetas. Así pues, UNELCO se convirtió en una empresa pública, puesto que el Estado defendía que el desarrollo de la electricidad en Canarias necesitaba de grandes inversiones que el sector privado no podía aportar, y se necesitaba estimular y sostener el ritmo de desarrollo que se estaba dando. De esta manera, UNELCO como empresa estatal, consiguió extender las líneas eléctricas desde 1970 hasta 1983, normalizando el suministro de energía.

Ya en la década de los 90, estaba previsto un incremento de la demanda energética debido a la llegada masiva de turistas. En consecuencia, se construyó la central térmica de Granadilla contando en primer lugar con un grupo de gas de 37,5 MW, que ofrecía rápidas respuestas de emergencia, para apoyar a la central térmica de Caletillas. A día de hoy, cuenta con diferentes grupos de generación como son los ciclos combinados. Asimismo, se ha integrado en el sistema eléctrico de las islas energías renovables, como la eólica y solar.

### **3.2. Grupos de Generación Eléctrica Actuales en la Isla de Tenerife**

Tenerife es una de las islas con mayor número de habitantes y actividad económica, por lo que es la isla que más energía eléctrica debe producir para atender la demanda, junto con Gran Canaria (Figura 5).

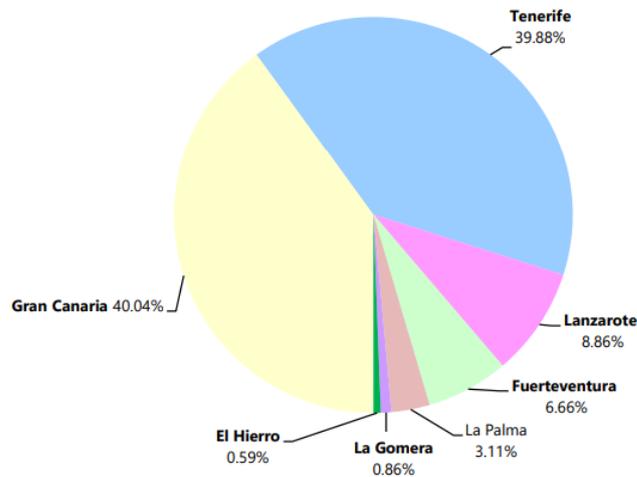


Figura 5. Distribución porcentual por islas de la energía puesta en red en Canarias, año 2020 [5].

Así pues, Tenerife cuenta con cuatro centrales térmicas, fuentes renovables y una pequeña participación de cogeneración y refinería para atender a la demanda de la isla (Figura 6). En total, la potencia instalada en el año 2020 alcanza los 1417,27 MW [5] siendo un 78,5% de los grupos de combustible fósil (turbina de gas, turbina de vapor, moto diesel y ciclo combinado) de las centrales térmicas, la cogeneración y refinería. El 21,6% restante representa la estructura tecnológica de las ER, principalmente, eólica (195,65 MW) y fotovoltaica (107,21 MW), además de una pequeña producción de energía de minihidráulica (1,22 MW) y biogás (vertedero 1,60 MW) [5].

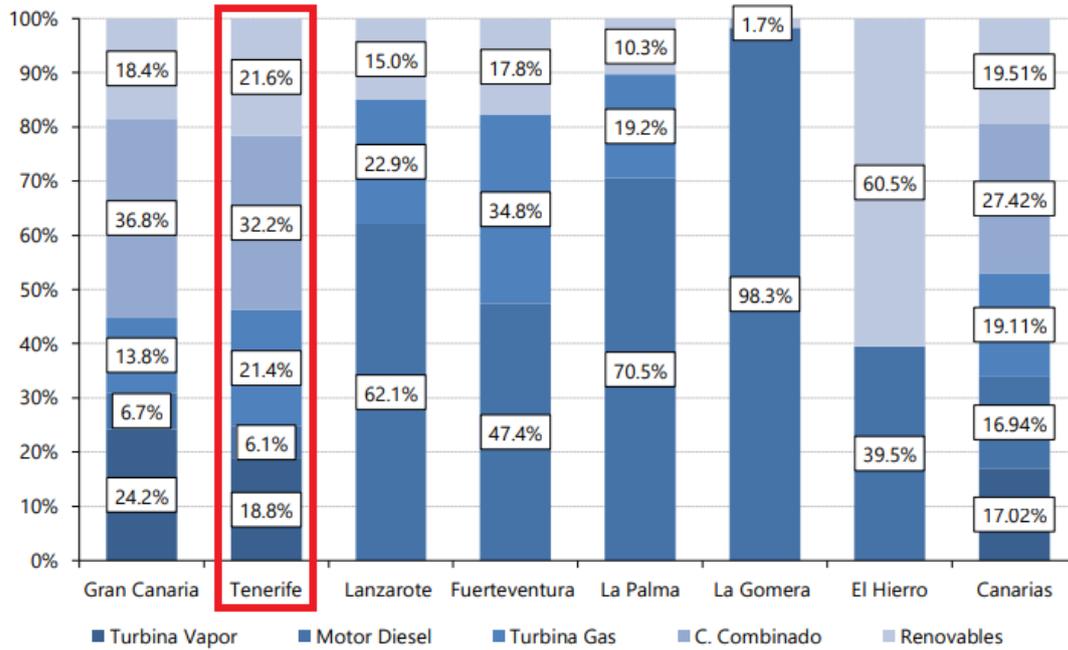


Figura 6. Estructura tecnológica del parque de generación en Canarias, por islas. Año 2020 [5].

Los grupos de generación de energía de cada central térmica se muestran en la Figura 7, así como la potencia total que puede generar cada tecnología. Tal como se aprecia en la imagen, la central térmica de Granadilla es la que más grupos posee:

- 2 turbinas de vapor de 80 MW de potencia unitaria.
- 2 turbinas de gas de 37,5 MW y 42 MW de potencia, respectivamente.
- 2 motores diésel de dos tiempos de 20,5 MW de potencia cada uno.
- Un ciclo combinado N°1 de 226,1 MW de potencia.
- Un ciclo combinado N°2 de 235,2 MW de potencia.

Central	Grupo	Nº	Pot. neta unitaria (kW)	Pot. bruta unitaria (kW)	Pot. neta total (kW)	Pot. bruta total (kW)
<b>TENERIFE</b>						
<b>Candelaria</b>	Vapor 5 y 6	2	37.280	40.000	74.560	80.000
	Diésel 1, 2 y 3	3	8.510	12.000	25.530	36.000
	Gas 1 y 2	2	32.340	37.500	64.680	75.000
	Gas 3	1	14.700	17.200	14.700	17.200
		<b>8</b>			<b>179.470</b>	<b>208.200</b>
<b>Granadilla</b>	Vapor 1 y 2	2	74.240	80.000	148.480	160.000
	Diésel 1 y 2	2	20.510	24.000	41.020	48.000
	Gas 1	1	32.340	37.500	32.340	37.500
	Gas 2	1	39.200	42.000	39.200	42.000
	Gas 3 y 4 (CC1)	2	68.700	75.000	137.400	150.000
	Vapor 3 (CC1)	1	68.700	75.000	68.700	75.000
	Gas 5 y 6 (CC2)	2	75.000	76.700	150.000	153.400
Vapor 4 (CC2)	1	76.200	78.400	76.200	78.400	
		<b>12</b>			<b>693.340</b>	<b>744.300</b>
<b>Arona (*)</b>	Gas Arona 1 y 2	2	21.600	25.000	43.200	50.000
<b>Guía Isora (*)</b>	Gas Guía Isora	1	43.100	44.000	43.100	44.000
<b>Total Tenerife</b>		<b>23</b>			<b>959.110</b>	<b>1.046.500</b>

Figura 7. Grupos de generación instalados en las centrales térmicas de Tenerife. Diciembre 2020 [5].

Por otro lado, en la Figura 8, se muestra el porcentaje de participación de las distintas tecnologías en la cobertura de la demanda de energía eléctrica por islas en el año 2020 [5]. En Tenerife, el 48,7% de la demanda es cubierta por los ciclos combinados y un 20,2% por las ERs.

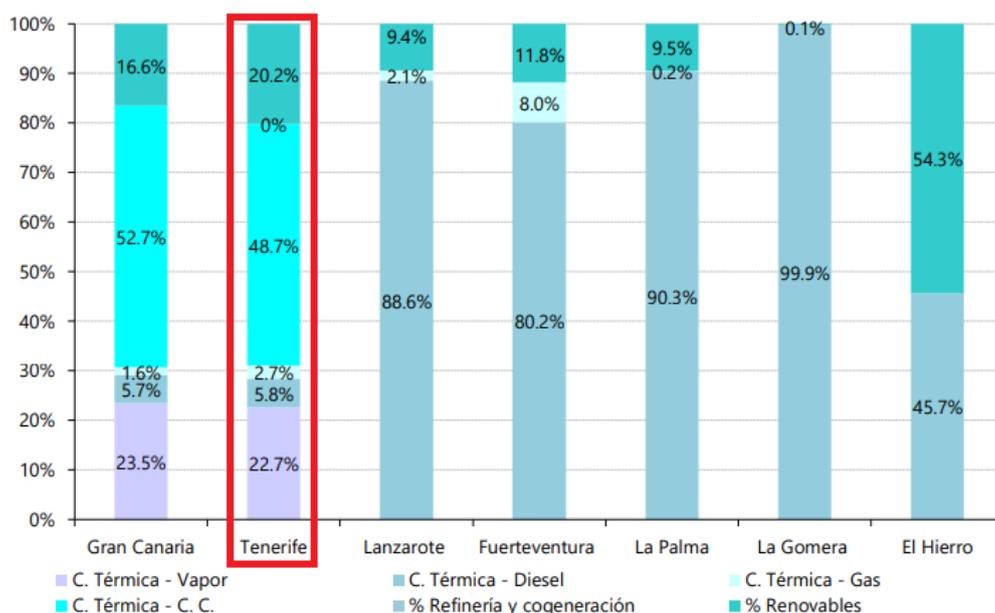


Figura 8. Porcentajes de participación de las distintas fuentes y tecnologías en la cobertura de la demanda de energía eléctrica en términos de energía bruta, por islas. Año 2020 [5].

Los CCs únicamente se encuentran en la central térmica de Granadilla (Figura 7) y entrega casi el 50% de la energía eléctrica demandada, con lo cual, es uno de los grupos de generación más importante de isla de Tenerife.

Actualmente, estos grupos de generación utilizan combustibles líquidos: gas-oil y fuel-oil, pero en un futuro se espera utilizar gas natural [6] e hidrógeno.

### **3.3. Plan de Transición Energética de Canarias**

La Unión Europea tiene como objetivo la descarbonización de la zona Euro en el año 2050. Esta meta constituye el núcleo del Acuerdo Verde Europeo y sigue la línea del Acuerdo de París, cuyo fin es limitar el incremento de la temperatura media del planeta. España, como país miembro de la Unión Europea, ha desarrollado una ruta para avanzar hacia la neutralidad climática para el año 2050 “Estrategia de Descarbonización a largo Plazo 2050”, con hitos intermedios 2030 y 2040. Canarias plantea el camino de cero emisiones de GEI manteniendo la estructura del Reglamento (UE) 2018/1999 de gobernanza y coordinarlo con el Gobierno de España, siguiendo el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima y la Comisión Nacional del Mercado de la Competencia.

La comunidad autónoma de Canarias, a través de la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, ha diseñado el Plan de Transición Energética de Canarias (PTEC), de carácter planificador, para tener una idea del camino que tiene que recorrer Canarias para conseguir la neutralidad en la descarbonización. Además de los marcos reglamentarios que se han mencionado anteriormente, está integrado en el cuerpo regulatorio de la Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética.

El PTEC comprende diferentes escenarios de descarbonización tendencial, y engloba cuatro dimensiones: territorial, tecnológico, sectorial y operacional. En resumen, el Gobierno de Canarias realiza un plan de transición para la descarbonización de las islas. Este objetivo es más ambicioso que el internacional, puesto que se plantea llegar en el año 2040. Para ello, se necesita de un mix energético, es decir, que la generación de energía eléctrica se obtenga de muchas fuentes renovables: eólica, solar, geotermia, hidráulica, hidrógeno y del almacenamiento de los vertidos de ER, contando con apoyo de la generación térmica tradicional hasta la descarbonización. Asimismo, para alcanzar cero emisiones de GEI, con las ERs y su almacenamiento, se considera la producción de hidrógeno verde y

otros combustibles sintéticos, para los medios de transportes marítimos, aéreos y terrestres. Igualmente, es necesario la cooperación de la ciudadanía, por lo que el PTEC estima el uso de vehículos eléctricos y el aumento de autoconsumo renovable tanto en sectores residenciales y turísticos, como en el sector de la industria o la agricultura y pesca, sobre todo, para la generación de calor. Un esquema básico se presenta en la Figura 9.

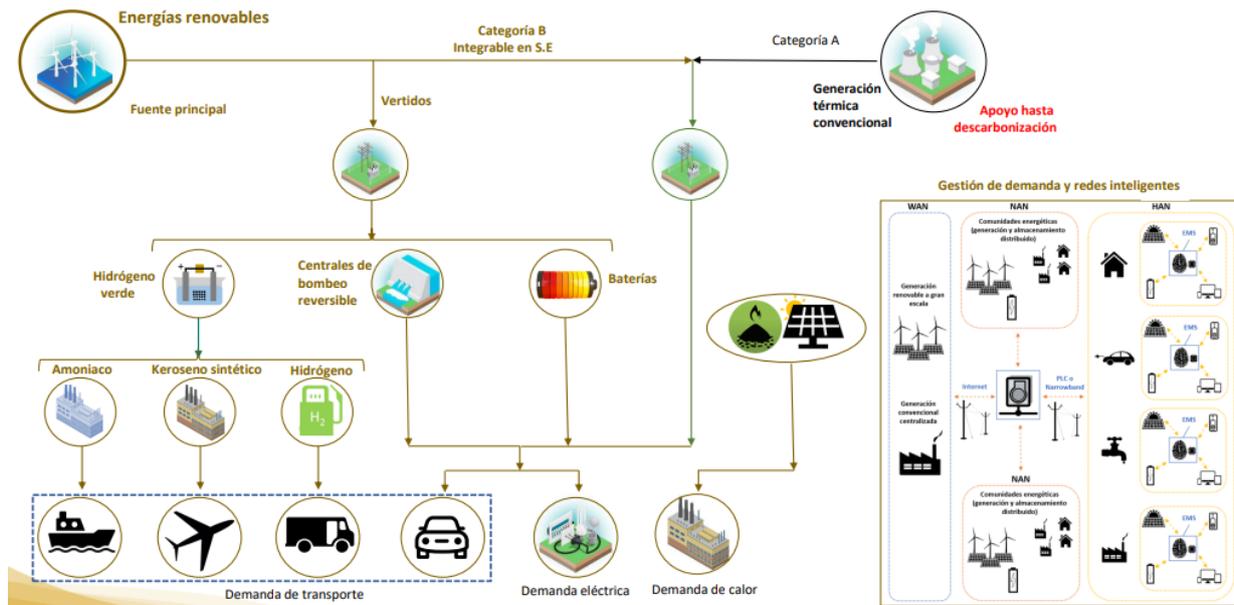


Figura 9. Esquema del sistema energético propuesto por el PTEC para el año 2030 [7].

El análisis del PTEC comienza con los datos de partida del año 2020. Como referencia toma los datos de número de vehículos eléctricos, potencia total generada por las ER, almacenamiento de energía y la generación térmica. A partir de estos datos realizan tres alternativas y las comparan (Figura 10): Alternativa 0, Alternativa 1 y Alternativa 2. Las tres alternativas son hipótesis de sistemas energéticos según diferentes inversiones (€) que plantearía el Gobierno de Canarias, para promover las energías verdes, junto con entidades privadas.

- La alternativa 0 plantea los resultados del sistema energético de Canarias en el año 2030 siguiendo la tendencia actual de inversión.
- La alternativa 1 plantea los resultados del sistema energético de Canarias en el año 2030 con un aumento lineal de la inversión, para conseguir la descarbonización en 2040.

- La alternativa 2 plantea los resultados del sistema energético de Canarias para el año 2030, priorizando soluciones tecnológicas más próximas a la rentabilidad.

### Alternativa 0

Tendencial. Necesaria a efectos de planificación (business as usual)

EERR: 961,75 MW

Almacenamiento:  
3.380 MWh

Vehículos cero  
emisiones: 33.397

### Alternativa 1

Aumento lineal de la inversión hasta total descarbonización en 2040.

EERR: 4.689 MW

Almacenamiento:  
7.891 MWh

Vehículos cero  
emisiones: 438.627

### Alternativa 2

Se priorizan las soluciones tecnológicas más próximas a rentabilidad.

EERR: 3.410 MW

Almacenamiento:  
4.339 MWh

Vehículos cero  
emisiones: 262.987

Figura 10. Esquema básico de las alternativas propuestas por el PTEC para el año 2030 [7].

Todas las alternativas contemplan el objetivo de aumentar la generación de ER (Figura 11), disminuir la generación por combustibles fósiles, en el sector de movilidad aumentar los vehículos eléctrico o hidrógeno, así como puntos de carga, mejorar el sector del calor con ER (paneles solares térmicos, biomasa...) y mejorar la eficiencia energética de comunidades y edificios. Todo ello según la inversión planteada en las diferentes alternativas.



Figura 11. Producción y almacenamiento de energía según las alternativas del PTEC [7].

La alternativa 0, que es la alternativa según la tendencia actual, se descarta puesto que no se alcanzaría el objetivo de descarbonización en 2040. Por tanto, la alternativa 1 y la alternativa 2 son las planificaciones referentes para la descarbonización de las islas. En la Figura 12, se muestra la comparación de ambas alternativas, siendo la más óptima y razonable la alternativa 2 puesto que <<por los tiempos que requieren este tipo de proyectos los cuales deben ser ejecutados a gran escala y en cumplimiento con todas las normas establecidas en la legislación actual [7]>>. Para la alternativa 2 se necesita un inversión de 6.248M€ hasta 2030 y un inversión total de 39.170M€ en 2040. Los resultados que se obtendrían en 2030 con la alternativa 2 es: una reducción de los GEI de un 37% respecto a los emitidos en 2010, un 62% de la demanda eléctrica sería cubierta por ER y mejora de un 27% la eficiencia energética.

### Comparativa entre Alternativas (Cifras globales)

Indicador	Alternativa 1	Alternativa 2
Reducción de emisiones contaminantes respecto a 1990	5,5%	-2,6% (Supera emisiones de 1990 en un 2,6%)
Reducción de emisiones contaminantes respecto a 2010 (referencia PNIÉC)	42%	37%
Energías renovables sobre el uso final de la energía	39%	29%
Mejora de la eficiencia energética	30%	27%
Energía renovable en la generación eléctrica	70%	62%
Inversión total (2022 – 2030)	11.769 M€	6.248 M€
Inversión total (2022 – 2040)	41.004 M€	39.170 M€
Ahorro en costes de explotación de los sistemas energéticos de Canarias	1.009 M€/año	937 M€/año

Figura 12. Comparativa entre Alternativa 1 y 2 del PTEC [7].

Asimismo, la alternativa 2 plantea 4.339 MWh de almacenamiento energético (Figura 11) con la combinación de almacenamiento a nivel usuario, en redes y gran escala. En la Figura 13, se muestran los MWh almacenados a gran escala para el año 2030. Salvo Gran Canaria y El Hierro, ninguna otra isla contaría con un almacenamiento de energía a gran escala.

Almacenamiento a gran escala (MWh)								
Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
2022	0	0	0	0	0	0	150	150
2023	0	0	0	0	0	0	150	150
2025	0	0	0	0	0	0	150	150
2030	0	0	3.200	0	0	0	150	3.350

Figura 13. Almacenamiento a Gran Escala en Canarias propuesto por el PTEC [7].

No obstante, han realizado estudios (Figura 14) para saber que alternativas de almacenamiento de energía a gran escala serían más óptimas en cada isla, siendo así el hidrógeno y el hidrobombeo las mejores opciones por el momento.

Isla	Necesidad	Alternativa
Lanzarote	1.400 MWh	Hidrógeno
Fuerteventura	800 MWh	Hidrógeno
Gran Canaria	5.000 MWh	Hidrombombeo
Tenerife	3.000 MWh	Hidrombombeo
La Gomera	Interconexión TF-LG	
La Palma	700 MWh	Hidrombombeo
El Hierro	150 MWh	Hidrombombeo
Canarias	11.050 MWh	-

**Almacenamiento a gran escala**

Figura 14. Almacenamiento a Gran Escala en Canarias propuesto por el PTEC [7].

### 3.4. Problemática del Sistema Eléctrico de Tenerife como Sistema Aislado.

El proceso de suministro eléctrico requiere de un equilibrio constante entre la producción y la demanda de energía. La energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades, por lo que se tiene que generar la cantidad precisa necesaria en cada momento. Para una mayor seguridad de los sistemas eléctricos, éstos se interconectan, de tal manera, que se puede garantizar el suministro eléctrico en un determinado territorio cuando un sistema no puede generar la energía suficiente para cubrir la demanda.

Las interconexiones internacionales son el conjunto de infraestructuras eléctricas que permiten el intercambio de energía entre países vecinos [8]. El sistema eléctrico europeo es uno de los sistemas más seguros y eficientes del mundo al estar completamente mallado. El sistema eléctrico centroeuropeo está conectado con los sistemas eléctricos de los países del Este de Europa, con los países nórdicos y con las islas británicas. Asimismo, España está conectada con el sistema eléctrico portugués (formando el sistema eléctrico ibérico), con el sistema eléctrico centroeuropeo (a través de Francia) y con el sistema del norte de África (a través de Marruecos). Al existir estas interconexiones se contribuye a la seguridad del sistema, puesto que se cuenta con el apoyo de los países vecinos en caso de incidencia, y se garantiza el suministro eléctrico. Dentro de las ventajas del sistema eléctrico interconectado también se encuentran [8]:

- Mayor estabilidad y garantía de la frecuencia.
- Mejor aprovechamiento de las ER.

- Facilitan los intercambios comerciales de energía.
- Reducción de costes de generación.

Un ejemplo perfecto del aprovechamiento de las ER lo ejecutan países como Dinamarca y Noruega. Noruega es el mayor productor de energía hidráulica en Europa y Dinamarca genera mucha energía eólica. Cuando el viento deja de soplar en Dinamarca, Noruega le suministra energía verde (generada por las centrales hidroeléctricas), y en casos de vertidos de ER de Dinamarca, se lo suministra a Noruega para mantener los embalses llenos. Por tanto, las interconexiones son importantes ya que ayudan con el objetivo de la descarbonización.

Sin embargo, las interconexiones no existen en las Islas Canarias, es un sistema aislado, es decir, todas las islas se encuentran aisladas eléctricamente entre sí, a excepción de Fuerteventura y Lanzarote que están interconectadas. Así pues, el sistema eléctrico Canario está configurado con seis subsistemas eléctricos aislados y de pequeño tamaño, por lo que está débilmente mallado, con lo cual, un simple fallo puede hacer caer todo el sistema y provocar un cero energético en la isla. Por tanto, el Archipiélago Canario cuenta con un sistema eléctrico menos estable y seguro que los intercontinentales, por falta de apoyo en la red en caso de incidencias o en situaciones picos de demanda o de falta de generación. La principal razón por la que no existe una interconexión entre islas, se debe al límite tecnológico de los cables submarinos, que deben soportar las altas presiones por las grandes profundidades del atlántico [6]. No obstante, se está trabajando en nuevas interconexiones, como es la interconexión entre Tenerife-La Gomera, para impulsar la transición energética y conseguir el apoyo mutuo entre sistemas para una mayor seguridad. De igual modo, el almacenamiento de la energía tendrá un papel importante en la seguridad de la red de las islas, dado que flexibilizan las ERs no gestionables y permiten garantizar el suministro en el sistema, mejorando la seguridad de la red.

### **3.5. Principales Tecnologías para el Almacenamiento de la Energía**

El almacenamiento de la energía es el conjunto de métodos, sistemas y tecnologías que permiten transformar y conservar la energía para su uso posterior [9]. La energía eléctrica no se puede almacenar como tal, y es necesario transformarla en otros tipos, como energía térmica o mecánica

para almacenarla. En la Figura 15 se clasifican las diferentes tecnologías de almacenamiento energético.



Figura 15. Clasificación de las tecnología de almacenamiento energético [9].

El principal objetivo de estos sistemas es aprovechar los vertidos de ERs para almacenarla, con el fin de utilizarla posteriormente cuando la demanda eléctrica sea alta. De esta forma, se puede utilizar cada megavatio verde generado, ayudando a la descarbonización del sistema y mejorando la seguridad de la red eléctrica.

### 3.5.1. Bombeo Hidroeléctrico reversible

Las centrales hidroeléctricas de bombeo (Figura 16) son uno de los tipos de almacenamiento de energía a gran escala más utilizado en todo el mundo, debido a la sencillez de su funcionamiento y eficacia. Estas plantas almacenan la energía en forma de energía potencial gravitacional del agua, mediante la elevación desde un depósito inferior a otro de mayor altura [9]. En el proceso de trasvase de embalses, hay una turbina de agua acoplado a un generador/alternador para transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Por tanto, convierten la energía potencial del agua en energía eléctrica al aprovechar la diferencia de altura, trasvasando el agua de un embalse a otro. En las horas valle, cuando existen vertidos de ERs y la energía es más barata, se utiliza la energía eléctrica de fuentes renovables para hacer funcionar las bombas que elevan el agua de nuevo al embalse superior. De esta forma, estas centrales son generadoras de energía en las etapas de alta demanda (picos) y abosorbedoras de energía en las de baja demanda (valle).

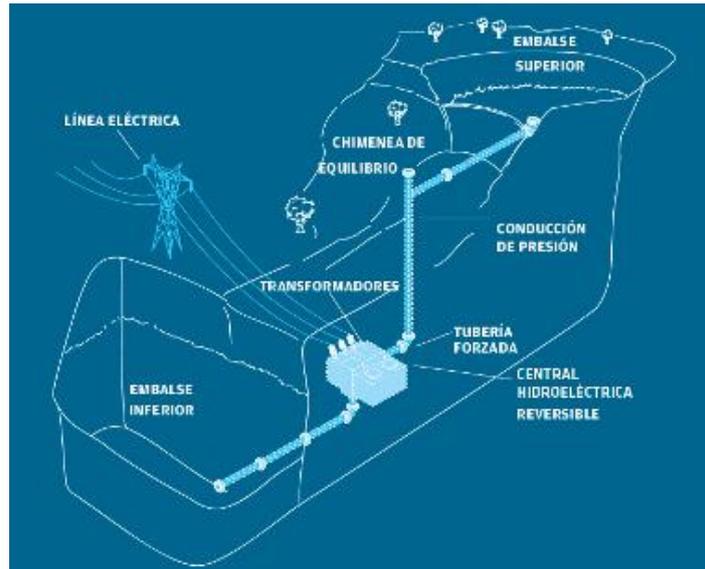


Figura 16. Central hidroeléctrica reversible [10].

En el Archipiélago Canario, de momento sólo está previsto la central hidroeléctrica de bombeo reversible en el Salto de Chiras, Gran Canaria. La central alcanzará los 200 MW de generación (equivalente al 36% de la punta de demanda de Gran Canarias) y 3,5 GWh de almacenamiento [10].

### 3.5.2. Almacenamiento Térmico

El almacenamiento térmico consiste en convertir los excedentes de las ERs (en las horas valle) en calor o frío y almacenarlo a través de materiales, ya sean fluidos como el agua, o materiales sólidos como sales. Este tipo de almacenamiento agrega flexibilidad a la operación de las plantas energéticas y procesos industriales, favorece la recuperación de calor, mejora el rendimiento energético en edificios y procesos industriales [9].

### 3.5.3. Volantes de Inercia

Los volantes de inercia son sistemas de almacenamiento de energía mecánicos adecuados para la estabilización de las redes eléctricas, sobre todo, de sistemas aislados para mitigar los cambios bruscos de frecuencia, por lo que son sistemas de almacenamiento que descargan energía a corto plazo. Los volantes de inercia convierten la energía eléctrica en energía cinética (de rotación) y la almacena mediante la aceleración de un disco/masa que gira. El disco está acoplado a una máquina eléctrica que puede funcionar como motor o generador, es decir, es una acción reversible.

Durante la carga la máquina eléctrica opera como motor, con lo cual, la energía que proporciona la red provoca el movimiento del rotor del volante hasta alcanzar su velocidad nominal, almacenando energía cinética. En la descarga, la máquina eléctrica funciona como generador, transformando la energía mecánica almacenada en energía eléctrica devuelta a la red y frenando el dispositivo hasta su velocidad mínima de diseño [9].

#### **3.5.4. Baterías**

Las baterías transforman la energía eléctrica en energía química para almacenarla. Las baterías están compuestas por celdas, que almacenan energía mediante reacciones de oxidación y reducción. El funcionamiento es tan simple como una pila galvánica.

Las baterías convencionales contienen dos o más celdas electroquímicas que crean un flujo de electrones en un circuito externo, a través de las reacciones químicas. Los elementos de una celda incluyen: contenedor, dos electrodos (cátodo+ y ánodo-), un material electrolito (líquido o sólido) y una membrana permeable que permite un flujo iónico entre los electrodos a la vez que evita cortocircuitos entre estos [9].

El electrolito está en contacto con el ánodo y cátodo, por lo que la corriente se genera por las reacciones de oxidación y reducción entre el electrolito y electrodos de la celda. Cuando las baterías se conectan a carga, el electrolito próximo a uno de los dos electrodos provoca liberación de electrones (oxidación). Mientras tanto, los iones próximos al otro electrodo aceptan electrones (reducción) y completan el proceso de descarga. Revirtiendo dicho proceso la batería se descarga [9].

Desde hace siglos que existen las baterías convencionales, como la batería níquel-cadmio, y se ha ido avanzando hasta desarrollar baterías de Ion-litio, que tienen una gran eficiencia y cuentan con un elevado potencial electroquímico, que le permite acumular grandes cantidades de energía. Igualmente, se han desarrollado otros tipos de baterías como las baterías de flujo o los supercondensadores híbridos.

#### **3.5.5. Sistemas CAES**

Los sistemas de almacenamiento de aire comprimido, también conocidos como CAES por sus siglas en inglés (Compressed Air Energy Storage), son sistemas de almacenamiento mecánico a gran escala equiparables en capacidad al bombeo hidroeléctrico. Los sistemas CAES almacenan la

energía eléctrica transformándola en aire comprimido a alta presión, que será traspasado a un expansor para generar energía eléctrica. Los principales equipos que se utilizan en estos sistemas son: tren de compresión, depósito (natural o artificial) para almacenar el aire comprimido y un expansor. Los sistemas CAES tienen dos fases: la fase de carga y la fase de descarga. En la fase de carga, se aprovecha los excedentes de ERs (en horas valles) para alimentar el tren de compresión, que comprime el aire hasta la presión de almacenamiento, y lo deposita en una caverna (depósito natural) o en tanques. Posteriormente, cuando se requiera, comienza la fase de descarga que consiste en inyectar el aire almacenado en un expansor acoplado a un alternador para generar energía eléctrica. Un requisito necesario en la fase de descarga es aumentar la temperatura del aire antes de entrar al expansor, puesto que comparten la teoría del ciclo Brayton (turbinas de gas). Si esta temperatura es mínima a penas se produce potencia, ya que el aire al expandirse se enfría. Según como se incrementa la temperatura del aire almacenado a la entrada del expansor, los sistemas CAES se clasifican en: D-CAES, A-CAES e ISO-CAES.

### **3.5.5.1. D-CAES**

Los sistemas CAES diabáticos, de sus siglas en inglés Diabatic Compressed Air Energy Storage (D-CAES), son los sistemas CAES convencionales que utilizan la combustión del aire almacenado con combustible fósil, para aumentar la temperatura del fluido antes de introducirlo en el expansor. El funcionamiento es muy parecido al de las turbinas de gas, pero sin ser monoeje, puesto que los CAES se dividen en fase de carga y descarga, es decir, que la turbina y el compresor no están acoplados al mismo eje y su funcionamiento son en etapas diferentes. Así pues, los D-CAES tienen implementados cámaras de combustión, para aumentar la temperatura del aire de descarga a través de la combustión con combustibles fósiles. Un esquema de esta tecnología de almacenamiento de energía se muestra en la Figura 17.

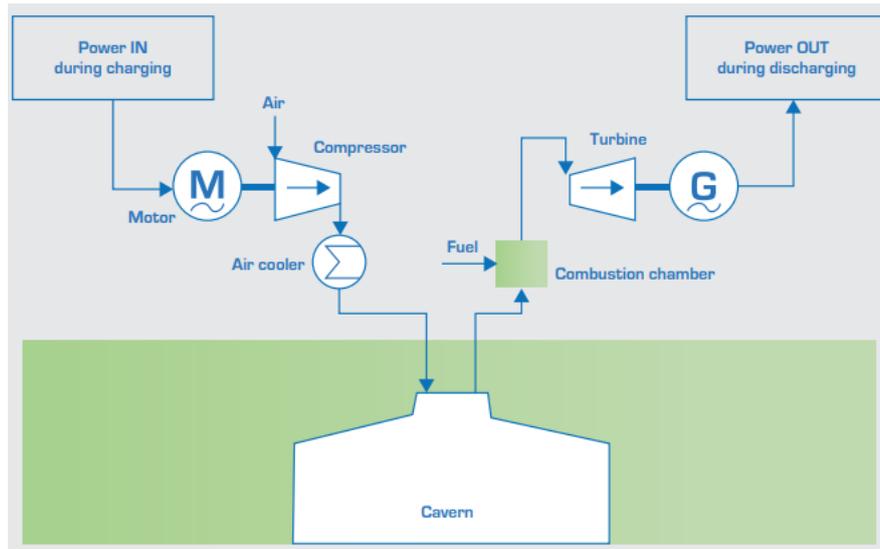


Figura 17. Esquema D-CAES [11].

La primera planta de sistema CAES fue la planta de Huntorf en Alemania (Figura 18), la cual se completó en el año 1978, capaz de generar hasta 290 MW. La planta cuenta con dos cavernas de sal que suman un volumen de 310.000 m<sup>3</sup>, diseñados para operar entre 48 y 66 bar [12]. La fase de carga cuenta con 2 etapas de compresión y opera con un caudal másico de 108 kg/s. La fase de descarga está configurado con 2 expansores (2 etapas de expansión) y un caudal másico de 417 kg/s para una descarga de 2 horas [12]. Actualmente se utiliza gas natural en la cámara de combustión, para aumentar la temperatura del fluido que circula por los expansores.



Figura 18. Vista aérea de la planta CAES Huntorf, Alemania [12].

### 3.5.5.2. A-CAES

Los sistemas CAES adiabáticos, de sus siglas en inglés Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES), no utilizan combustible fósil para incrementar la temperatura del aire, sino que aprovechan el calor producido en la compresión de la fase de carga para hacerlo (adiabático, no calor al entorno). Por norma general, se emplean intercoolers y aftercooler en la fase de carga para disminuir la potencia del tren de compresión y, a su vez, para disminuir la temperatura del aire y aumentar su densidad para almacenar la mayor cantidad (masa) de aire posible. Para ello utilizan aceites sintéticos, que tras absorber energía del aire tras la compresión, aumenta su temperatura y se almacena (almacenamiento térmico). En la fase de descarga, este fluido caliente se envía a un intercambiador de calor junto con el aire almacenado, para incrementar la temperatura de este último fluido antes de entrar al expansor. Existe otro sistema más sencillo de A-CAES, en el que el aire comprimido fluye a través de un depósito de almacenamiento térmico (lleno de materiales como aceros o cerámicas) para disminuir su temperatura e inyectarla en la caverna. Ese calor retenido en el depósito de almacenamiento térmico, luego se utiliza para incrementar la temperatura del aire en la fase de descarga (Figura 19). Al no utilizar combustibles fósiles para aumentar la temperatura del aire de descarga, son sistemas más eficientes que los D-CAES convencionales.

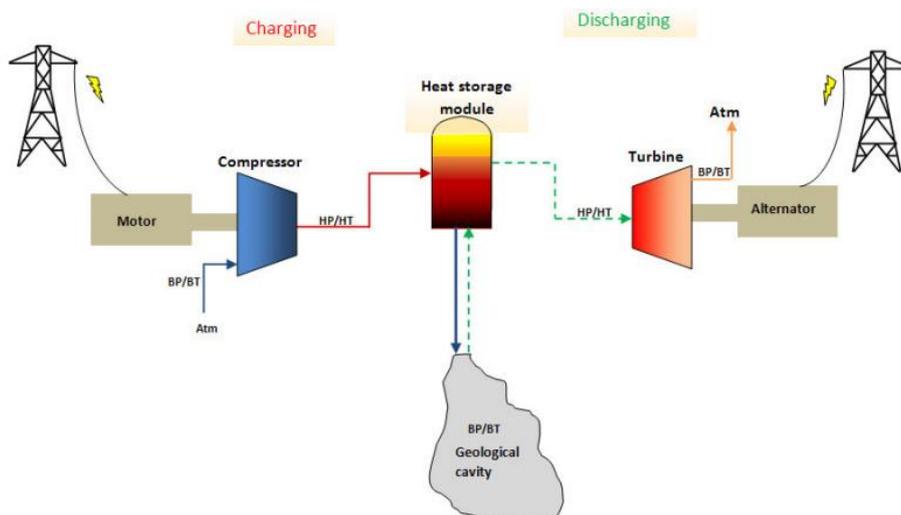


Figura 19. Esquema de un A-CAES [13].

### 3.5.5.3. ISO-CAES.

Los sistemas CAES isotérmicos, de sus siglas en inglés Isothermal Compressed Air Energy Storage (ISO-CAES), son sistemas CAES que todavía siguen en desarrollo e intenta superar a los D-CAES y A-CAES. Con los ISO-CAES se pretende controlar la curva de presión-volumen durante la compresión y expansión. En lugar de emplear numerosas etapas para comprimir, enfriar, calentar y expandir el aire, la tecnología de las ISO-CAES intentan lograr una compresión y expansión isotérmica. Estos sistemas requieren que el calor se elimine constantemente durante la fase de carga y se agregue continuamente durante la expansión para mantener un proceso isotérmico. Así se intenta conseguir eficiencias del 70-80% [14].

### 3.5.6. LAES

Los sistemas de almacenamiento de aire líquido, también conocidos como LAES (Liquid Air Energy Storage), son sistemas de almacenamiento de energía a gran escala y larga duración. El funcionamiento de los sistemas LAES es el siguiente: A partir de los excedentes de ERs, se comprime y licua el aire para transformarlo a fase líquida. La energía en forma de calor que el aire adquiere en la fase de compresión se almacena (en tanques) para su uso en la descarga. Para licuar el aire es necesario que se alcance temperaturas menores a  $-196^{\circ}\text{C}$ . Una vez se consigue el aire líquido, éste se almacena, de forma aislada, en depósitos a unos  $-190^{\circ}\text{C}$  y baja presión. En el momento que se requiera, el aire líquido de los tanque se traslada a unas bombas para aumentar su presión y evaporizarse, luego, se introduce en un intercambiador de calor, para aprovechar la energía térmica almacenada del proceso de licuación, y conseguir aire gaseoso a alta temperatura e introducirlo en una turbina/expansor para generar potencia.

Para tener una referencia, 700 litros de aire en estado gaseoso equivalen a 1 litro de aire en estado líquido [15], por lo que se mejora considerablemente el almacenamiento y transporte del fluido. Igualmente, son sistema de almacenamiento de energía en el que no se emplean combustibles fósiles. El aire líquido también se denomina aire criogénico, por lo que este sistema se puede considerar como baterías criogénicas.

## 4. METODOLOGÍA

En este TFG se estudia la hibridación de sistemas CAES con uno de los CC de la central térmica de Granadilla. Para el desarrollo del trabajo, se han

empleado dos software: Excel y DWSIM. El sistema CAES se ha diseñado estudiando la bibliografía correspondiente considerando diferentes tipos de diseño. Para una mayor agilidad y facilidad de los cálculos, se ha empleado las hojas de cálculo Excel.

Por otro lado, el software DWSIM se ha empleado para programar y simular el ciclo combinado N°2 de la central térmica de Granadilla y la hibridación del CC con el sistema CAES. Una vez se tiene el ciclo combinado, se añade el sistema CAES y se calculan los parámetros termodinámicos en el mismo programa, a través de un análisis de sensibilidad. Estos cálculos, se trasladan a Excel para realizar las gráficas correspondientes.

#### **4.1. Software de Simulación: DWSIM**

El software DWSIM es un programa desarrollado por Daniel Wagner Oliveira de Medeiros, ingeniero químico y desarrollador de software. DWSIM (Daniel Wagner SIMulation) es un simulador de procesos químicos de código abierto y descarga libre que cumple con el estándar CAPE-OPEN, es decir, cumple con el estándar de ingeniería que permite la interoperabilidad de soluciones, compitiendo así con otros softwares comerciales, obteniendo una gran fiabilidad en los resultados. Existen diferentes estudios donde se comparan resultados de instalaciones químicas diseñadas tanto en DWSIM como en otros softwares de pago, bajo los mismo parámetros de operación [16], siendo la discrepancia, en algunos aspectos, entre DWSIM y Aspen plus de un 5%. Demostrando así que DWSIM es un software alternativo y fiable en la simulación de procesos e instalaciones.

Las principales características de DWSIM son:

- Software multiplataforma. Se ejecuta en windows, Linus, macOS, android e IOS.
- Simulaciones en estado estacionario y dinámicos.
- Paquetes de usuarios avanzados, como PR, SRK, NRTL, PC-SAFT...
- Interfaz de Excel. El programa está equipado con un complemento que permite realizar cálculos termodinámicos en Excel.
- Permite crear componentes químicos.
- Permite usar script de Python u otros programas para contrarrestar las limitaciones de DWSIM.

- Modelos termodinámicos. El programa permite usar diferentes modelos termodinámicos como: CoolProp, Peng-Robinson, Steam tables...
- Procesos de análisis y optimización: Análisis de sensibilidad y variaciones de optimización.

Además, el creador cuenta con un foro de dudas, donde él mismo, ayudantes u otros usuarios con gran conocimiento del software, ayudan a resolver (si es posible) cualquier duda o problema con el programa.

## **4.2. Ciclo Combinado N°2 de la Central Térmica de Granadilla**

El CC N°2 de la central térmica de Granadilla es un ciclo combinado de dos niveles de presión. Está compuesto por dos turbinas de gas gemelas, con una HRSG cada una, y la turbina de vapor que consta de, una etapa de alta presión y otra de baja presión.

En el año 2015, Ricardo Regalado Delgado, realizó su TFG sobre el estudio de este ciclo combinado [17], haciendo un análisis variando diferentes puntos de operación. Ricardo Regalado [17] llevo a cabo las prácticas externas en la central térmica de Granadilla, por lo que tuvo acceso a información real y veraz, sobre los equipos termodinámicos del ciclo combinado y a sus parámetros de funcionamiento. Por tanto, la programación del ciclo combinado en DWSIM se ha basado en dicho estudio [17]. El ciclo combinado se denomina así porque se combina el ciclo de vapor y el ciclo de gas. La unión se realiza a través de una caldera de recuperación, donde se aprovechan los gases de escape de la turbina de gas, para la producción de vapor de agua.

El funcionamiento del ciclo combinado es el siguiente: Las turbinas de gas aprovechan la energía química de la combustión para producir energía mecánica en un eje, acoplado a un alternador que genera energía eléctrica. Los gases de escape de las turbinas de gas se conducen a una caldera de recuperación (HRSG), y se aprovecha su energía térmica para que se produzca el cambio de fase líquido-vapor del agua. El vapor de agua, al salir de la caldera de recuperación, se traslada a las turbinas de vapor que generan energía eléctrica. El vapor de agua al expandirse en las turbinas, se enfría y cambia su fase a mezcla bifásica o líquido saturado. En ese punto, circula por un condensador donde se asegura la condensación del agua, para introducirla de nuevo en fase líquida a la caldera de recuperación. Al

aprovechar los gases de escape hace que los ciclos combinados sean muy eficientes térmicamente.

Los resultados obtenidos por Ricardo Regalado [17], son los resultados del ciclo combinado a plena carga, empleando como combustible gas natural. Las turbinas de gas y el HRSG son gemelas, por tanto, se simplificó el estudio a una turbina de gas individual y una HRSG, pero añadiendo el caudal másico de la gemela al ciclo de vapor. Los principales parámetros del estudio teórico, que interesan para compararlo con el modelado en DWSIM, se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros teóricos del Ciclo Combinado N°2 de la Central Térmica de Granadilla a plena carga [17].

Parámetros del Combustible		
Combustible	Gas natural	
Composición [%]	92 (CH <sub>4</sub> )	4 (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ) 1,4 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ) 2,6 (N <sub>2</sub> )
Caudal másico [kg/s]	4,57	
Condiciones de entrada a GT	27°C	32 bar
Parámetros Turbina de Gas		
Caudal másico de aire [kg/s]	203,43	
Condiciones del aire ambiental	20°C	1 bar
Relación de compresión	16	
Rendimiento isoentrópico compresor [%]	80	
Temperatura de combustión [°C]	1272,1	
Temperatura gases de escape [°C]	617	
Rendimiento isoentrópico turbina de gas [°C]	90	
Potencia neta [MW]	80	
Rendimiento térmico [%]	36,03	
Parámetros Ciclo de vapor		
Condiciones de entrada a Turbina Alta Presión	570°C	90 bar
Caudal másico Turbina Alta Presión [kg/s]	65,51	
Rendimiento Turbina Alta presión [%]	85	
Condiciones de entrada Turbina Baja Presión	229,8°C	6 bar
Potencia turbina Alta Presión [MW]	41,96	
Caudal másico Turbina Baja Presión	74,14	
Rendimiento Turbina Baja Presión [%]	85	
Potencia Turbina Baja Presión [MW]	46,39	
Rendimiento de las bombas [%]	75	

Potencia BAC [KW]	65,56
Potencia BR [KW]	0,49
Potencia BAP [KW]	449,94
Potencia neta [MW]	87,83
Temperatura gases escape (salida HRSG) [°C]	95
<b>Parámetros Ciclo Combinado</b>	
Caudal másico de combustible [kg/s]	9,14
Potencia neta [MW]	247,83
Rendimiento térmico [%]	55,93

Igualmente, para el modelado del CC en DWSIM, es necesario seguir las propiedades termodinámicos de cada unos de los estado del ciclo. Los parámetros escogidos se encuentran en el TFG de Ricardo Regalado [17].

### 4.3. Funcionamiento del software DWSIM

El funcionamiento del programa es muy sencillo e intuitivo. En primer lugar, una vez abierto el programa, se selecciona “Create New Process Modeling”. Posteriormente, se abre una pestaña para seleccionar los componentes con los que se quiere trabajar (Figura 20). Para añadir los componentes hay que clicar en la columna “Added”.

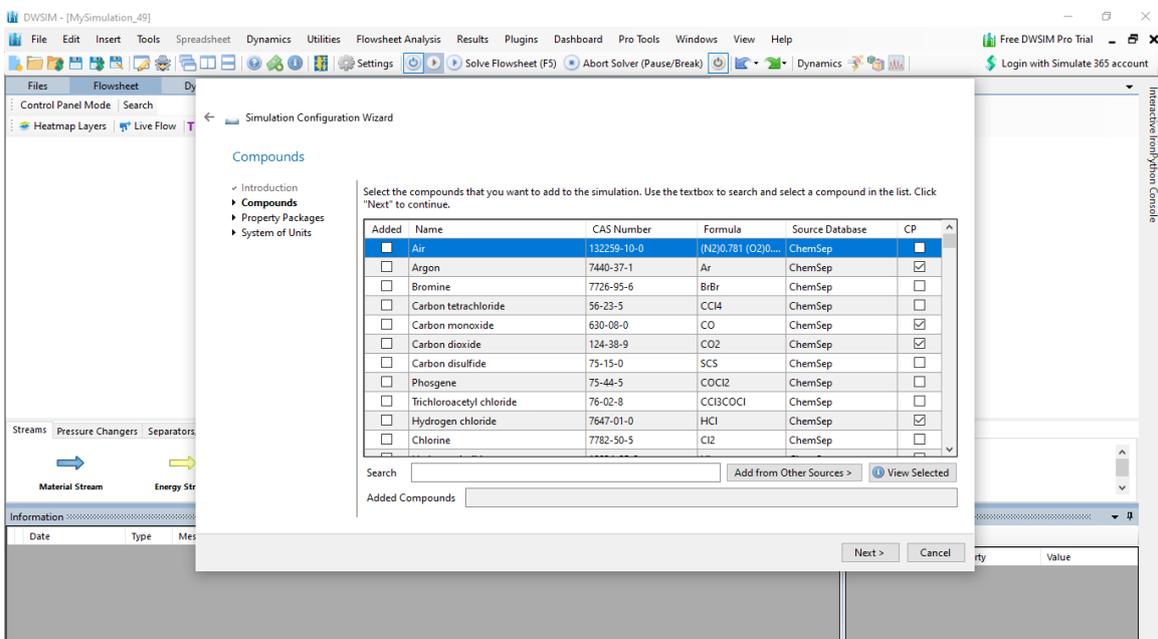


Figura 20. Selección de los componentes con los que trabajar en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

Tras esto, se hace clic en “Next” y se abre una nueva pestaña para elegir los paquetes de propiedades que se quieren usar en el modelado (Figura 21). En este TFG, para el modelado de la hibridación CAES-CC, se han empleado los paquetes “CoolProp (Incompressible Fluids)”, “Peng-Robinson (PR)” y “Steam Tables (IAPWS-IF97)”. Los paquetes de propiedades consisten en un conjunto de métodos y modelos para el cálculo de las propiedades físicas y químicas de los flujos de materiales de la simulación.

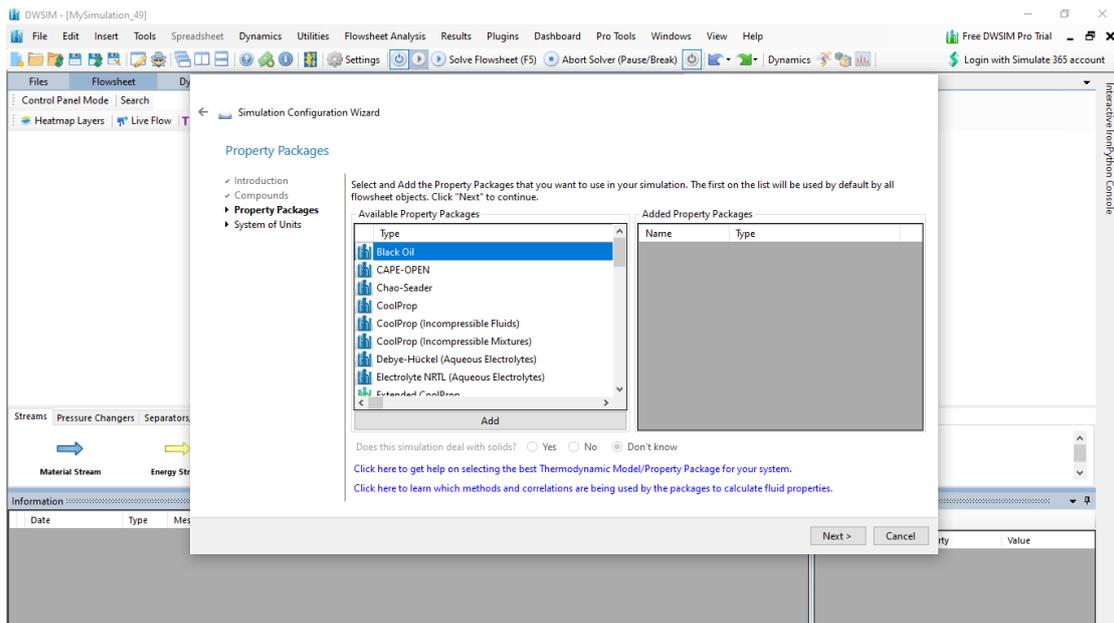


Figura 21. Selección de los paquetes de propiedades en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

De nuevo se clicca en “Next”, y aparece otra ventana para seleccionar las unidades de la simulación. Las unidades predeterminadas son las unidades del sistema internacional, no obstante, se pueden cambiar clicando en “Clone”, luego en la flecha de la propiedad y se elige la unidad con la que se desea trabajar (Figura 22).

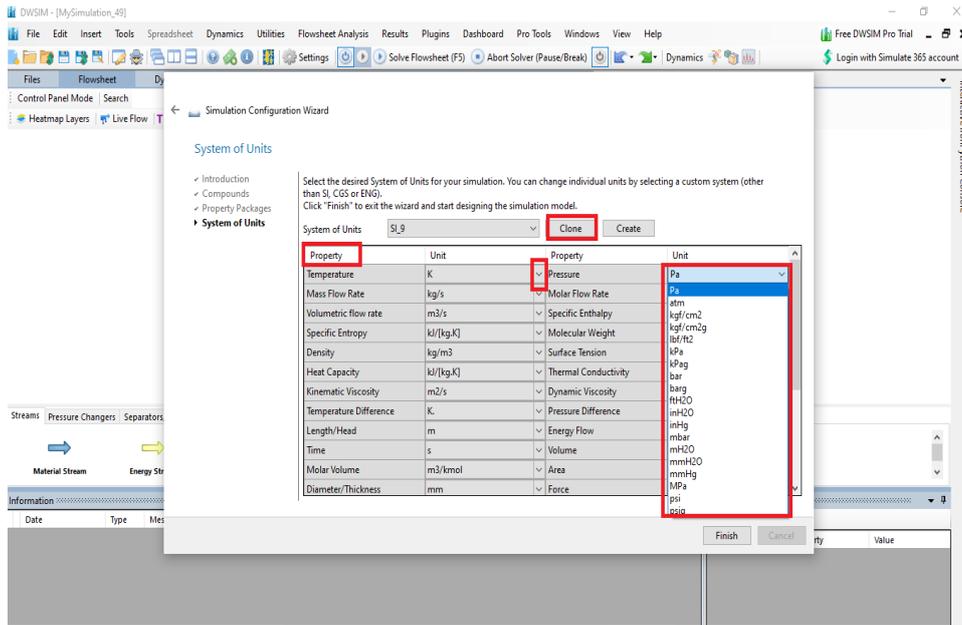


Figura 22. Selección de las unidades de las propiedades.

Fuente: Elaboración propia

Después de estos pasos, ya se ha configurado el software para comenzar la programación de la simulación que se quiera realizar. Igualmente, esta configuración inicial se puede modificar en cualquier momento en la pestaña de “Settings”. Así se pueden añadir nuevos paquetes de propiedades o cambiar las unidades, si hiciera falta, y no empezar con una simulación nueva.

Tras la configuración, el software consta de una gran ventana que es el área de creación y edición del diagrama de flujo (Figura 23).

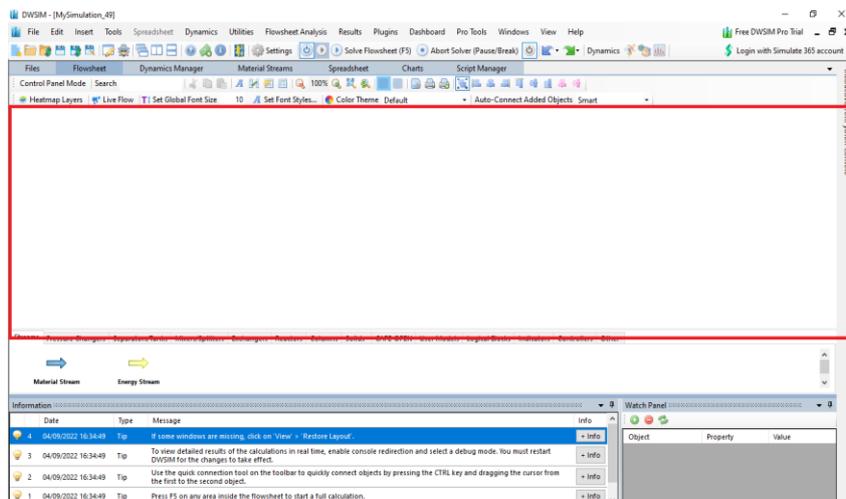


Figura 23. Área de creación del diagrama/instalación en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

Justo debajo del área de creación, se encuentran los diferentes objetos para construir la instalación deseada (Figura 24). Para insertarlos en el área de trabajo, únicamente hace falta clicar el objeto deseado y arrastrarlo a la ventana de trabajo.

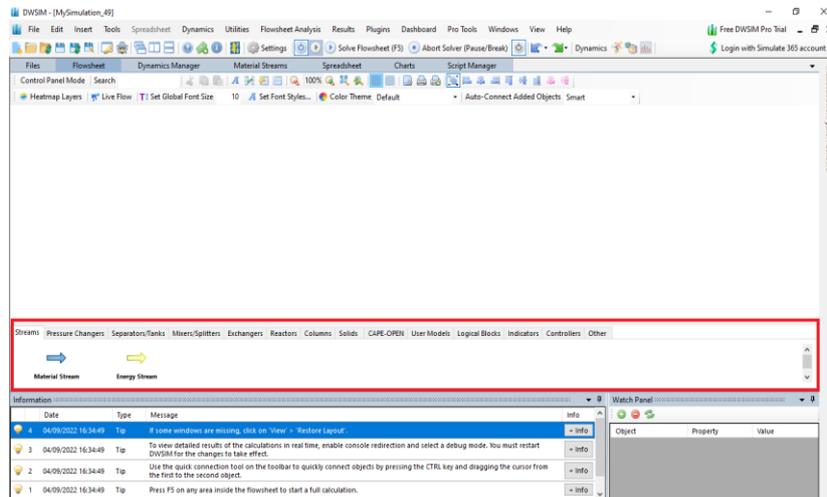


Figura 24. Objetos para diseñar el diagrama/instalación en DWSIM.

**Fuente:** Elaboración propia

Los objetos de los que dispone el programa son:

- Streams: Material Stream y Energy Stream. Material Stream se utiliza para representar la materia que entra y sale de los equipos. El usuario debe definir las condiciones y composición para que DWSIM calcule sus propiedades. Energy Stream se utiliza para representar la energía que entra y sale de los equipos.
- Pressure changers: son equipos que provocan un cambio de presión del flujo (Material Stream) que circula por ellos. En este apartado, DWSIM consta de compresor, turbina, válvula, tubería y bomba.
- Separator/tanks: son los equipos encargados de separar componentes, mezclas o almacenarlas (tanque). Estos equipos son separador de componentes, separador gas-líquido y tanque.
- Mixers/Splitters: son 2 aparatos que se encargan de hacer mezclas de flujos (Material Stream) o separar el flujo en varias corrientes.
- Exchangers: son los intercambiadores de calor. Esta pestaña consta de enfriadores y calentadores, en lo que se aumenta o disminuye la temperatura del flujo (Material Stream) sin necesidad de usar otro

fluido, e intercambiadores de calor, en los que entran y salen dos flujos (Material Stream) que intercambian energía.

- Reactors: son reactores químicos. El programa dispone de reactor de conversión, reactor de equilibrio y reactor de Gibbs, entre otros.
- Solids: aparatos que separan partículas sólidas. DWSIM dispone de filtro y separador de sólidos.
- Logical blocks: son operadores lógicos como recycle blocks, que se usa para mezclar material corriente abajo con material corriente arriba en un diagrama de flujo. O specific block que permite hacer que una variable sea igual a un valor que es función de otra variable.
- User models: permite añadir diferentes scripts que contienen modelos creados en otros programas.
- Columns: son columnas o torres que se modelan para simular destilación u otras operaciones.

Una vez se inserta cualquiera de estos objetos al área de trabajo, se selecciona y permite modificar diferentes parámetros en un panel que aparece a la izquierda (Figura 25). Este panel cambia las opciones según sea el objeto. No es lo mismo un flujo másico (material stream), donde hay que definir parámetros termodinámicos, como son la presión y temperatura, que un compresor, en el que se programa el valor de la presión de salida y el rendimiento isoentrópico del compresor. En ese panel de configuración, se elige el paquete de propiedades con el que se quiere calcular la simulación para ese flujo másico que traspasa el equipo.

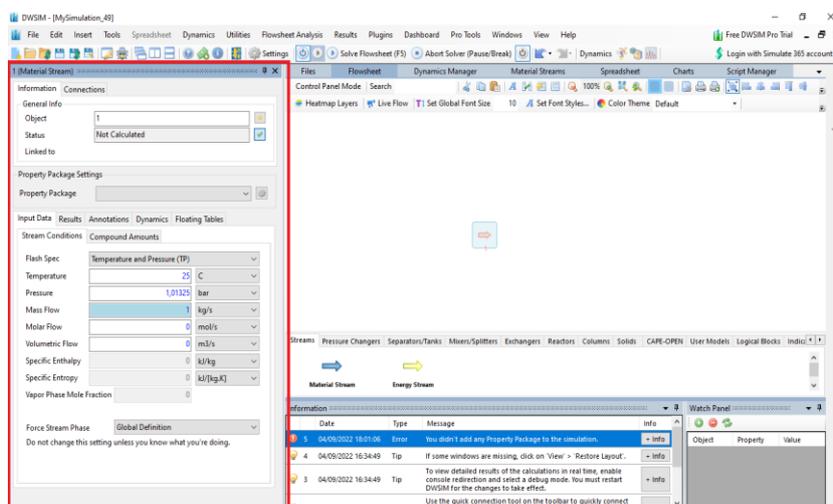


Figura 25. Panel de programación de las características de operación de un objeto.

Fuente: Elaboración propia

Una vez se ha modelado la instalación deseada en el programa, se pulsa la tecla F5 o se clicca en “Solve Flowsheet” para que calcule los diferentes parámetros termodinámicos de los equipos y flujos másicos (Figura 26).

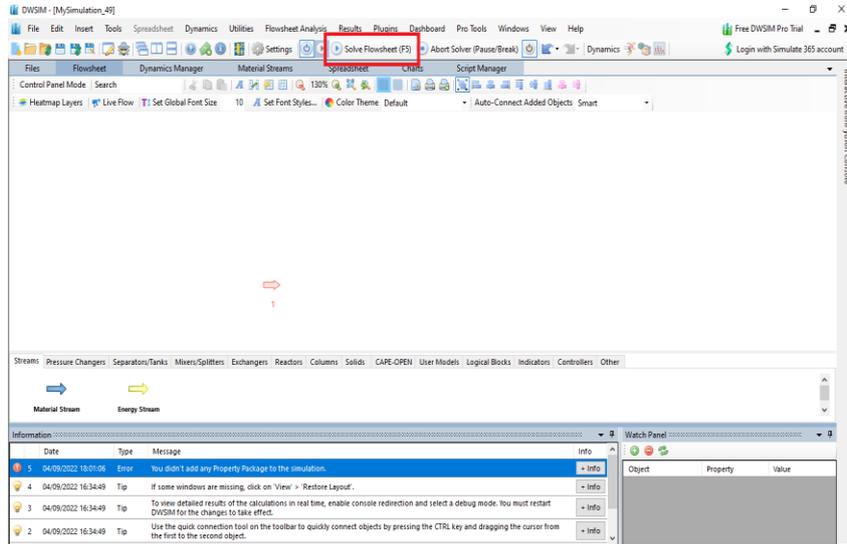


Figura 26. Resolver la instalación diseñada en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

#### 4.4. Simbología

En este apartado, se mostrarán los diferentes equipos que se han empleado para el diseño del Ciclo Combinado N°2 de la Central Térmica de Granadilla (Tabla 2).

Tabla 2. Simbología DWSIM para modelar el CC en DWSIM.

Símbolo	Descripción
 <b>Material Stream</b>	Flujo másico
 <b>Energy Stream</b>	Flujo energético
 <b>Compressor</b>	Compresor

		Bomba
<b>Pump</b>		
		Turbina
<b>Expander (Turbine)</b>		
		Válvula
<b>Valve</b>		
		Tanque
<b>Tank</b>		
		Separador gas-líquido
<b>Gas-Liquid Separator</b>		
		Mezclador y separador de flujos másicos
<b>Stream Mixer</b>	<b>Stream Splitter</b>	
		Enfriador
<b>Cooler</b>		
		Calentador
<b>Heater</b>		
		Intercambiador de calor
<b>Heat Exchanger</b>		
		Reactor de conversión
<b>Conversion Reactor</b>		
		Operador lógico-Recycle Block
<b>Recycle Block</b>		
		Operador lógico-Specification Block
<b>Specification Block</b>		

Fuente: Elaboración propia

## 4.5. Modelado del Ciclo Combinado con DWSIM

DWSIM es un software gratis que tiene una serie de limitaciones. Algunos equipos del ciclo combinado no se encuentran en el software, por lo que se tuvo que aplicar el ingenio y crear adaptaciones para la modelación del mismo. Los componentes que se han utilizado para la modelación del ciclo combinado son: Aire, oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono, agua, metano y etano (para la composición del gas natural 90% metano 10% etano).

### 4.5.1. Flujo másico

Los flujos másicos son aquellos flujos que atraviesan los diferentes equipos termodinámicos. Se han empleado diferentes paquetes de propiedades según el fluido definido en cada flujo másico. Asimismo, sólo se programan las condiciones de entrada, como caudal másico, temperatura y presión, de los flujos másicos a cada equipo, según los resultados de Ricardo Regalado Delgado [17]. Ya que el software calcula las condiciones de salida, puesto que se deben indicar los parámetros de cálculo de cada equipo termodinámico.

- Turbina de gas: En la turbina de gas circula caudal másico de aire, caudal másico de combustible y la mezcla final de caudal másico de gases de combustión/escape. Para la turbina de gas se aplica el paquete de propiedades Peng-Robinson.
- Ciclo de vapor: En este ciclo circula el caudal másico de agua en sus diferentes fases. Se emplea el paquete de propiedades "Steam Tables (IAPWS-IF97)".
- HRSG: En la caldera de recuperación circula tanto los gases de escape como el agua en las fases de líquido y vapor, por lo que se usa los dos paquetes de propiedades anteriores según el flujo másico.

### 4.5.2. Flujo energético

El flujo energético se añade en aquellos equipos que absorben o ceden energía, como los compresores o las turbinas.

### 4.5.3. Turbina de gas

La turbina de gas está compuesta por el compresor, la cámara de combustión y la turbina. Por ella circula flujo másico de aire por el compresor, en la cámara de combustión se produce la reacción de combustión y en la turbina fluye los gases de combustión. En la Figura 27 se muestra el modelado final de la GT en DWSIM.

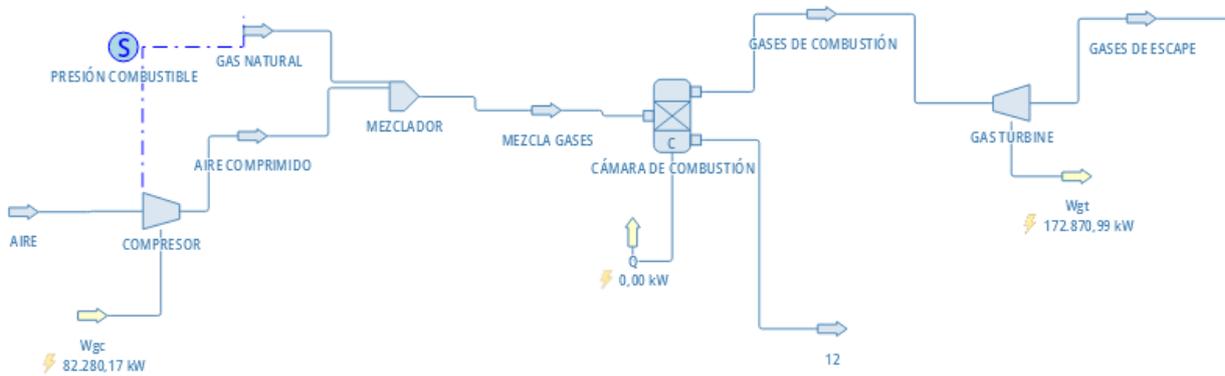


Figura 27. Turbina de gas modelada en DWSIM.

**Fuente:** Elaboración propia

- **Compresor de Gas:** Una vez se definen los parámetros de caudal másico, temperatura y presión del aire a la entrada del compresor, es necesario programar la función del compresor. En la Figura 28 se enseña el panel de programación. Para ello, se conecta el flujo másico "AIRE" y se añade el flujo másico de salida "AIRE COMPRIMIDO" y el flujo de energía "Wgc". Luego, se cambia el parámetro de cálculo a "Outlet Pressure" y se indica la presión del flujo másico de salida "AIRE COMPRIMIDO" que se quiere obtener. Asimismo, se indica el rendimiento isoentrópico del compresor. De esta forma, DWSIM calcula las condiciones del flujo másico de salida "AIRE COMPRIMIDO" y la potencia que consume el compresor. Esta explicación vale para los demás equipos que se han empleado para el diseño del CC en DWSIM. Sólo que el panel de programación de la Figura 28, cambia según el equipo que se esté programando.

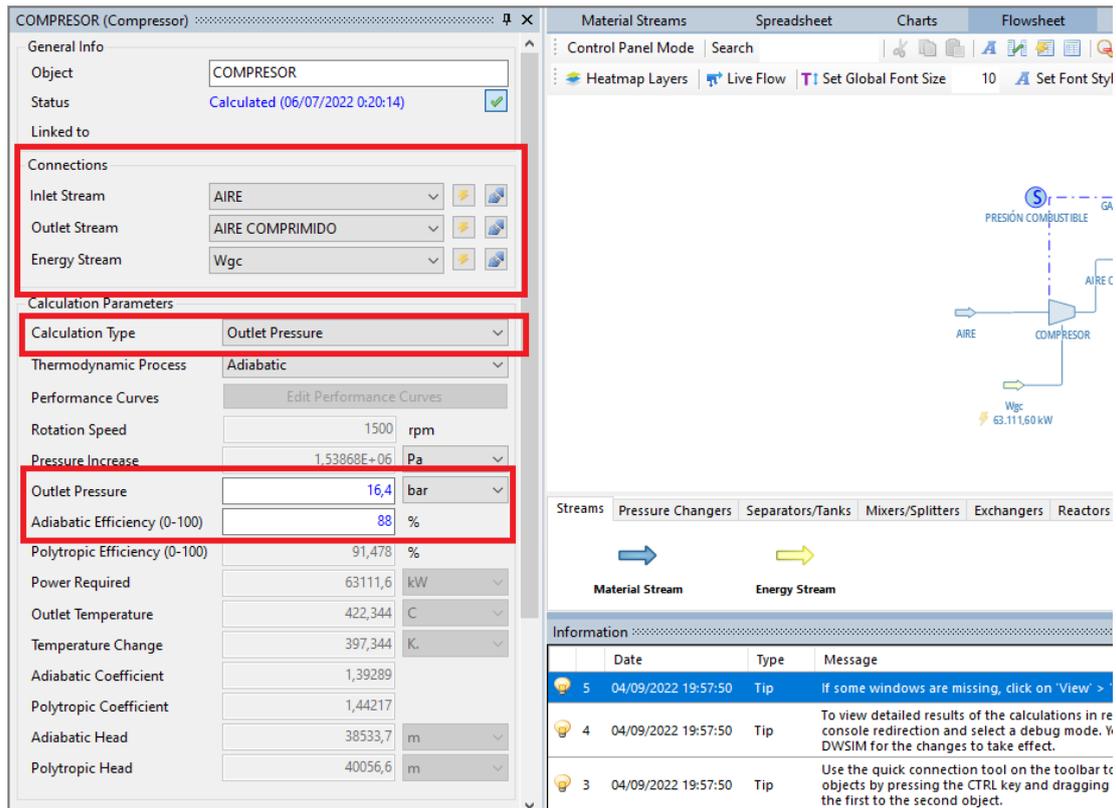


Figura 28. Parámetros de cálculo del compresor de la Turbina de gas modelada en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

- Cámara de combustión: DWSIM no cuenta con una cámara de combustión, sin embargo, se puede realizar una reacción de combustión a través de un reactor de conversión. El reactor de conversión, sólo permite un flujo másico de entrada, por lo que la cámara de combustión en esta simulación está compuesto por un mixer y el reactor de conversión, tal como se muestra en la Figura 27. El mixer realiza la mezcla entre el aire comprimido y el gas natural. Luego, esta mezcla se inyecta en el reactor de conversión. El gas natural se ha simplificado como una mezcla de 90% metano y 10% etano. Una vez definido la composición del gas natural, se debe programar la reacción de combustión en DWSIM. Para ello se siguen los siguientes paso:
  - Se accede a la pestaña de “Settings” y, luego, a la parte de “reactions” (Figura 29).

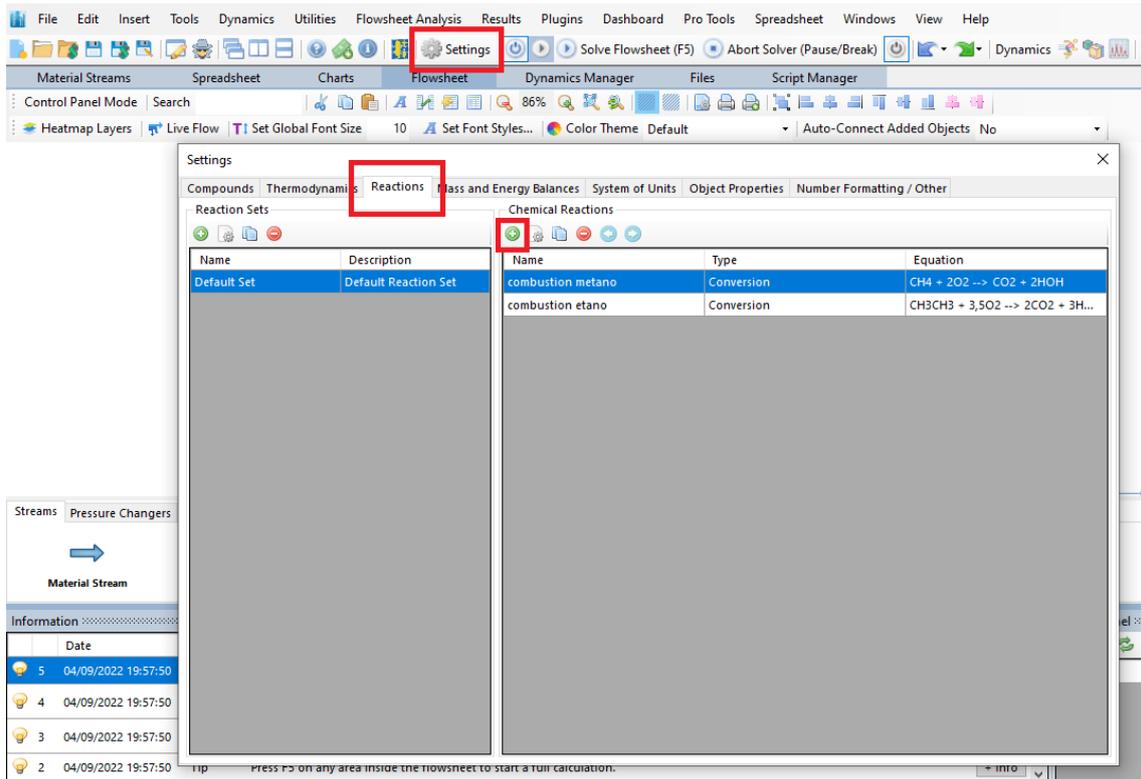


Figura 29. Programar las reacciones de combustión en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

- Seguidamente, se hace clic en el botón verde (Figura 29) para añadir las reacciones de combustión de los componentes de nuestro combustible. Estas reacciones de combustión deben tener su ajuste estequiométrico bien. Si no, el programa no lo da como válido y te señala el error.
- Asimismo, hay que indicar que la conversión es del 100% (Figura 30).

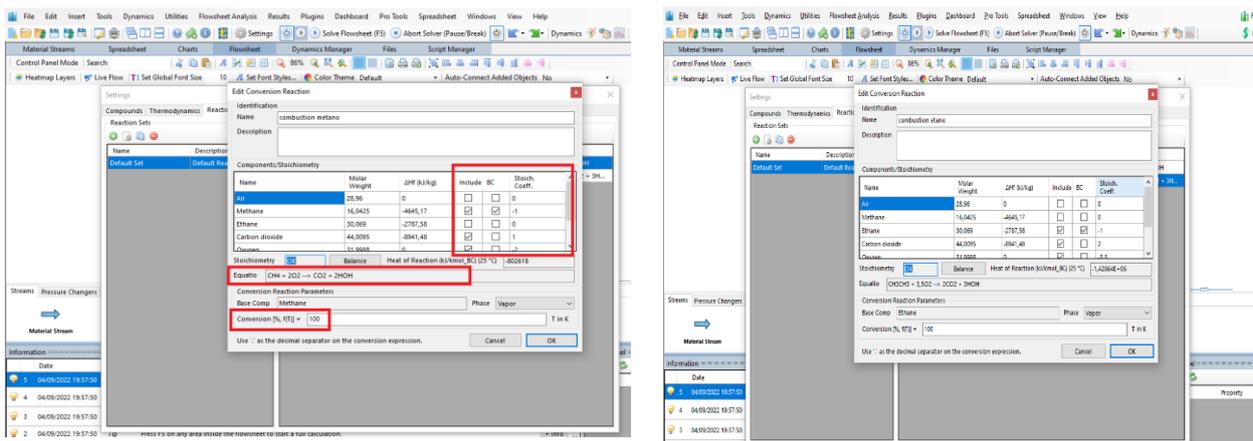


Figura 30. Reacciones de combustión metano y etano en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

- Además, tal como se muestra en la Figura 30, para incluir los componentes de la reacción de combustión se selecciona en la columna "include". Para los coeficientes estequiométricos, los coeficientes de los reactivos se indican con signo negativo y el de los productos con signo positivo.

De esta forma, cuando se resuelva el modelo, el programa entiende que debe realizar una reacción de combustión en el reactor de conversión.

- Turbina de gas: Para la turbina de gas se aplica un "expander" o "turbina". Se programa igual que el compresor, pero sus parámetros de cálculo son la presión de salida y el rendimiento isoentrópico de la turbina.

Así pues, el programa calcula la potencia de la turbina y el compresor, y cada uno de los parámetros termodinámicos (temperaturas, presiones, entalpía, entropías, fase...) de cada uno de los estados de los flujos másicos. En la Figura 27, se muestra el resultado final de la turbina de gas en DWSIM.

#### 4.5.4. Caldera de Recuperación (HRSG)

La caldera de recuperación es donde se genera el cambio de fase del agua que es usado en el ciclo de vapor, a través del calor transferido por los gases de escape. Para su modelado en DWSIM, el principal equipo utilizado son los intercambiadores de calor (Figura 31). La caldera de recuperación es una caldera de dos niveles de presión, Alta Presión y Baja Presión. Una gran fracción de agua del calderín de baja presión, se introduce a la Bomba de

Alta Presión (BAP), para trasladar el agua a la etapa de Alta Presión de la HRSG. La fracción de agua restante, fluye hacia el sobrecalentador de Baja Presión que, posteriormente, se mezcla con el vapor de agua que se expande en la turbina de Alta Presión, y se introduce en la turbina de vapor de Baja Presión.

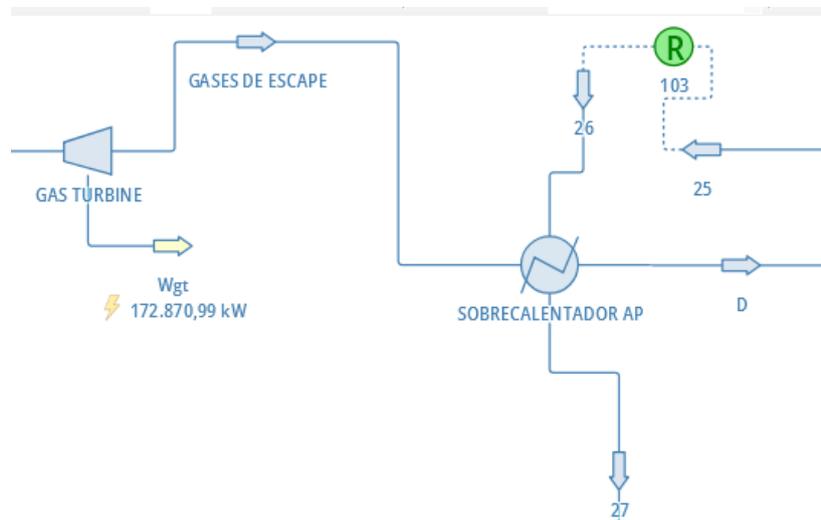


Figura 31. Sobrecalentador de Alta Presión modelado en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

#### 4.5.4.1. Intercambiador de Calor

Los intercambiadores de calor por los que está compuesto la caldera de recuperación en DWSIM son: Sobrecalentador, evaporador y economizador de Alta Presión, y, por otro lado, sobrecalentador, evaporador y economizador de Baja Presión. Esto es debido a que es un CC de dos niveles de presión. Para programar estos intercambiadores de calor, únicamente se indica el tipo de cálculo, en este caso, “Cálculo de la temperatura del fluido caliente”, de esta forma, DWSIM calcula tanto la temperatura de los gases de escape a la salida del intercambiador de calor indicado, como sus otras propiedades termodinámica. Para que el cálculo funcione, en el panel de programación, se da un valor de la caída de presión (si existe) y se indica la temperatura del fluido frío.

#### 4.5.4.2. Calderín

DWSIM no cuenta con un calderín por lo que hay que utilizar una serie de componentes para que realicen una función parecida. El calderín es un equipo que separa el vapor saturado y el líquido saturado del agua. En la

realidad, el agua como líquido saturado, que sale del economizador, entra al calderín y se dirige al evaporador. En el evaporador, el agua como líquido saturado se transforma en vapor saturado o, como mezcla bifásica, con un pequeño porcentaje de líquido saturado. El calderín, separa ese vapor saturado y líquido saturado, para que el agua que se inyecta en el sobrecalentador sea sí o sí vapor saturado. Asimismo, el caudal de agua que circula por el evaporador es algo mayor, puesto que el líquido saturado que se separa, se junta con el que proviene del economizador.

Para modelarlo en DWSIM, hay que añadir un “Calentador” para asegurar que el agua esté como líquido saturado (Figura 32). Con lo cuál, inyectamos agua del economizador al calentador y, luego, se traslada hacia el evaporador.

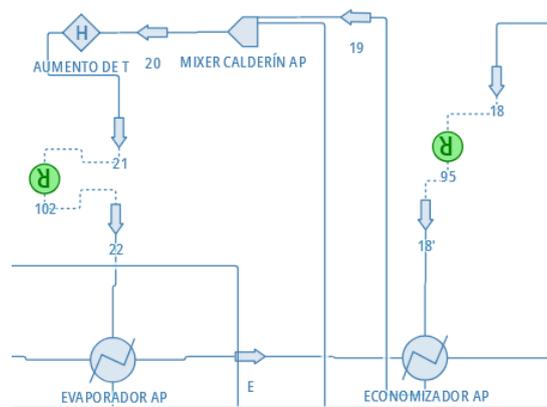


Figura 32. Calentador para asegurar líquido saturado en la entrada del evaporador.

**Fuente:** Elaboración propia

Posteriormente, al atravesar el evaporador, se obtiene agua con un gran título de vapor. Con un separador gas-líquido (Figura 33), se consigue realizar la función del calderín y, el vapor saturado, se redirige al sobrecalentador, mientras que, el líquido saturado se dirige al “MIXER CALDERÍN” (Figura 32) consiguiendo ese aumento de caudal de agua por el evaporador.

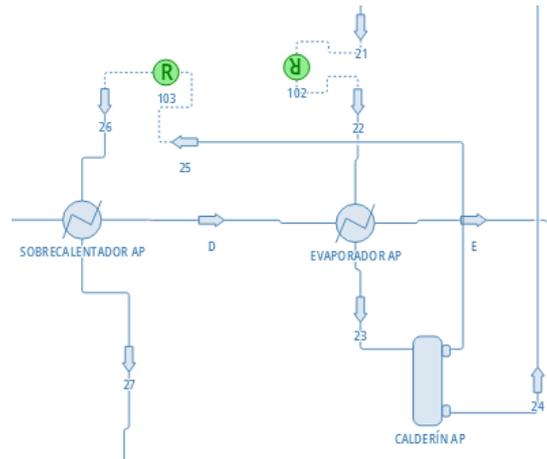


Figura 33. Separador gas-líquido en DWSIM para simular el calderín.

Fuente: Elaboración propia

Por tanto, el HRSG en DWSIM, está compuesto por 6 intercambiadores de calor, 2 calentadores y 2 separadores de gas-líquido. En la Figura 34, se muestra la caldera de recuperación de dos niveles de presión en DWSIM.

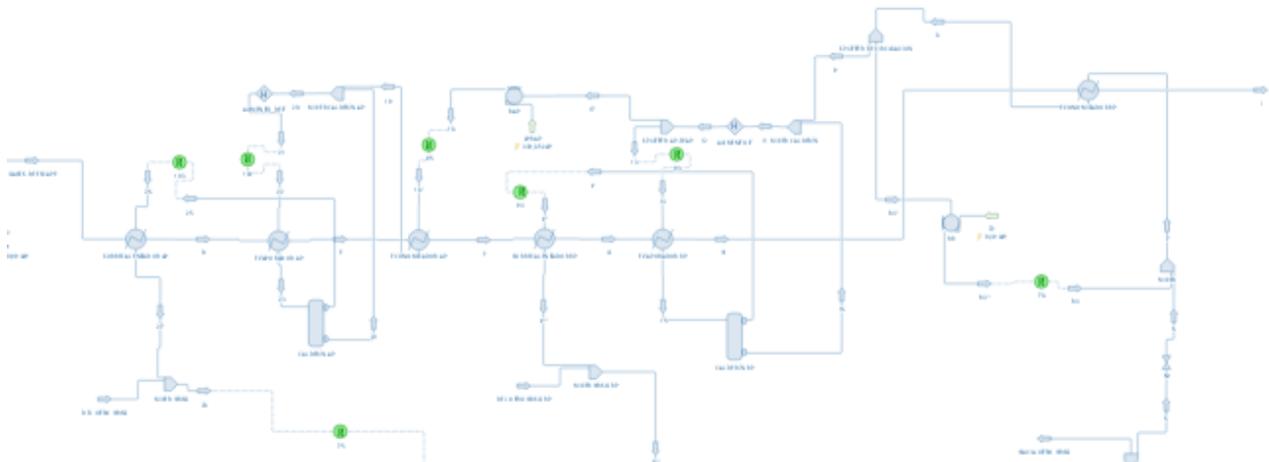


Figura 34. HRSG de dos niveles de presión modelado en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

#### 4.5.5. Ciclo de vapor

El ciclo de vapor (Figura 35) está compuesto por una turbina de vapor con dos etapas; Alta Presión y Baja Presión. El vapor de agua, sale de los sobrecalentadores de Alta Presión de las dos HRSG, y se dirigen hacia la turbina de vapor de Alta Presión. Al expandirse, se mezcla con el vapor de agua que salen de los sobrecalentadores de baja presión, y se introduce en la turbina de Baja Presión. Posteriormente, el agua trasvasa un condensador,

para obtener líquido saturado. Además, se añade la Bomba de Alimentación Caldera (BAC) para aumentar la presión del agua tras la expansión en la turbina de vapor, y una Bomba de Recuperación (BR). La programación de las turbinas y condensador se realizan igual que las explicaciones anteriores, indicando las condiciones de entrada de los flujos másico y los parámetros de cálculo de los diferentes equipos.

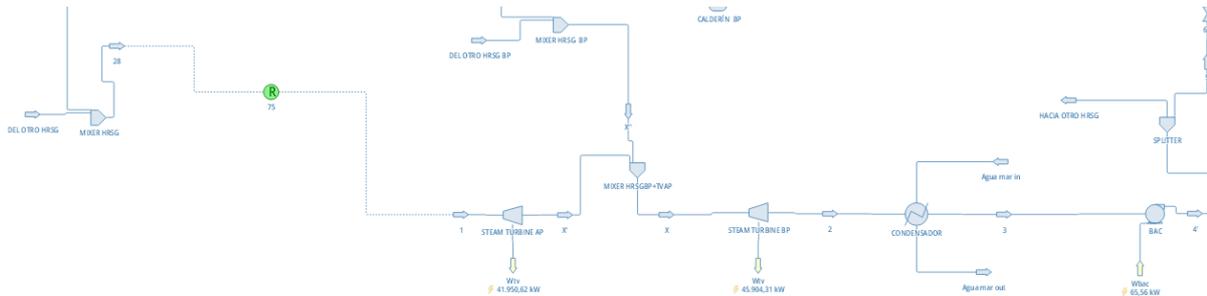


Figura 35. Ciclo de vapor del Ciclo Combinado en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

#### 4.5.5.1. Bombas

Como ha mencionado anteriormente, el ciclo combinado consta de tres bombas: BAC, BR, BAP que aumentan la presión del fluido de trabajo. Para su programación, únicamente hay que indicar sus parámetros de cálculo, presión de salida y el rendimiento isoentrópico. Asimismo, hay que aplicar el paquete de propiedades correspondiente según los flujos másicos, en este caso, "Steam Tables" (Figura 36).

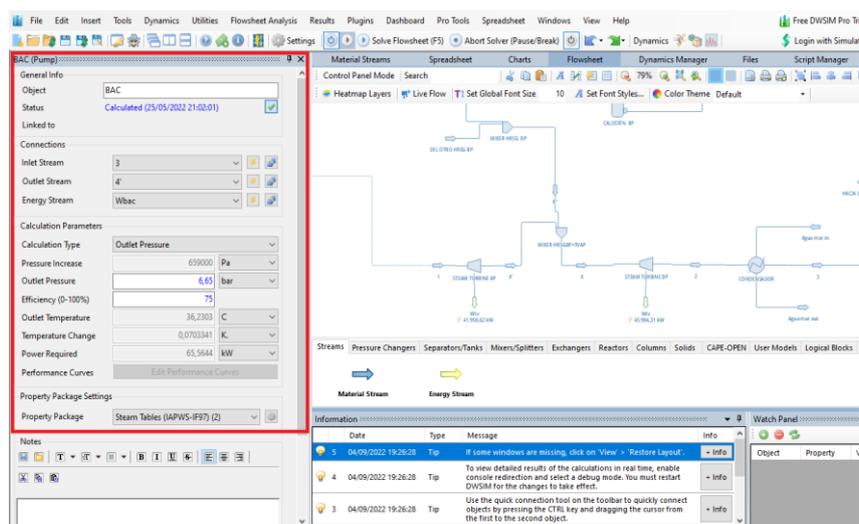


Figura 36. Programación de las bombas en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

#### 4.5.6. Operadores Lógicos

Los operadores lógico utilizados son “*Specification Block*” y “*Recycle Block*”. El “*Specification Block*” se utiliza para igualar las condiciones de entrada del gas natural con las del “*Aire Comprimido*” (Figura 27). DWSIM no permite que dos fluidos diferentes se introduzcan en el mezclador a presiones de entrada diferentes.

El “*Recycle Block*” es el operador lógico más utilizado. Este operador lógico permite cerrar los ciclos y reciclar los parámetros del flujo másico de entrada en el operador al flujo másico de salida. DWSIM no permite hacer circuitos cerrados, ya que el software lo considera como un círculo cerrado y realizaría cálculos infinitos, por esta razón se aplican los recycle. Donde más se ha utilizado ha sido en la HRSG, que fue la parte más complicada de modelar.

#### 4.6. Comparación de Resultados de Ciclo Combinado con el estudio teórico.

Tabla 3. Comparación de los parámetros teóricos [17] con los obtenidos en DWSIM

Parámetro	Teórico	DWSIM	Error relativo [%]
Temperatura combustión [°C]	1272,10	1275,25	0,25
Temperatura gases escape [°C]	617,00	613,63	0,55
Potencia Neta Turbina de Gas [MW]	80	75,26	5,92
Potencia Turbina Vapor Alta Presión [MW]	41,96	41,95	0,024
Potencia Turbina Vapor Baja Presión [MW]	46,39	45,90	1,06
Potencia BAC [KW]	65,56	65,56	0
Potencia BR [KW]	0,49	0,49	0
Potencia BAP [KW]	449,84	449,85	0,002
Temperatura de salida gases escape HRSG [°C]	95	93,61	1,46
Potencia Neta Ciclo Combinado [MW]	248,30	237,40	4,39
Rendimiento térmico Ciclo Combinado [%]	55,93	57,51	2,75

Fuente: Elaboración propia

Tal como se aprecia en la Tabla 3, el mayor error relativo se encuentra en la potencia neta generada por la turbina de gas, que luego se arrastra en la potencia total del ciclo cambiando. Esto se debe, a que se accedió al Manual de Visitas de la Central Térmica de Granadilla [6], donde se explica los diferentes grupos de generación de energía y se indican diferentes

parámetros de dichos grupos. La turbina de gas para este ciclo combinado genera una potencia de 75 MW, por lo que se ajustó una serie de características en DWSIM para obtener este valor. En la Tabla 4, se encuentra los parámetros modificados en DWSIM y se compara con los que fueron asumidos por el ingeniero industrial Ricardo Regalado [17].

Tabla 4. Parámetros modificados de la turbina de gas en DWSIM.

Parámetro	Teórico [17]	DWSIM
Composición gas natural [%]	92(CH <sub>4</sub> ) 4(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ) 1,4(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ) 2,6(N <sub>2</sub> )	90(CH <sub>4</sub> ) 10(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )
Caudal másico combustible [kg/s]	4,57	4,25
Relación de compresión	16	16,4
Rend. isoentrópico compresor [%]	80	88
Rendimiento isoentrópico turbina [%]	90	85

Fuente: Elaboración propia

La relación de compresión se obtuvo del catálogo de General Electric [18]. Las turbinas de gas del Ciclo Combinado N°2 son de la compañía General Electric, y su modelo se denomina “GE-6F.03”.

Por tanto, como se refleja en la Tabla 3, los errores relativos de la mayoría de los parámetros se encuentran por debajo del 5%, aun ajustando las características de operación de la turbina de gas para obtener un resultado que se asemeje más a la realidad. Demostrando así, que DWSIM es un gran simulador de procesos químicos y ciclos de potencia.

#### 4.7. Sistema CAES en DWSIM

El sistema CAES se ha estudiado de manera teórica según la bibliografía específica de estos sistemas. El análisis y sus cálculos se explican en el apartado “Análisis del Diseño del Sistema CAES.”. Una vez se concluyó con los cálculos, se modeló en DWSIM para simular la hibridación CAES-CC.

En un primer lugar, se programó el sistema CAES completo tal como se muestra en la Figura 37. Sin embargo, el software entiende que el sistema está siempre en funcionamiento, es decir, que no permite separar o pausar la fase de carga y descarga del CAES. DWSIM tiene una parte de simulación dinámica pero sólo funciona en procesos muy simples, por lo que se decidió separar ambos procesos. Asimismo, no se puede modificar el caudal másico de salida de los recipientes/tanques, es decir, que el caudal másico de entrada es el mismo que en la salida, por lo que se tuvo que añadir un mixer para obtener el caudal de aire, calculado teóricamente, que aporta el CAES

a la cámara de combustión de las GTs. No obstante, el mixer se elimina en la simulación final, puesto que las fases de carga y descarga se separaron. De esta manera, se consigue ajustar sin añadir ningún otro elemento el caudal de aire que aporta el sistema.

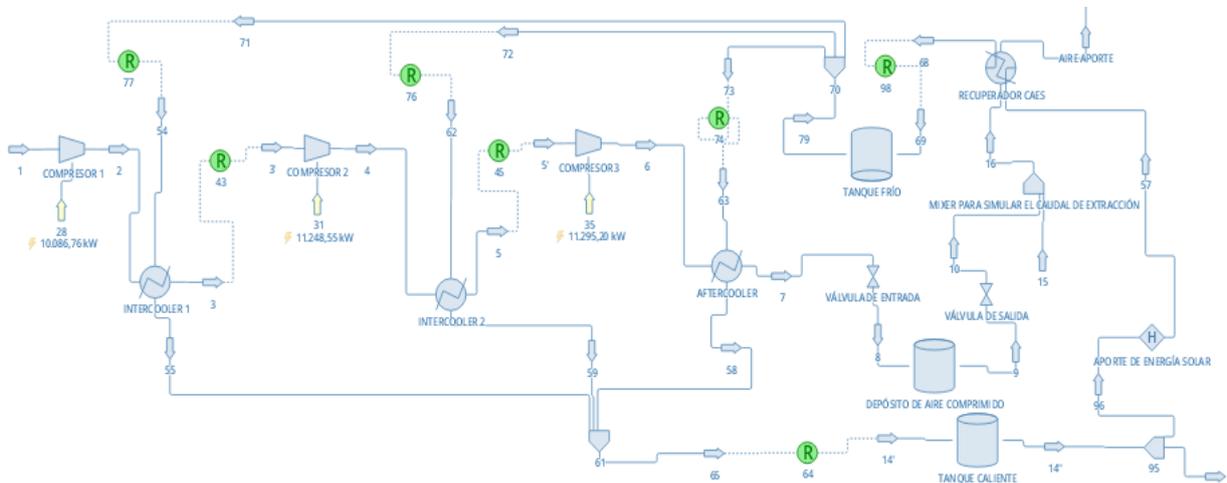


Figura 37. Sistema CAES completo en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 38 y Figura 39, se muestra la fase de carga del sistema CAES y en la fase de descarga programadas de forma separadas, ya que cuando el sistema CAES está en fase de carga no descarga aire a las cámaras de combustión y viceversa.

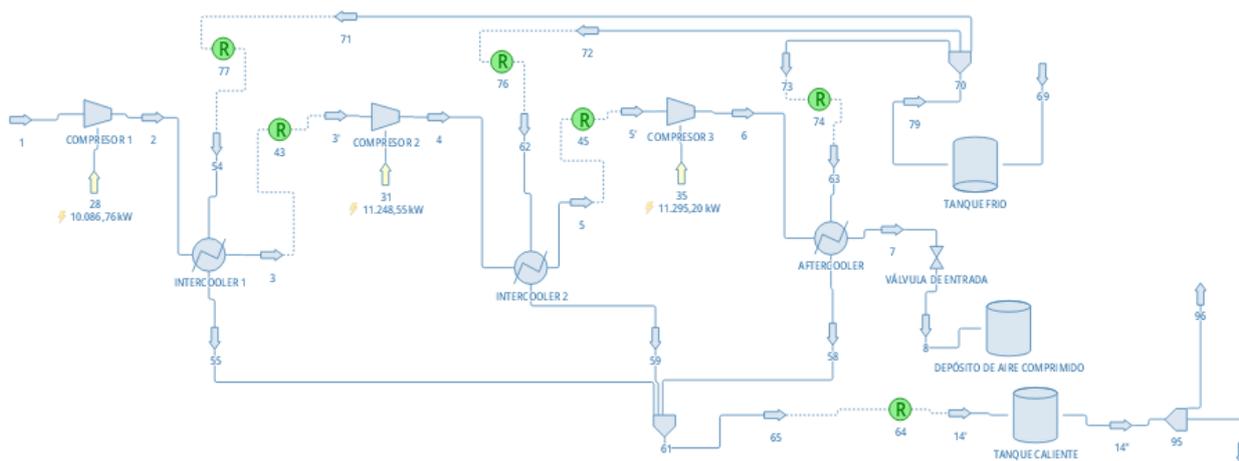


Figura 38. Fase de carga del Sistema CAES en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, se decidió realizar el análisis de sensibilidad únicamente con las turbinas de gas, es decir, sin contar con la HRSG ni el ciclo de vapor. La HRSG generaba problemas en el análisis de sensibilidad, seguramente por

la cantidad de flujo másicos recirculados que tiene. Igualmente, el sistema CAES actúa directamente en las turbinas de gas, el ciclo de vapor permanece con sus parámetros constante, por lo que los cálculos en DWSIM de la Tabla 3 por parte del ciclo de vapor permanecen iguales.

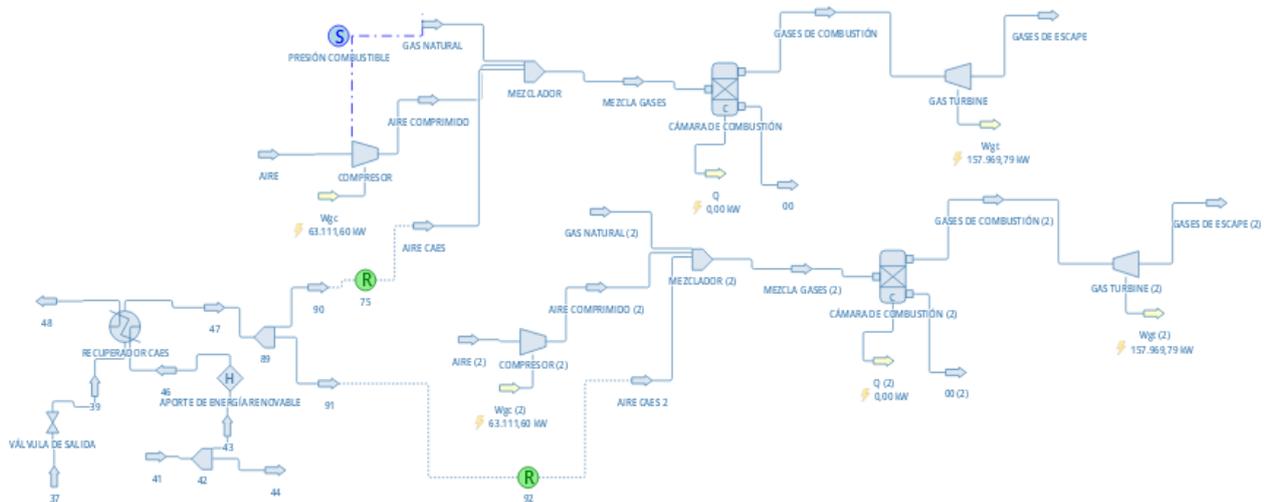


Figura 39. Fase de descarga del Sistema CAES. Hibridación CAES-CC en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

Los cálculos de la hibridación se han obtenido a través de un análisis de sensibilidad en el propio software. Para ello, es necesario clicar en “Flowsheet Analysis” y, luego, ir a “Sensitivity Study” (Figura 40).

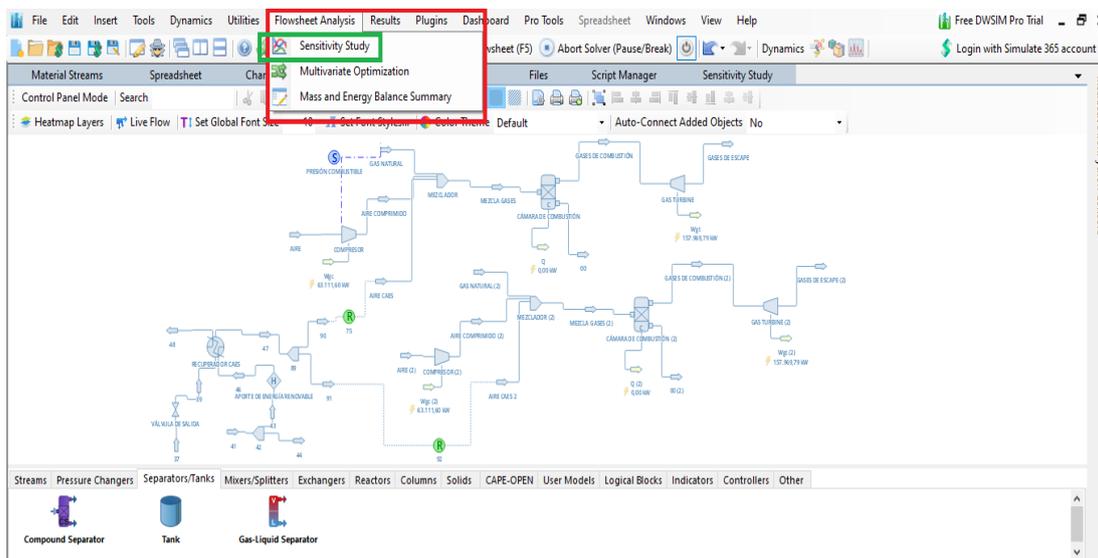


Figura 40. Ubicación de “Análisis de Sensibilidad” en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

Posteriormente, aparece la interfaz para programar el análisis de sensibilidad. Esta interfaz consta de 4 pestañas: “*Independent Variables*”, “*Dependent Variables*”, “*Result*” y “*Chart*”. Además, se pueden establecer varios análisis de sensibilidad y clasificarlos por nombre para un mismo diagrama de flujo. El análisis de sensibilidad permite estudiar la influencia de variables en otras variables dependientes del diseño programado.

En la pestaña de “*Independent Variables*” (Figura 41), se manejan las variables independientes para el análisis hasta un máximo de dos variables. Para definir las variables independientes, hay que seleccionar el objeto (flujo másico, equipos termodinámico...), del diagrama de flujo creado, y su propiedad (caudal másico, temperatura, presión...). DWSIM permite realizar el estudio indicando los rangos de valores “*Lower Limit*” y “*Upper Limit*” de dichas variables independientes, es decir, el programa irá modificando los valores de las variables independientes definidas, según el rango mínimo y máximo indicado. Asimismo, para cada variable independiente, hay que definir el número de puntos a calcular dentro del rango de valores definido. Por tanto, DWSIM irá variando los valores de las variables independientes definidas, según los valores máximos y mínimos y el número de puntos indicados a calcular, obteniendo como resultado la variable dependiente para cada uno de los casos.

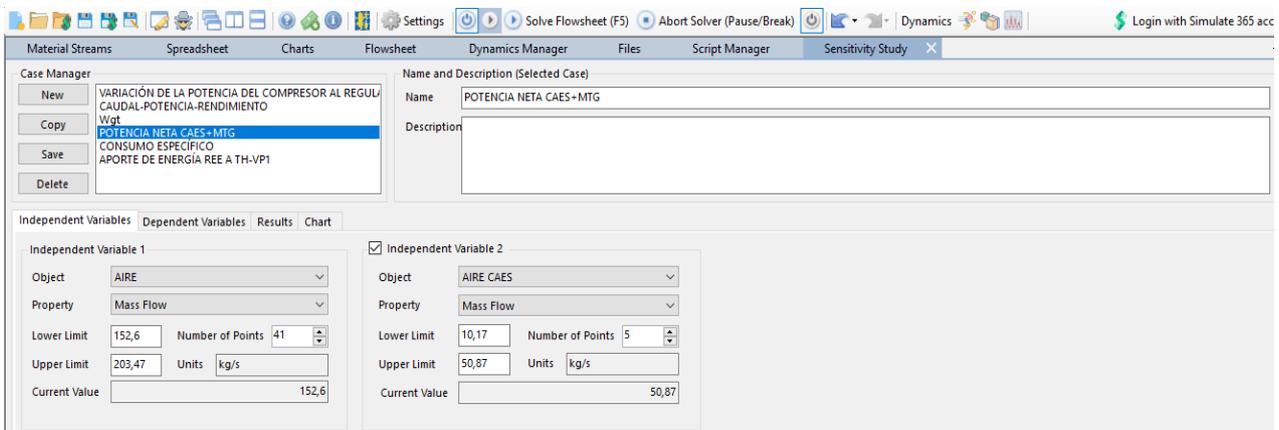


Figura 41. “Análisis de Sensibilidad” nombres y variables independientes en DWSIM.

**Fuente:** Elaboración propia

Las “*Dependent Variables*” (Figura 42) son las variables dependientes, es decir, son aquellas variables que se quiere estudiar como les influye las variables independientes definidas. El software ofrece dos opciones para indicar las variables dependientes:

- 1) Las variables dependientes son objetos del diagrama de flujo. Se elige el objeto del diagrama y la propiedad a calcular.

- 2) La variable dependiente es una expresión matemática. Se definen los nombres de las variables, se indica el objeto del diagrama de flujo para dicha variable y se elige la propiedad para indicar el valor de la variable.

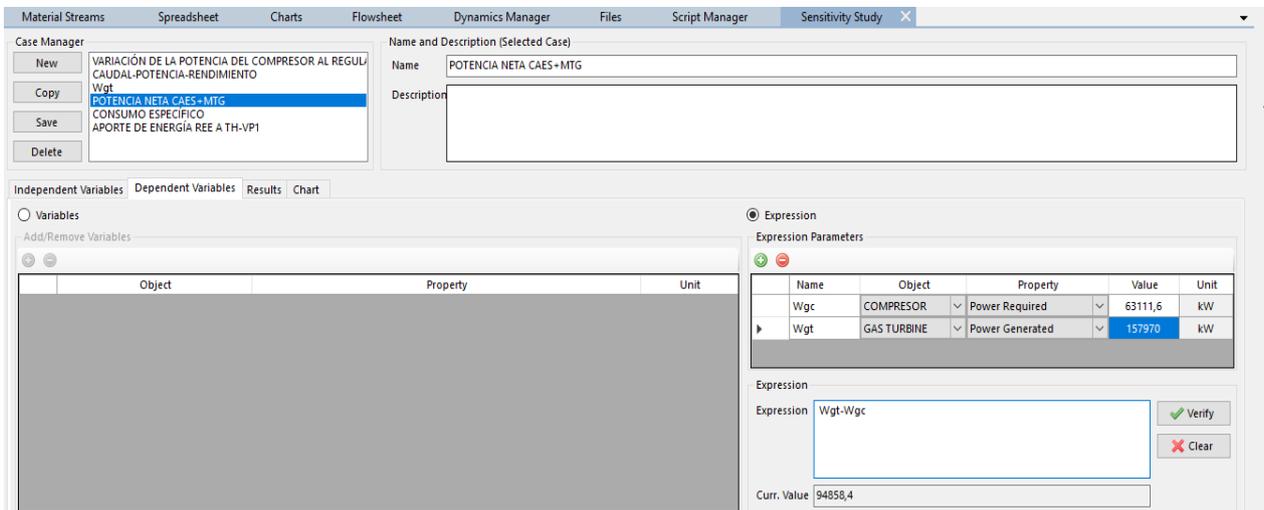


Figura 42. "Análisis de Sensibilidad" variables dependientes en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

Una vez definidas las variables independientes y dependientes, se accede a la pestaña "Result" (Figura 43). En "Result" se clicka en "Start Sensitivity Analysis" y DWSIM muestra en una ventana, como va modificando las variables independientes y mostrando el resultado (de la variable dependiente) de dicha variación de valores.

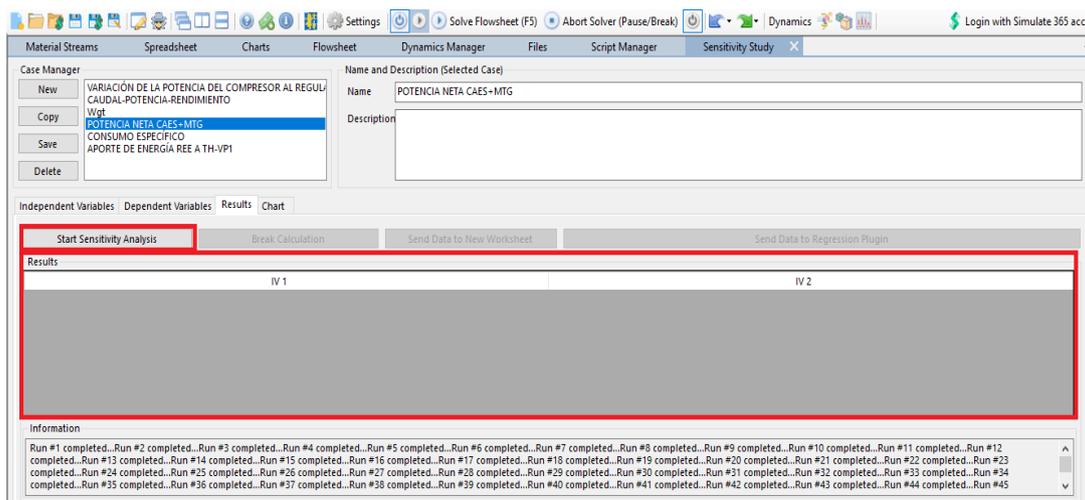


Figura 43. "Análisis de Sensibilidad" resultados en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

Por último, la función “Chart”, permite representar gráficamente los resultados obtenidos (Figura 44).

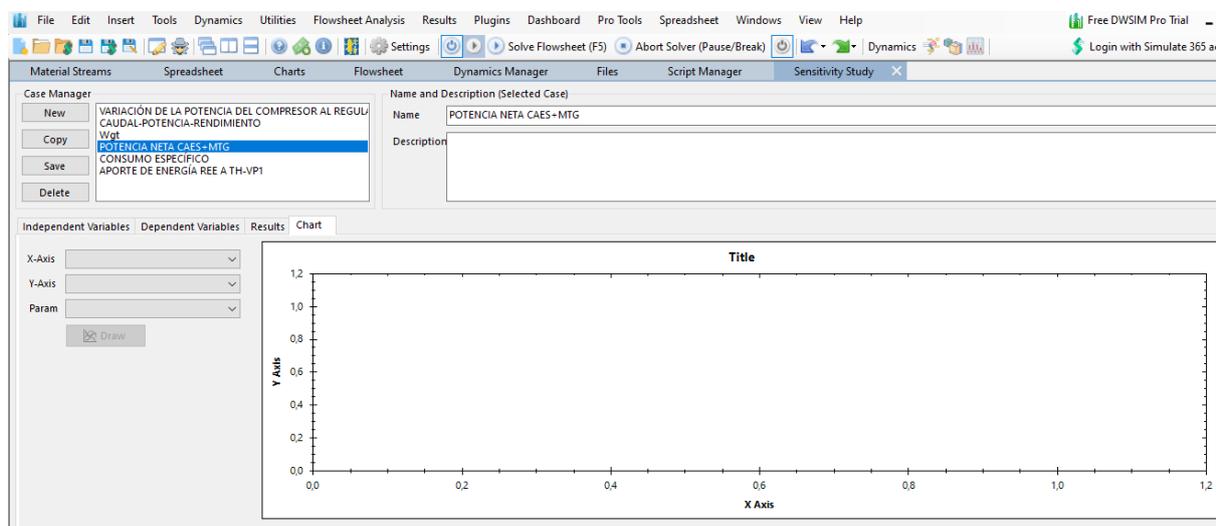


Figura 44. “Análisis de Sensibilidad” gráficas en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

Una de las características de este sistema CAES es el circuito diseñado de aceite sintético TH-VP1. Este aceite sintético permite disminuir la temperatura del aire en la carga del CAES e incrementarla en la descarga, una explicación más exhaustiva se encuentra en “Therminol-VP1”. DWSIM permite trabajar con este fluido a través del paquete “CoolProp (Incompressible Fluids)”. Para poder utilizarlo en el software hay que seguir las siguientes indicaciones (Figura 45):

- Accedemos a “Settings” y clickamos en la pestaña de “Thermodynamics”.
- Luego, se añade el paquete de propiedades “CoolProp (Incompressible Fluids)”.
- En la pestaña de la derecha, donde aparecen los paquetes de propiedades añadidos, se selecciona “CoolProp (Incompressible Fluids)” y clickamos “Configure”.
- En configuración, en “Model Parameters” se selecciona el fluido Therminol-VP1 (Figura 45).

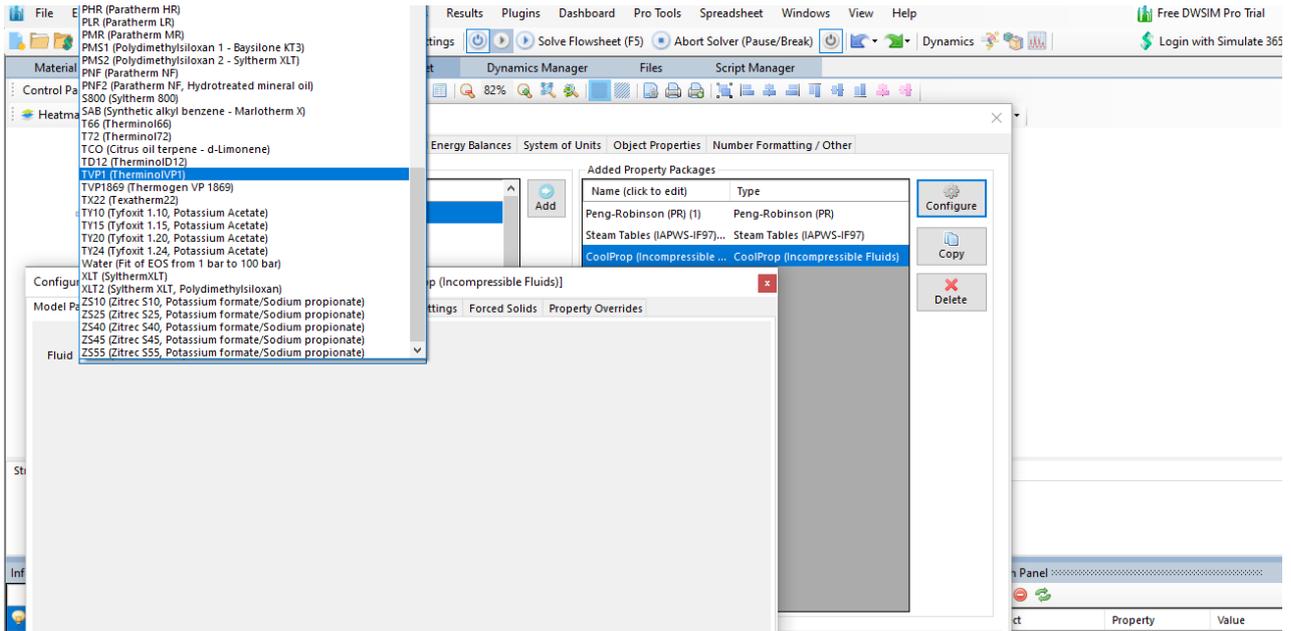


Figura 45. Añadir Therminol-VP1 en DWSIM.

Fuente: Elaboración propia

De esta manera, cualquier compuesto que se utilice (agua, aire, oxígeno) y se le aplique el paquete de propiedad “*CoolProp (Incompressible Fluids)*”, DWSIM entiende que se emplea el aceite sintético TH-VP1.

## 4.8. Limitaciones del DWSIM

DWSIM es un gran software de simulación de procesos químicos, pero tiene una serie de limitaciones:

- Falta de objetos para una simulación más real de las instalaciones.

Como se ha explicado en el desarrollo del CC en DWSIM, hay una serie de equipos termodinámicos como son el calderín y la cámara de combustión que no existen en el software. Por lo que se ha tenido que emplear una mezcla de objetos para conseguir la representación de éstos, en consecuencia, no sería una simulación del todo real.

- Únicamente se puede conectar dos flujos másico a los equipos termodinámicos, es decir, un flujo másico de entrada y otro de salida.

Con lo cual no se pueden simular sangrados en compresores o turbina, o las mezclas hay que realizarlas antes de conectarla al objeto deseado.

- Diferenciación de los flujos másicos en instalaciones complejas.

Al modelar instalaciones más enrevesadas, como pueden ser la HRSG o el sistema CAES, a veces es difícil comprender que representa cada flujo másico. No se puede clasificar con colores.

- Error (crasheo) del programa.

Al realizar un análisis de sensibilidad se puede producir un error inesperado, obligando a cerrar la aplicación o incluso borrar carpetas de la instalación del software para poder usar de nuevo el programa. En el foro oficial de DWSIM se consultó para solucionar este problema y era un error algo común.

- Si se quiere cambiar algún parámetro de un objeto hay que hacerlo uno a uno de forma individual.

Por ejemplo, en el sistema CAES, que se ha realizado un estudio variando la relación de compresión del tren de compresión, para cambiar la presión de salida del flujo másico había que indicarlo uno a uno en cada compresor. Otros softwares permiten cambiarlo directamente en el código de programación (definiendo la variable), con lo cual te ahorras tiempo de trabajo.

- El análisis de sensibilidad sólo permite 2 variables independientes.
- Simulación dinámica poco desarrollada.

DWSIM permite la modelación de simulaciones dinámicas, sin embargo, sólo se puede aplicar en procesos muy sencillos y tiene una programación algo más compleja.

- En el objeto *“Tanque/recipiente”* no se puede indicar caudales de entrada y salida de flujos másicos con valores diferentes.
- Escasa documentación.

DWSIM cuenta con una guía de usuario, desarrollada por el creador Daniel Wagner Oliveira de Medeiros, contiene información básica de explicación de conceptos y cómo realizar diferentes procesos químicos. Por el contrario, no tiene información para operaciones más complejas como el diseño de una HRSG, por lo que se tuvo que dedicar una gran cantidad de tiempo en aprender el funcionamiento de este programa.

## **5. Análisis del Diseño del Sistema CAES.**

A diferencia de los sistemas CAES convencionales, el diseño que se ha propuesto es eliminar la turbina o expansor, e inyectar el aire directamente a la cámara de combustión de las dos turbinas de gas del CC. Por tanto, la tecnología CAES en este proyecto, estará compuesta por: Tren de compresión, intercoolers y aftercooler después de cada compresor, tanque o recipiente donde se almacena el aire comprimido y válvulas a la entrada y salida del recipiente. Un esquema de la instalación se muestra en la Figura 46.

Para diseñar el sistema CAES hay que considerar una serie de parámetros:

- Presión mínima en el interior del recipiente ' $P_{STmin}'$  [bar].
- Presión máxima en el interior del recipiente ' $P_{STmax}'$  [bar]
- Tiempo de fase de carga ' $t_{ch}'$  [h].
- Tiempo de fase de descarga ' $t_{dch}'$  [h].
- Número de etapas de compresión ' $N'$ '.
- Temperatura en el interior del recipiente ' $T_{st}'$  [°C].
- Relación de compresión total del tren de compresión ' $r_{ctot}'$ '.
- Rendimiento isoentrópico de los compresores ' $\eta_c'$ '.

La relación de compresión total coincide con la presión máxima en el interior del tanque ( $P_{STmax}$ ). La relación de compresión en cada compresor será la misma. El rendimiento isoentrópico tendrá el mismo valor para cada uno de los compresores del CAES. La temperatura del aire al atravesar los intercoolers y el aftercooler es la misma que la temperatura en el interior del recipiente ( $T_{st}$ ).

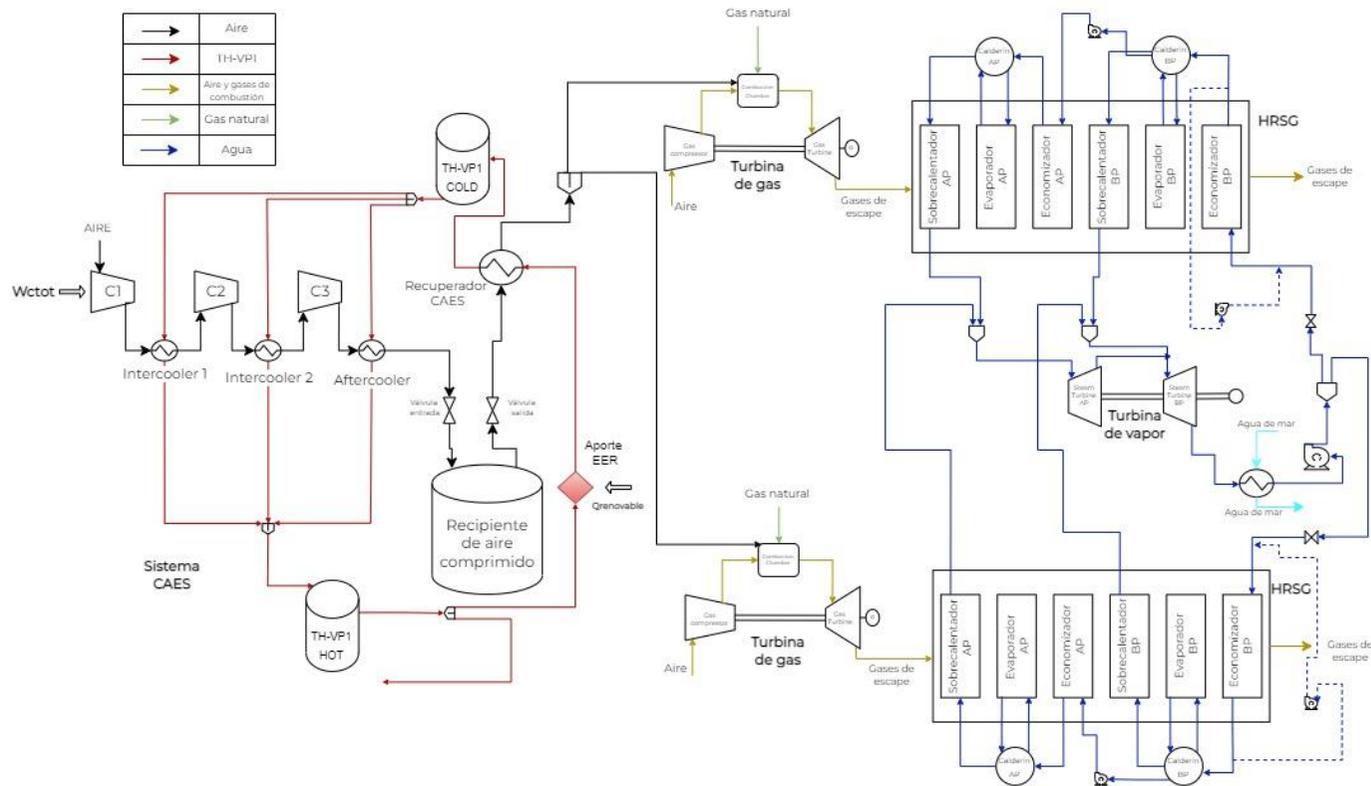


Figura 46. Hibridación del sistema CAES con el Ciclo Combinado. **Fuente:** Elaboración Propia.

El funcionamiento del sistema CAES será el siguiente:

- El tren de compresión absorberá potencia durante un tiempo determinado ( $t_{ch}$ ), proveniente de los vertidos de ER, para comprimir el aire y depositarlo en el recipiente. Entre etapas de compresión se añaden intercoolers que disminuyen la potencia de los compresores. Antes de entrar al depósito, se añade un aftercooler para disminuir la temperatura del aire tras la última compresión y disminuir su densidad para aumentar la masa almacenada de aire.
- A medida que el aire va ocupando el volumen del depósito, la presión en el interior irá aumentando. Transcurrido el tiempo de carga, la presión en el interior del recipiente será la misma que la presión de entrada del aire al depósito. La válvula de entrada se cierra quedando el aire almacenado en el tanque.
- Posteriormente, se abrirá la válvula de salida que descargará el aire hacia la cámara de combustión de las turbinas de gas. La válvula estrangula el aire para disminuir la presión e igualarla a la presión de la cámara de combustión de las turbinas de gas. Transcurrido el tiempo de descarga ( $t_{dch}$ ), la presión en el interior del recipiente será la misma que la presión de descarga. La válvula de salida se cierra, y se comienza el proceso de llenado cuando exista un vertido de ER.

Para esta hibridación CAES-CC, la intención es reducir el caudal másico de aire que traspasa por el compresor de la GT y que el CAES aporte esa reducción para completar el funcionamiento a plena carga. De esta forma, al reducir el caudal másico en el compresor de la GT, disminuirá la potencia que consume el compresor y con el aporte del CAES se mantendrá el caudal másico de aire en la GT a plena carga, por lo que la potencia que produce la turbina será la misma que a carga completa. Por tanto, al disminuir la potencia consumida en el compresor, pero mantener la potencia generada por la turbina de gas, aumentaremos la potencia neta de las GTs.

Igualmente, es necesario definir los parámetros termodinámicos del aire a la entrada del tren de compresión. El aire se considera como gas ideal con capacidades térmicas constantes (gas perfecto). Los valores de estos parámetros se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Parámetros termodinámicos del aire

	Índice adiabático	Capacidad calorífica [kJ/kgK]	Constante de gases ideales [J/kgK]	Presión inicial [bar]	Temperatura inicial [°C]
Aire	1,3811	1,045	286,9	1	20

Fuente: Elaboración propia

Una vez se conocen los requisitos necesarios para el dimensionamiento del sistema CAES y su funcionamiento, se plantean y estudian 2 tipos de depósito para su diseño: Aprovechar galerías, acuíferos o pozos subterráneos, ya existentes en la Isla de Tenerife (Depósitos naturales bajo tierra) y, por otro lado, considerar depósitos de acero para el almacenamiento del aire comprimido (Depósitos artificiales).

### 5.1. Depósito Natural Bajo Tierra.

Los CAES convencionales suelen almacenar el aire en cavernas de sal naturales, para evitar los elevados costos de la creación de la misma. Además, poseen una buena resistencia a la presión de almacenamiento del aire y existe poca posibilidad de fugas.

El Consejo Insular de Aguas de Tenerife realiza un seguimiento de las diferentes instalaciones subterráneas, galerías y pozos [19]. Sin embargo, no proporciona información sobre la capacidad volumétrica de dichas instalaciones. Por tanto, como no se conoce el volumen de las galerías y la orografía de la Isla es complicada, se ha optado por diseñar el sistema CAES con depósitos no naturales.

### 5.2. Diseño en Depósitos Artificiales.

Para el diseño de este sistema CAES se tienen en cuenta depósitos artificiales. En general, estos depósitos son de acero por lo que el coste aumenta, ya que se suma el coste del material y la mano de obra.

Se ha considerado dos tipos de diseño: Según la carga y la descarga. El estudio, en ambos casos, se ha realizado con los mismos parámetros CAES para ver las diferencias.

No existen datos oficiales sobre el vertido de potencia de ER que se da en la Isla de Tenerife. No obstante, se estima que puede alcanzar un valor máximo de 30 MW que no son aprovechados. Para el

dimensionamiento del tren de compresión se tiene en cuenta dicha potencia.

### 5.2.1. Según la Carga.

En este caso, se han tomado los parámetros de diseño que se muestran en la Tabla 6. La idea en este diseño según la carga, es calcular el caudal másico de aire en la carga del CAES a partir de la potencia de ER. Igualmente, se calculará el volumen del recipiente y el caudal másico de descarga del CAES.

Tabla 6. Parámetros de diseño del Sistema CAES según la carga

$P_{STmin}$ [bar]	14,6
$t_{ch}$ [h]	5
$t_{dch}$ [h]	3
N	3
$\dot{W}_{Ctot}$ [MW]	30
$T_{ST}$ [°C]	50
$\eta_c$	0,86

**Fuente:** Elaboración propia

El estudio se ha realizado para tres presiones máximas ( $P_{STmax}$ ) diferentes en el interior del tanque. La relación de compresión por etapa viene definida por la ecuación (1).

$$r_{ci} = \sqrt[N]{\frac{P_{STmax}}{P_{atm}}} \quad (1)$$

Siendo  $r_{ci}$  la relación de compresión en la etapa “i” y la  $P_{atm}$  la presión del aire a la entrada del tren de compresión (Tabla 5).

En el cálculo del caudal másico de aire en la carga del sistema CAES, se ha considerado un único compresor de  $r_{ctot}$  y potencia consumida  $\dot{W}_{Ctot}$  [MW]. A través del rendimiento isoentrópico, se determina el caudal másico de aire en la carga. El rendimiento isoentrópico del compresor se define como: la comparación entre la prestación ideal del dispositivo y la prestación real del mismo, tal como se muestra en (2).

$$\eta_c = \frac{\dot{W}_{CtotS}}{\dot{W}_{Ctot}} \quad (2)$$

Si se despeja  $\dot{W}_{\text{Ctot}}$ , la potencia real del compresor depende de la potencia ideal y el rendimiento isoentrópico (3).

$$\dot{W}_{\text{Ctot}} = \frac{1}{\eta_c} \dot{W}_{\text{CtotS}} \quad (3)$$

Al considerar el aire como gas perfecto (Tabla 5), la potencia de compresión ideal depende del caudal másico de carga de aire, la capacidad calorífica del aire y de la temperatura de entrada y salida al compresor (4).

$$\dot{W}_{\text{Ctot}} = \frac{1}{\eta_c} \dot{m}_{\text{ch}} c_{\text{pa}} (T_{2\text{S}} - T_1) \quad (4)$$

Siendo  $T_{2\text{S}}$  [°C] y  $T_1$  [°C] la temperatura de salida ideal y la temperatura de entrada al compresor idealizado, respectivamente.

Si se tiene en cuenta que el proceso de compresión es isoentrópico (ideal) y adiabático, además de que las capacidades térmicas del aire son constantes, la presión y temperatura al final de la compresión se relacionan. Tal como se muestra en la ecuación (5).

$$\frac{T_{2\text{S}}}{T_1} = \left( \frac{P_{2\text{S}}}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad (5)$$

Por tanto, sabiendo que  $\frac{P_{2\text{S}}}{P_1} = r_{\text{ctot}}$  y se libera  $T_{2\text{S}}$  de la ecuación (5), resulta (6).

$$T_{2\text{S}} = T_1 (r_{\text{ctot}})^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad (6)$$

Al sustituirse la ecuación (6) en la ecuación (4), se obtiene la expresión final (7) de la potencia real del compresor:

$$\dot{W}_{\text{Ctot}} = \frac{1}{\eta_c} \dot{m}_{\text{ch}} c_{\text{pa}} T_1 (r_{\text{ctot}}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1) \quad (7)$$

Por ende, si se despeja  $\dot{m}_{\text{ch}}$ , se obtiene el caudal másico de aire en la carga del CAES, tal como se ve en la ecuación (8). En esta expresión  $T_1$  se define con unidades kelvin ( $T_1$ [K]) y  $\dot{W}_{\text{Ctot}}$  en kilovatio ( $\dot{W}_{\text{Ctot}}$ [kW]).

$$\dot{m}_{\text{ch}} = \frac{\eta_c \dot{W}_{\text{Ctot}}}{c_{\text{pa}} T_1 (r_{\text{ctot}}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1)} \quad (8)$$

Una vez se conoce el caudal másico de aire en la carga del CAES, la potencia de cada compresor se define con la ecuación (7). Teniendo en cuenta que  $T_1$  [K] es la temperatura de entrada del aire en cada compresor y se aplica la relación de compresión por etapa ( $r_{ci}$ ) no la total. Tal como se expresa en la ecuación (9).

$$\dot{W}_{Ci} = \frac{1}{\eta_c} \dot{m}_{ch} c_{pa} T_{entrada,Ci} \left( r_{ci}^{\frac{8-1}{8}} - 1 \right) \quad (9)$$

Al añadir los intercoolers en el sistema, la potencia consumida por el tren de compresión será menor a la tomada como hipótesis. La ecuación (10) indica que la potencia total del tren de compresión es la suma de la potencia consumida por cada compresor.

$$\dot{W}_{Ctot} = \sum_{i=1}^{\dot{W}_c} \dot{W}_{Ci} = \dot{W}_{C1} + \dot{W}_{C2} + \dot{W}_{C3} \quad (10)$$

Asimismo, con el caudal másico de aire se determina la masa de aire almacenada. Siendo esta el producto entre el caudal másico de aire en la carga del CAES y el tiempo de carga. En esta ecuación (11), el caudal másico de aire en la carga del CAES se expresa en [kg/h].

$$m_a = \dot{m}_{ch} t_{ch} \quad (11)$$

El volumen del recipiente se ha calculado desarrollando la ecuación de estado de gas ideal, tal como se muestra en (12).

$$V = \frac{m_a R T_{ST}}{P_{STmax} - P_{STmin}} \quad (12)$$

Siendo  $R = 286,9$  [J/kgK],  $T_{ST}$  [K] y  $P_{STmax}$ ;  $P_{STmin}$  [Pa].

El caudal másico de aire en la descarga será el cociente entre la masa de aire almacenada y el tiempo de descarga (13).

$$\dot{m}_{dch} = \frac{m_a}{t_{dch}} \quad (13)$$

El porcentaje de aporte de aire del sistema CAES a la turbina de gas se define en la ecuación (14). En esta ecuación, los caudales másicos de aire han de estar en unidades de [kg/s].

$$\% \text{ aporte} = \frac{\dot{m}_{dch}}{\dot{m}_{aGC}} \times 100 \quad (14)$$

En la Tabla 7 se muestra los resultados del diseño CAES según la carga. Como se ha mencionado anteriormente, el estudio se ha realizado considerando tres presiones diferentes para el almacenamiento del aire comprimido.

Tabla 7. Resultados del diseño del sistema CAES según la carga

$P_{STmax}$ [bar]	65	70	75
$r_{ci}$	4,02	4,12	4,22
$\dot{m}_{ch}$ [kg/s]	38,92	37,78	36,75
$\dot{W}_{C1}$ [MW]	6,49	6,43	6,38
$\dot{W}_{C2}$ [MW]	7,15	7,09	7,04
$\dot{W}_{C3}$ [MW]	7,15	7,09	7,04
$\dot{W}_{Ctot}$ [MW]	20,79	20,62	20,45
$m_a$ [T]	700,49	679,95	661,53
$V$ [m <sup>3</sup> ]	12886	11379	10154
$\dot{m}_{dch}$ [kg/h]	233497,04	226650,75	220511,47
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	64,86	62,96	61,25
Aporte a cada GT [kg/s]	32,43	31,48	30,63
% aporte respecto al $\dot{m}_{aGC}$ real de la GT	15,94	15,47	15,05

Fuente: Elaboración propia

El porcentaje de aporte de aire del sistema CAES indica el porcentaje de aire que habría que disminuir en el compresor de la Turbina de Gas. Por tanto, habría que disminuir un 15% el caudal másico de aire de la Turbina de Gas y ese 15% será suministrado por el sistema CAES, para el funcionamiento plena carga del CC.

Para este diseño, el caudal másico de aire en la carga del CAES disminuye al aumentar  $P_{STmax}$ . Por tanto, al disminuir el caudal másico en la carga, disminuye la potencia consumida por el tren de compresión, menor será la masa almacenada de aire y menor el volumen del recipiente. Asimismo, disminuye el caudal másico en la descarga del CAES al tener menos masa de aire almacenada.

### 5.2.2. Según la Descarga

Para el diseño según la descarga, el principal parámetro es el porcentaje de aire que debe aportar el sistema CAES a la turbina de gas. Esta idea se dio al leer el artículo del CAES diseñado por el profesor Coriolano Salvini [20]. En su diseño CAES, uno de los parámetros fijado es la producción de potencia. Por tanto, en este TFG en vez de fijar la potencia producida, se ha fijado el porcentaje de aire que aporta el CAES a la Turbina de Gas, es decir, que el dimensionamiento resultará de los requerimientos de la descarga de aire del CAES. Los parámetros de cálculo que se han considerado se muestran en la Tabla 8.

En este caso, en vez de tener en cuenta la potencia de ER, se considera el caudal másico de aire en la Turbina de Gas. A plena carga, la GT funciona con un caudal másico de aire de  $\dot{m}_{aGC} = 203,47 \text{ kg/s}$  (Tabla 1). Como se debe alimentar las dos GTs del ciclo combinado (2x1), se ha estimado el doble de caudal másico de aire. Puesto que, posteriormente, como se señala en la Figura 47, la extracción se separará en dos caminos, fluyendo la mitad de aire en cada uno, alimentando la cámara de combustión de las GTs.

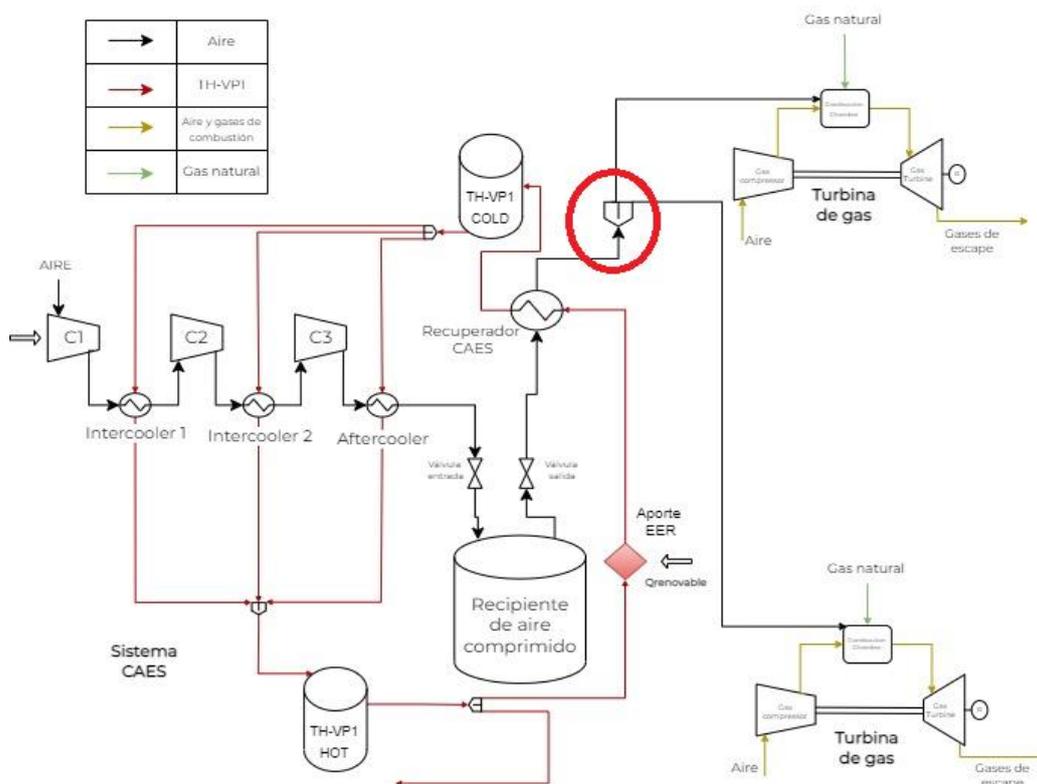


Figura 47. Bifurcación del aporte del CAES a las dos turbinas de gas.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8. Parámetros de diseño del sistema CAES según la descarga.

$P_{STmin}$ [bar]	14,6
$t_{ch}$ [h]	5
$t_{dch}$ [h]	3
N	3
Para 2 Turbinas de gas $\dot{m}_{a2GC}$ [kg/s]	406,94
$T_{ST}$ [°C]	50
$\eta_c$	0,86

**Fuente:** Elaboración propia

Por tanto, para este diseño se tomará cinco intervalos de porcentaje del caudal másico de aire de las 2 GTs, exactamente del 5% al 25%. Este porcentaje de aire será el caudal másico que suministre el CAES a las GTs durante  $t_{dch}$ . Y será el porcentaje, de caudal másico de aire, que habría que disminuir en las GTs. Así pues, la masa de aire almacenada dependerá del caudal másico necesario en la extracción del CAES y no de la potencia de ER.

El caudal másico de aire en la extracción del CAES se muestra en la ecuación (15).

$$\dot{m}_{dch} = \frac{(\dot{m}_{a2GC} \times \%extracción)}{100} \quad (15)$$

La masa de aire que se almacenará se calcula con la ecuación (16). Esta ecuación es igual que la ecuación (11), pero usando los parámetros de descarga. Siendo [kg/h] las unidades de  $\dot{m}_{dch}$ .

$$m_a = \dot{m}_{dch} t_{dch} \quad (16)$$

Con la expresión (12) se determina el volumen del recipiente para almacenar el aire.

El caudal másico de la carga del CAES se calcula con el cociente entre la masa de aire almacenada y el tiempo de carga. Tal como se muestra en (17).

$$\dot{m}_{ch} = \frac{m_a}{t_{ch}} \quad (17)$$

La relación de compresión por etapa se determina con la expresión (1).

La potencia consumida por cada compresor y la potencia total del tren de compresión, se estima con las ecuaciones (9) y (10), respectivamente.

Por tanto, las tablas que se mostrarán a continuación (Tabla 9, Tabla 10, Tabla 11, Tabla 12 y Tabla 13), serán los resultados del diseño del sistema CAES según la descarga siguiendo las ecuaciones anteriores. En este caso, como se ha mencionado anteriormente, se ha realizado el estudio variando tanto el porcentaje de extracción del CAES, respecto al caudal másico total de las GTs, como la presión de almacenamiento en el recipiente.

Tabla 9. Resultados de diseño del sistema CAES según la descarga con un aporte de de aire del 5% respecto del caudal de aire de las GTs.

$P_{STmax}$ [bar]	65	70	75
% extracción respecto $\dot{m}_{a2GC}$	5	5	5
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	20,35	20,35	20,35
$\dot{m}_{dch}$ [kg/h]	73249,2	73249,2	73249,2
$m_a$ [T]	219,75	219,75	219,75
$V$ [m <sup>3</sup> ]	4042	3677	3373
$\dot{m}_{ch}$ [kg/h]	43950	43950	43950
$\dot{m}_{ch}$ [kg/s]	12,21	12,21	12,21
$r_{ci}$	4,02	4,12	4,22
$\dot{W}_{C1}$ [MW]	2,04	2,08	2,12
$\dot{W}_{C2}$ [MW]	2,24	2,29	2,34
$\dot{W}_{C3}$ [MW]	2,24	2,29	2,34
$\dot{W}_{Ctot}$ [MW]	6,52	6,66	6,79

Fuente: Elaboración propia

Tabla 10. Resultados de diseño del sistema CAES según la descarga con un aporte de de aire del 10% respecto del caudal de aire de las GTs.

$P_{STmax}$ [bar]	65	70	75
% extracción respecto $\dot{m}_{a2GC}$	10	10	10
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	40,69	40,69	40,69
$\dot{m}_{dch}$ [kg/h]	146498,40	146498,40	146498,40
$m_a$ [T]	439,50	439,50	439,50
$V$ [m <sup>3</sup> ]	8085	7355	6746
$\dot{m}_{ch}$ [kg/h]	87899,04	87899,04	87899,04
$\dot{m}_{ch}$ [kg/s]	24,42	24,42	24,42
$r_{ci}$	4,02	4,12	4,22
$\dot{W}_{C1}$ [MW]	4,07	4,16	4,24
$\dot{W}_{C2}$ [MW]	4,49	4,58	4,67
$\dot{W}_{C3}$ [MW]	4,49	4,58	4,67
$\dot{W}_{Ctot}$ [MW]	13,05	13,33	13,59

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11. Resultados de diseño del sistema CAES según la descarga con un aporte de de aire del 15% respecto del caudal de aire de las GTs.

$P_{STmax}$ [bar]	65	70	75
% extracción respecto $\dot{m}_{a2GC}$	15	15	15
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	61,04	61,04	61,04
$\dot{m}_{dch}$ [kg/h]	219747,60	219747,60	219747,60
$m_a$ [T]	659,24	659,24	659,24
$V$ [m <sup>3</sup> ]	12127	11032	10119
$\dot{m}_{ch}$ [kg/h]	131848,56	131848,56	131848,56
$\dot{m}_{ch}$ [kg/s]	36,62	36,62	36,62
$r_{ci}$	4,02	4,12	4,22
$\dot{W}_{C1}$ [MW]	6,11	6,24	6,36
$\dot{W}_{C2}$ [MW]	6,73	6,88	7,01
$\dot{W}_{C3}$ [MW]	6,73	6,88	7,01
$\dot{W}_{Ctot}$ [MW]	19,57	19,99	20,38

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12. Resultados de diseño del sistema CAES según la descarga con un aporte de de aire del 20% respecto del caudal de aire de las GTs.

$P_{STmax}$ [bar]	65	70	75
% extracción respecto $\dot{m}_{a2GC}$	20	20	20
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	81,39	81,39	81,39
$\dot{m}_{dch}$ [kg/h]	292996,80	292996,80	292996,80
$m_a$ [T]	878,99	878,99	878,99
$V$ [m <sup>3</sup> ]	16169	14710	13492
$\dot{m}_{ch}$ [kg/h]	175798,08	175798,08	175798,08
$\dot{m}_{ch}$ [kg/s]	48,83	48,83	48,83
$r_{ci}$	4,02	4,12	4,22
$\dot{W}_{C1}$ [MW]	8,14	8,32	8,48
$\dot{W}_{C2}$ [MW]	8,98	9,17	9,35
$\dot{W}_{C3}$ [MW]	8,98	9,17	9,35
$\dot{W}_{Ctot}$ [MW]	26,09	26,65	27,18

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13. Resultados de diseño del sistema CAES según la descarga con un aporte de de aire del 25% respecto del caudal de aire de las GTs.

$P_{STmax}$ [bar]	65	70	75
% extracción respecto $\dot{m}_{a2GC}$	25	25	25
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	101,74	101,74	101,74
$\dot{m}_{dch}$ [kg/h]	366246,00	366246,00	366246,00
$m_a$ [T]	1098,74	1098,74	1098,74
$V$ [m <sup>3</sup> ]	20211	18387	16865
$\dot{m}_{ch}$ [kg/h]	219747,60	219747,60	219747,60
$\dot{m}_{ch}$ [kg/s]	61,04	61,04	61,04
$r_{ci}$	4,02	4,12	4,22
$\dot{W}_{C1}$ [MW]	10,18	10,40	10,60
$\dot{W}_{C2}$ [MW]	11,22	11,46	11,69
$\dot{W}_{C3}$ [MW]	11,22	11,46	11,69
$\dot{W}_{Ctot}$ [MW]	32,62	33,32	33,97

Fuente: Elaboración propia

Para un mismo % de extracción respecto del caudal másico de aire de las GTs, en todos los casos de  $P_{STmax}$ , se mantendrá el caudal másico de aire de descarga del CAES y la masa de aire almacenada en el recipiente. Por consiguiente, el caudal másico de aire en la carga del CAES será la misma. El volumen del recipiente disminuye al aumentar  $P_{STmax}$ . Como se muestra en la ecuación (12), la presión máxima y mínima están en el denominador. Por tanto, cuanto mayor sea la diferencia entre ambas, mayor será el valor en el denominador y menor el resultado final del volumen del tanque. Además, al aumentar la  $P_{STmax}$ , se incrementará la  $r_{ci}$ , por lo que la potencia que consumirá el tren de compesión aumenta.

Por otro lado, para diferente % de extracción y misma  $P_{STmax}$ , irá en aumento el volumen del recipiente, ya que la masa de aire almacenada se incrementa al aumentar el caudal másico en la descarga (para este diseño). Asimismo sucede con la potencia del tren de compresión.

Estas conclusiones se muestran de manera gráfica y sencilla en la Figura 48 y Figura 49.

Además, en el mayor aporte de caudal másico de descarga de aire, como máximo el tren de compresión absorbe 34 MW aproximadamente, por lo que cumple con el valor máximo de 30 MW de vertido de ER en la Isla de Tenerife.

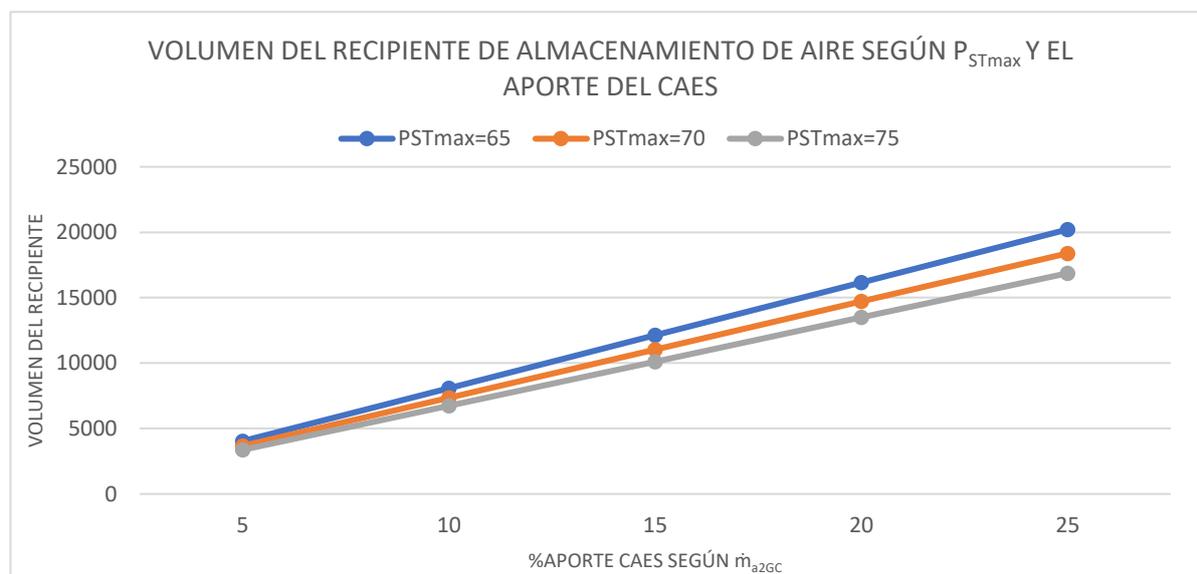


Figura 48. Evolución del volumen del recipiente según  $P_{STmax}$  y el % aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

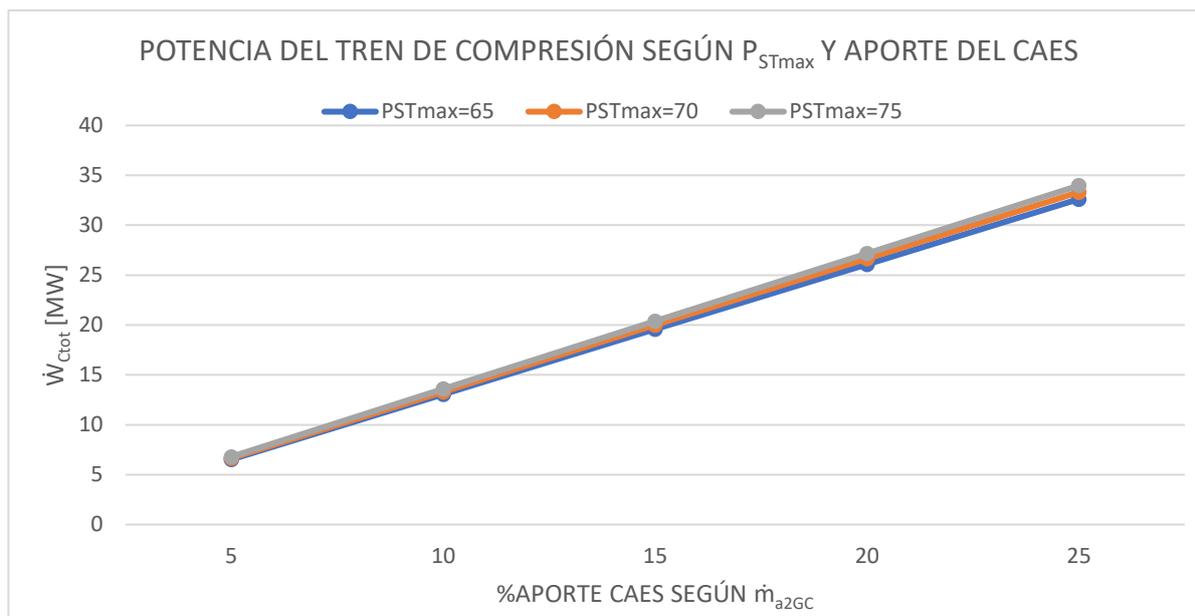


Figura 49. Evolución de la potencia del tren de compresión del CAES según  $P_{STmax}$  y el % aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

Unos de los problemas que existe en esta hibridación CAES-CC, es la forma en la que se puede reducir el caudal másico de aire en el compresor de las GTs. Una de las maneras es variar el ángulo de las “Inlet Guide Vanes” (IGVs), no obstante, esto puede afectar al rendimiento del compresor de la turbina de gas y otros parámetros termodinámicos. No se ha obtenido acceso a mapas o curvas característica del compresor de las GTs para conocer los efectos de la reducción de caudal de aire. Por tanto, el diseño final que se ha escogido, para estudiar como afecta la hibridación CAES-CC, es el diseño del sistema CAES según la descarga. Simplemente, porque este diseño cumple con el consumo de los 30 MW de ER y, además, el diseño al depender del caudal másico de descarga, y al haber diseñado el sistema para diferente casos de este caudal de aporte, resultaría es un estudio más exacto y real de la hibridación.

### 5.2.3. Therminol-VP1

El Therminol-VP1 (TH-VP1) es un fluido de transferencia de calor sintético de muy alta temperatura diseñado para cumplir con los exigentes requisitos de los sistemas de fase vapor o fase líquido. El TH-VP1 es una mezcla eutéctica de óxido de difenilo y bifenilo. Este aceite

sintético ofrece una alta gama de temperaturas operativas y una transferencia de calor uniforme [21].

Una de las condiciones necesarias para el funcionamiento del sistema CAES, es el enfriamiento del aire entre etapas de compresión y el calentamiento del aire a la entrada de la turbina o cámara de combustión. Los sistemas CAES convencionales emplean una cámara de combustión para conseguir la temperatura adecuada de los gases antes de entrar en la turbina/expansor. Si no se alcanza la temperatura óptima, se verá afectado tanto la potencia que se genera en la turbina como la temperatura de los gases de escape.

Para cumplir con el PTEC, se ha decidido no usar combustible fósil para calentar el aire de descarga del sistema CAES. Por tanto, se ha realizado el diseño (Figura 50) con un circuito cerrado de aceite sintético Therminol-VP1. El principal objetivo con este aceite sintético es enfriar el aire del tren de compresión a través de intercambiadores de calor (intercoolers y aftercooler). Posteriormente, aprovechando que el aceite aumenta su temperatura al absorber la energía en forma de calor cedida por el aire, una parte se dirigirá hacia el recuperador CAES, donde se incrementará la temperatura del caudal másico de descarga de aire, antes de introducirlo en la cámara de combustión de las GTs. Si no se incrementa la temperatura del aire y se introduce directamente a la cámara de combustión, disminuiría considerablemente la temperatura de combustión y se vería afectado tanto la potencia generada por las GTs, como la temperatura de los gases de escape. Además, al ser un ciclo combinado, disminuir la temperatura de los gases de escape afectaría al ciclo de vapor.

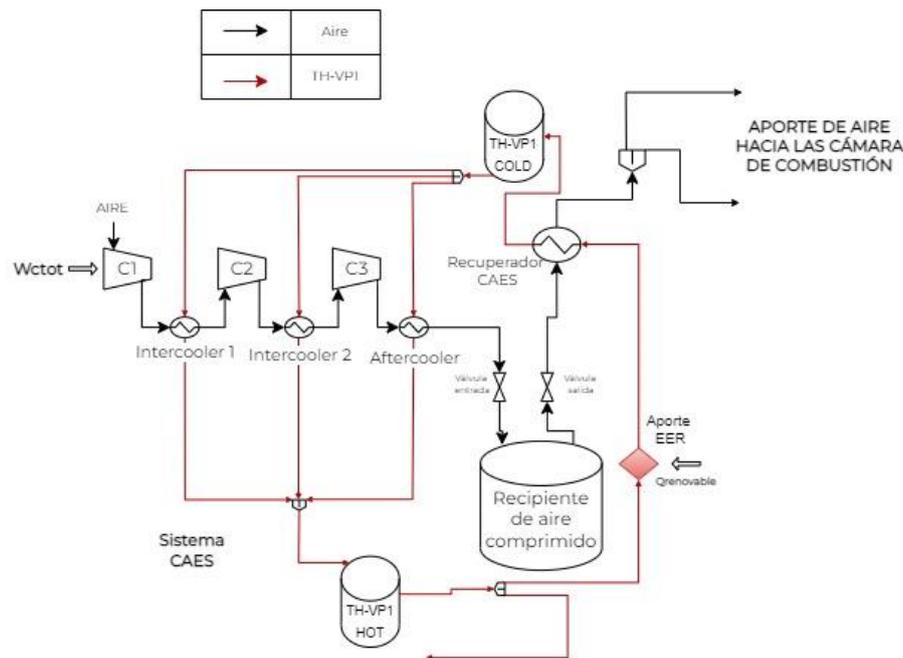


Figura 50. Sistema CAES.

Fuente: Elaboración propia

Jacek D. Wojcik y Jihong Wang de la Universidad de Warwick, presentan un estudio de la integración de un A-CAES en un CC (ACAES-CC) [22]. En el diseño que han propuesto, aplican 2 recipientes de almacenamiento de energía térmica. Estos 2 recipientes, los clasifican como tanque frío y tanque caliente y se encuentra almacenado el TH-VP1. En la fase de carga, a través del TH-VP1 del tanque frío consiguen disminuir la temperatura del aire (con intercoolers y aftercooler) al atravesar el tren de compresión y almacenarlo. Ese TH-VP1 que ha aumentado su temperatura, lo trasvasan al tanque caliente, que se emplea en la fase de descarga para aumentar la temperatura del aire antes de entrar en los expansores de aire. El TH-VP1 usado para calentar el aire, disminuye su temperatura hasta la indicada del tanque frío y se trasvasa de nuevo a dicho recipiente.

Por tanto, en base al estudio de Jacek D. Wojcik y Jihong Wang [22], se ha propuesto un sistema con TH-VP1 para enfriar el aire en la fase de carga y, luego, aumentar la temperatura del caudal másico de aire de extracción del CAES con el aceite sintético usado en dicha fase. Así pues, tal como se muestra en la Figura 50, se ha considerado 2 tanques de TH-VP1: tanque frío y tanque caliente. El tanque frío almacena el TH-VP1 a  $40^{\circ}\text{C}$  y el tanque caliente almacena el TH-VP1 usado para enfriar el aire en la fase de carga. La temperatura del aceite sintético en el tanque caliente dependerá de la relación de compresión del tren de

compresión. A mayor  $r_{ctot}$  mayor será la temperatura que adquiera el TH-VP1 (ya que la temperatura del aire al comprimirse aumenta a mayor relación de compresión). No obstante, la temperatura que alcanza el TH-VP1 tras la fase de carga, no es suficiente para calentar el aire en el Recuperador CAES, hay que aportar energía al aceite sintético para aumentar su temperatura. Además, cabe destacar que el TH-VP1 se ha planteado siempre en fase líquida, por tanto, según las tablas de sus propiedades termodinámicas [21], se ha considerado una presión de 13,9 bar cuya temperatura de saturación es de 420°C. Principalmente, para asegurar la fase líquida y evitar la alta probabilidad de acumulación de contaminantes. Sin embargo, el fabricante recomienda no superar los 400°C.

El funcionamiento del circuito cerrado del Therminol-VP1 será el siguiente:

- El circuito se ha planteado como un sistema paralelo para cumplir con el 2º Principio de la Termodinámica. El TH-VP1 se encuentra en el tanque frío a una temperatura de 40°C y una presión de 13,9 bar. Cuando comienza la fase de carga, el fluido sintético atraviesa los intercoolers y aftercooler para disminuir la temperatura del aire. Tras esto, el aceite sigue circulando hasta el tanque caliente (Figura 51).

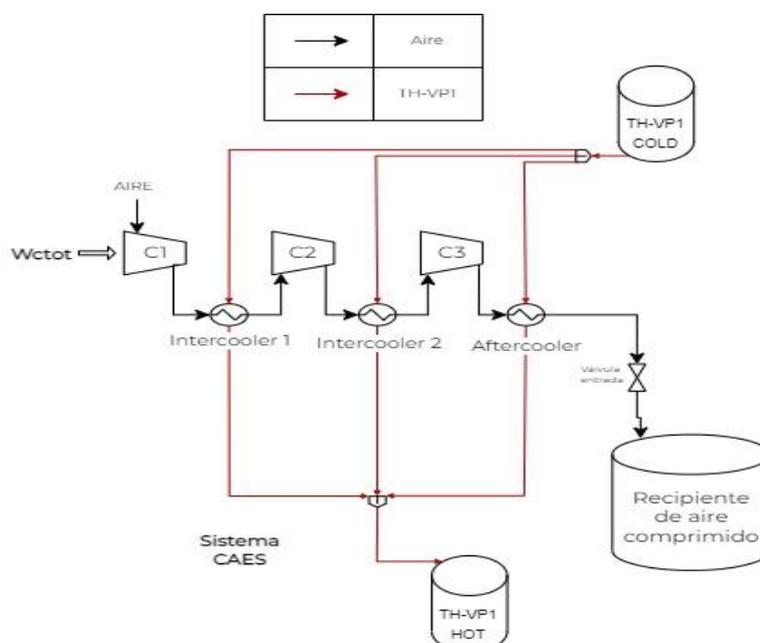


Figura 51. Fase de carga del sistema CAES.

Fuente: Elaboración propia

- En el tanque caliente, el aceite se mantiene a la misma presión y la temperatura varía según la  $r_{ctot}$ . Una vez comienza la fase de

descarga del CAES, una parte del TH-VP1 del tanque caliente se dirige hacia otro intercambiador de calor. En este intercambiador de calor, se debe aportar energía al aceite sintético para incrementar su temperatura a 390°C. Para cumplir con el PTEC, este aporte de energía deber ser a través de una fuente renovable, ya sea por energía solar o energía biomasa, que puede provenir del Complejo Medioambiental de Tenerife. El resto de TH-VP1 del tanque caliente, debe ser enfriado hasta los 40°C para trasvasarlo al tanque frío (Figura 52).

- Tras aumentar la temperatura del TH-VP1 a 390°C con ER, el aceite se dirige hacia el Recuperador CAES. En dicho recuperador, se pretende incrementar la temperatura de aire de extracción del CAES a unos 360°C y, posteriormente, introducir el aire en la cámara de combustión de las GTs. Esta temperatura de aire es muy próxima a la que adquiere el caudal másico de aire de la GT tras comprimirse. De esta forma, no se ve afectado la temperatura de los gases tras la combustión (Figura 52).

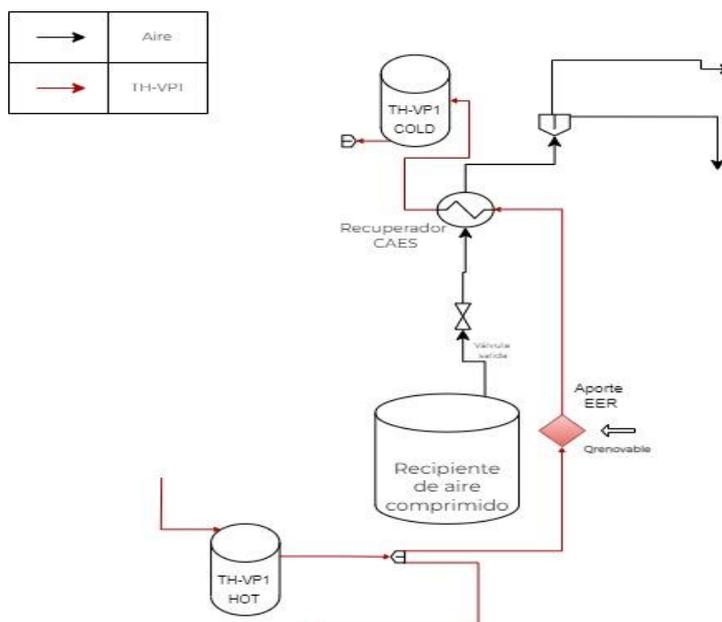


Figura 52. Fase de descarga del sistema CAES.

**Fuente:** Elaboración propia

- Al atravesar el Recuperador CAES, el TH-VP1 reduce su temperatura a 40°C y se almacena de nuevo en el tanque frío, esperando el comienzo de la fase de carga (Figura 52).

Para este circuito de TH-VP1, se ha calculado el caudal másico necesario de aceite que debe circular por los intercoolers y aftercooler.

Asimismo, se ha estimado el caudal másico de aceite sintético necesario, para incrementar la temperatura de aire de extracción del CAES a 360°C y que reduzca su temperatura a 40°C. Para ello, se ha fijado la temperatura de entrada y salida del TH-VP1 en los intercambiadores de calor. La temperatura del aire después de cada compresión y en la descarga del CAES, se obtienen directamente de la simulación con el software DWSIM. Igualmente, la potencia de ER necesaria para incrementar la temperatura del TH-VP1 a 390°C se determina con DWSIM.

En primer lugar, se debe estimar la transferencia de calor que se da en los intercoolers y aftercooler. Para ello, se realiza un balance de energía y se toma como volumen de control una parte de estos intercambiadores de calor. Esta transferencia de calor se define de dos formas: 1) La potencia térmica que el aire cede al TH-VP1 o 2) La potencia térmica que el TH-VP1 absorbe del aire. Con la ecuación (18) se define la transferencia de calor que el aire cede al aceite sintético, en un intercambiador de calor "i".

$$\dot{Q}_{ch \rightarrow THVP1,i} = \dot{m}_{ch} c_{pa} (T_{salida * AIRE,i} - T_{entrada * AIRE,i}) \quad (18)$$

Una vez se calcula la potencia térmica que se transfiere, se aplica la definición 2) mencionada en el párrafo anterior, tal como muestra la ecuación (19).

$$\dot{Q}_{THVP1 \leftarrow ch,i} = \dot{m}_{THVP1,ch} c_{pTHVP1} (T_{salida * THVP1,i} - T_{entrada * THVP1,i}) \quad (19)$$

La capacidad calorífica se ha obtenido a través de las tablas termodinámicas del TH-VP1 [21]. La temperatura de entrada del TH-VP1 se ha fijado en 40°C. Asimismo, para cumplir con el 2º Principio de la Termodinámica, la temperatura de salida del TH-VP1 se ha estimado con un valor de 15°C menor a la temperatura de entrada del aire en el intercambiador de calor, así se expresa en la ecuación (20).

$$T_{salida * THVP1,i} = T_{entrada * AIRE,i} - 15^\circ C \quad (20)$$

Una vez conocido los parámetros de la ecuación (19), se despeja el caudal másico de TH-VP1, como se enseña en la ecuación (21). Esta será la ecuación que estime el caudal másico de aceite sintético, en cada uno de los intercambiadores de calor, necesario en la carga del CAES.

$$\dot{m}_{\text{THVP1},i} = \frac{\dot{Q}_{\text{THVP1} \leftarrow \text{ch},i}}{c_{p\text{THVP1}}(T_{\text{salida}*\text{THVP1},i} - T_{\text{entrada}*\text{THVP1},i})} \quad (21)$$

El caudal másico de TH-VP1 total en la carga del CAES, será la suma de caudales másicos que atraviesan los dos intercoolers y el aftercooler (22).

$$\dot{m}_{\text{THVP1}} = \sum \dot{m}_{\text{THVP1},i} = \dot{m}_{\text{THVP1,ITC1}} + \dot{m}_{\text{THVP1,ITC2}} + \dot{m}_{\text{THVP1,AFC}} \quad (22)$$

En segundo lugar, se calcula el caudal másico de TH-VP1 necesario para incrementar la temperatura del aire a 360°C en la fase de descarga. La transferencia de calor se produce en un intercambiador de calor al que se ha llamado “Recuperador CAES”, tal como se enseña en la Figura 52. La temperatura del aire en la descarga del CAES, se obtiene a través del software DWSIM, como se ha mencionado anteriormente. La temperatura de entrada del TH-VP1 al recuperador se estima en 390°C. Asimismo, la temperatura de salida se fija en 40°C para almacenarla en el tanque frío. Por tanto, como se conoce el caudal másico de aire en la extracción del CAES, la temperatura de entrada y salida y su capacidad calorífica, se aplica el mismo marco teórico anterior.

En la descarga, el aire es el fluido frío y el aceite sintético el fluido caliente, por tanto, se calcula la transferencia de calor que el aire absorbe del TH-VP1. Así se expresa en la ecuación (23).

$$\dot{Q}_{\text{dch} \leftarrow \text{THVP1,RC}} = \dot{m}_{\text{dch}} c_{pa} (T_{\text{salida}*\text{AIRE,RC}} - T_{\text{entrada}*\text{AIRE,RC}}) \quad (23)$$

Asimismo, esta transferencia de calor es el calor que el aceite cede al aire en la descarga del CAES, como se muestra en la ecuación (24).

$$\dot{Q}_{\text{THVP1} \rightarrow \text{dch,RC}} = \dot{m}_{\text{THVP1,RC}} c_{p\text{THVP1}} (T_{\text{salida}*\text{THVP1,RC}} - T_{\text{entrada}*\text{THVP1,RC}}) \quad (24)$$

Por ende, desarrollando la ecuación (24), se obtiene el caudal másico de TH-VP1 necesario en la descarga del CAES, ecuación (25).

$$\dot{m}_{\text{THVP1,RC}} = \frac{\dot{Q}_{\text{THVP1} \rightarrow \text{dch,RC}}}{c_{p\text{THVP1}} (T_{\text{salida}*\text{THVP1,RC}} - T_{\text{entrada}*\text{THVP1,RC}})} \quad (25)$$

Este caudal másico es menor al que se emplea en la fase de carga, en consecuencia, se ha representado como un porcentaje del total de TH-VP1 que se encuentra en el tanque caliente (ecuación (26)).

$$\% \dot{m}_{\text{THVP1,RC}} = \frac{\dot{m}_{\text{THVP1,RC}}}{\dot{m}_{\text{THVP1}}} \times 100 \quad (26)$$

El aceite sintético, que no es utilizado para incrementar la temperatura del aire en la fase de descarga (Figura 53), se debe enfriar hasta los 40°C y trasvasarlo al tanque frío. Refrigerarlo con agua o encontrar algún uso para el mismo.

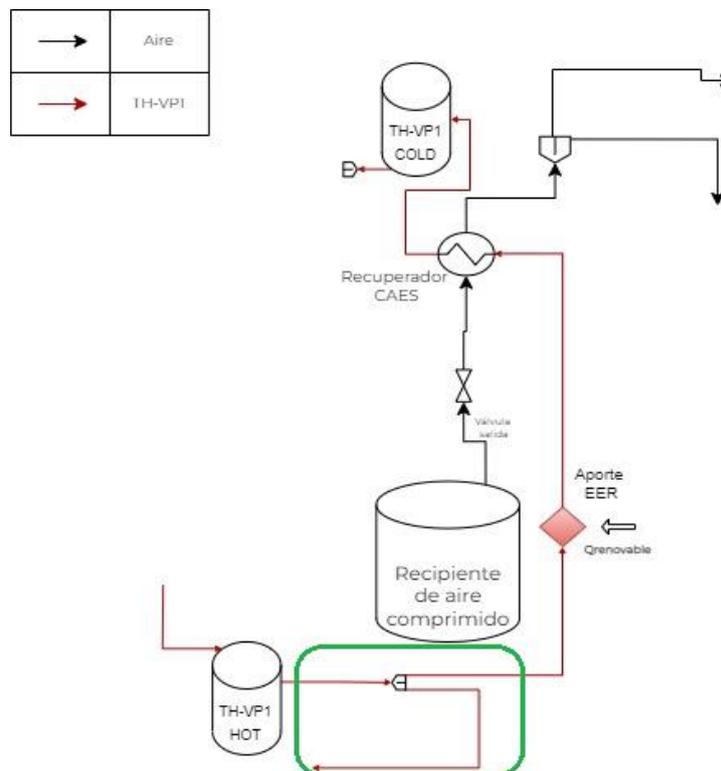


Figura 53. TH-VP1 no usado en la fase de descarga del sistema CAES.

**Fuente:** Elaboración propia

La potencia térmica de ER necesaria para incrementar la temperatura del TH-VP1 a 390°C, se ha determinado con un análisis de sensibilidad en el software DWSIM.

Las tablas que se muestran a continuación (Tabla 14, Tabla 15, Tabla 16, Tabla 17, Tabla 18, Tabla 19), son los resultados obtenidos del circuito de TH-VP1. El cálculo se ha realizado considerando el diseño del sistema CAES según la descarga, como se ha mencionado con anterioridad. Por tanto, se mostrarán los resultados para las tres  $P_{STmax}$  de ese diseño.

Tabla 14. Resultados del circuito de TH-VP1 para la carga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 65 bar

TH-VP1 para carga del CAES $P_{STmax} = 65 \text{ bar}$					
% extracción respecto $\dot{m}_{a2GC}$	5	10	15	20	25
$\dot{m}_{ch}$ [kg/s]	12,21	24,42	36,62	48,83	61,04
$r_{ci}$	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
$T_{COLD-TANK}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{entrada*AIRE,ITC1}$ [°C]	183,71	183,71	183,71	183,71	183,71
$T_{salida*AIRE,ITC1}$ [°C]	50	50	50	50	50
$\dot{Q}_{ch \rightarrow THVP1,ITC1}$ [kW]	-1705,78	-3411,55	-5117,33	-6823,11	-8528,88
$\dot{Q}_{THVP1 \leftarrow ch,ITC1}$ [kW]	1705,78	3411,55	5117,33	6823,11	8528,88
$T_{entrada*THVP1,ITC1}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{salida*THVP1,ITC1}$ [°C]	168,71	168,71	168,71	168,71	168,71
$C_{pTHVP1,ITC1}$ [kJ/kgK]	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771
$\dot{m}_{THVP1,ITC1}$ [kg/s]	7,48	14,97	22,45	29,93	37,42
$T_{entrada*AIRE,ITC2}$ [°C]	231,67	231,67	231,67	231,67	231,67
$T_{salida*AIRE,ITC2}$ [°C]	50	50	50	50	50
$\dot{Q}_{ch \rightarrow THVP1,ITC2}$ [kW]	-2317,67	-4635,34	-6953,00	-9270,67	-11588,34
$\dot{Q}_{THVP1 \leftarrow ch,ITC2}$ [kW]	2317,67	4635,34	6953,00	9270,67	11588,34
$T_{entrada*THVP1,ITC2}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{salida*THVP1,ITC2}$ [°C]	216,67	216,67	216,67	216,67	216,67
$C_{pTHVP1,ITC2}$ [kJ/kgK]	1,8375	1,8375	1,8375	1,8375	1,8375
$\dot{m}_{THVP1,ITC2}$ [kg/s]	7,14	14,28	21,42	28,56	35,70
$T_{entrada*AIRE,AFC}$ [°C]	231,67	231,67	231,67	231,67	231,67
$T_{salida*AIRE,AFC}$ [°C]	50	50	50	50	50
$\dot{Q}_{ch \rightarrow THVP1,AFC}$ [kW]	-2317,67	-4635,34	-6953,00	-9270,67	-11588,34
$\dot{Q}_{THVP1 \leftarrow ch,AFC}$ [kW]	2317,67	4635,34	6953,00	9270,67	11588,34
$T_{entrada*THVP1,AFC}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{salida*THVP1,AFC}$ [°C]	216,67	216,67	216,67	216,67	216,67
$C_{pTHVP1,AFC}$ [kJ/kgK]	1,8375	1,8375	1,8375	1,8375	1,8375
$\dot{m}_{THVP1,AFC}$ [kg/s]	7,14	14,28	21,42	28,56	35,70
$\dot{m}_{THVP1}$ [kg/s]	21,76	43,52	65,29	87,05	108,81
$T_{HOT-TANK}$ [°C]	199,52	199,52	199,52	199,52	199,52

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15. Resultados del circuito de TH-VP1 para la descarga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 65 bar.

TH-VP1 para descarga del CAES $P_{STmax} = 65$ bar					
% extracción respecto $\dot{m}_{a2GC}$	5	10	15	20	25
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	20,35	40,69	61,04	81,39	101,74
$T_{entrada*AIRE,RC}$ [°C]	39,82	39,82	39,82	39,82	39,82
$T_{salida*AIRE,RC}$ [°C]	360	360	360	360	360
$\dot{Q}_{dch \leftarrow THVP1,RC}$ [MW]	6,81	13,62	20,42	27,23	34,04
$\dot{Q}_{THVP1 \rightarrow dch,RC}$ [MW]	-6,81	-13,62	-20,42	-27,23	-34,04
$T_{entrada*THVP1,RC}$ [°C]	390	390	390	390	390
$T_{salida*THVP1,RC}$ [°C]	40	40	40	40	40
$c_{pTHVP1}$ [kJ/kgK]	2,096	2,096	2,096	2,096	2,096
$\dot{m}_{THVP1,RC}$ [kg/s]	9,28	18,56	27,84	37,12	46,40
% $\dot{m}_{THVP1,RC}$	42,64	42,64	42,64	42,64	42,64
$T_{HOT-TANK}$ [°C]	199,52	199,52	199,52	199,52	199,52
$\dot{Q}_{ER}$ [MW]	4,07	8,14	12,21	16,27	20,34

Fuente: Elaboración propia

Tabla 16. Resultados del circuito de TH-VP1 para la carga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 70 bar

TH-VP1 para carga del CAES $P_{STmax} = 70 \text{ bar}$					
% extracción respecto $\dot{m}_{a2GC}$	5	10	15	20	25
$\dot{m}_{ch}$ [kg/s]	12,21	24,42	36,62	48,83	61,04
$r_{ci}$	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12
$T_{COLD-TANK}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{entrada*AIRE,ITC1}$ [°C]	187,21	187,21	187,21	187,21	187,21
$T_{salida*AIRE,ITC1}$ [°C]	50	50	50	50	50
$\dot{Q}_{ch \rightarrow THVP1,ITC1}$ [kW]	-1750,42	-3500,83	-5251,25	-7001,66	-8752,08
$\dot{Q}_{THVP1 \leftarrow ch,ITC1}$ [kW]	1750,42	3500,83	5251,25	7001,66	8752,08
$T_{entrada*THVP1,ITC1}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{salida*THVP1,ITC1}$ [°C]	172,21	172,21	172,21	172,21	172,21
$C_{pTHVP1,ITC1}$ [kJ/kgK]	1,787	1,787	1,787	1,787	1,787
$\dot{m}_{THVP1,ITC1}$ [kg/s]	7,41	14,82	22,23	29,64	37,05
$T_{entrada*AIRE,ITC2}$ [°C]	235,52	235,52	235,52	235,52	235,52
$T_{salida*AIRE,ITC2}$ [°C]	50	50	50	50	50
$\dot{Q}_{ch \rightarrow THVP1,ITC2}$ [kW]	-2366,77	-4733,54	-7100,31	-9467,09	-11833,86
$\dot{Q}_{THVP1 \leftarrow ch,ITC2}$ [kW]	2366,77	4733,54	7100,31	9467,09	11833,86
$T_{entrada*THVP1,ITC2}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{salida*THVP1,ITC2}$ [°C]	220,52	220,52	220,52	220,52	220,52
$C_{pTHVP1,ITC2}$ [kJ/kgK]	1,853	1,853	1,853	1,853	1,853
$\dot{m}_{THVP1,ITC2}$ [kg/s]	7,08	14,15	21,23	28,31	35,39
$T_{entrada*AIRE,AFC}$ [°C]	235,52	235,52	235,52	235,52	235,52
$T_{salida*AIRE,AFC}$ [°C]	50	50	50	50	50
$\dot{Q}_{ch \rightarrow THVP1,AFC}$ [kW]	-2366,77	-4733,54	-7100,31	-9467,09	-11833,86
$\dot{Q}_{THVP1 \leftarrow ch,AFC}$ [kW]	2366,77	4733,54	7100,31	9467,09	11833,86
$T_{entrada*THVP1,AFC}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{salida*THVP1,AFC}$ [°C]	220,52	220,52	220,52	220,52	220,52
$C_{pTHVP1,AFC}$ [kJ/kgK]	1,853	1,853	1,853	1,853	1,853
$\dot{m}_{THVP1,AFC}$ [kg/s]	7,08	14,15	21,23	28,31	35,39
$\dot{m}_{THVP1}$ [kg/s]	21,56	43,13	64,69	86,26	107,82
$T_{HOT-TANK}$ [°C]	203,97	203,97	203,97	203,97	203,97

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17. Resultados del circuito de TH-VP1 para la descarga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 70 bar

TH-VP1 para descarga del CAES $P_{STmax} = 70$ bar					
% extracción respecto $\dot{m}_{a2GC}$	5	10	15	20	25
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	20,35	40,69	61,04	81,39	101,74
$T_{entrada*AIRE,RC}$ [°C]	38,87	38,87	38,87	38,87	38,87
$T_{salida*AIRE,RC}$ [°C]	360	360	360	360	360
$\dot{Q}_{dch \leftarrow THVP1,RC}$ [MW]	6,83	13,66	20,48	27,31	34,14
$\dot{Q}_{THVP1 \rightarrow dch,RC}$ [MW]	-6,83	-13,66	-20,48	-27,31	-34,14
$T_{entrada*THVP1,RC}$ [°C]	390	390	390	390	390
$T_{salida*THVP1,RC}$ [°C]	40	40	40	40	40
$c_{pTHVP1}$ [kJ/kgK]	2,096	2,096	2,096	2,096	2,096
$\dot{m}_{THVP1,RC}$ [kg/s]	9,31	18,62	27,92	37,23	46,54
% $\dot{m}_{THVP1,RC}$	43,16	43,16	43,16	43,16	43,16
$T_{HOT-TANK}$ [°C]	203,97	203,97	203,97	203,97	203,97
$\dot{Q}_{ER}$ [MW]	3,99	7,98	11,97	15,96	19,94

Fuente: Elaboración propia

Tabla 18. Resultados del circuito de TH-VP1 para la carga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 75 bar

TH-VP1 para carga del CAES $P_{STmax} = 75 \text{ bar}$					
% extracción respecto $\dot{m}_{a2GC}$	5	10	15	20	25
$\dot{m}_{ch}$ [kg/s]	12,21	24,42	36,62	48,83	61,04
$r_{ci}$	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22
$T_{COLD-TANK}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{entrada*AIRE,ITC1}$ [°C]	190,65	190,65	190,65	190,65	190,65
$T_{salida*AIRE,ITC1}$ [°C]	50	50	50	50	50
$\dot{Q}_{ch \rightarrow THVP1,ITC1}$ [kW]	-1794,35	-3588,70	-5383,06	-7177,41	-8971,76
$\dot{Q}_{THVP1 \leftarrow ch,ITC1}$ [kW]	1794,35	3588,70	5383,06	7177,41	8971,76
$T_{entrada*THVP1,ITC1}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{salida*THVP1,ITC1}$ [°C]	175,65	175,65	175,65	175,65	175,65
$C_{pTHVP1,ITC1}$ [kJ/kgK]	1,793	1,793	1,793	1,793	1,793
$\dot{m}_{THVP1,ITC1}$ [kg/s]	7,38	14,76	22,13	29,51	36,89
$T_{entrada*AIRE,ITC2}$ [°C]	240,03	240,03	240,03	240,03	240,03
$T_{salida*AIRE,ITC2}$ [°C]	50	50	50	50	50
$\dot{Q}_{ch \rightarrow THVP1,ITC2}$ [kW]	-2424,32	-4848,64	-7272,96	-9697,28	-12121,60
$\dot{Q}_{THVP1 \leftarrow ch,ITC2}$ [kW]	2424,32	4848,64	7272,96	9697,28	12121,60
$T_{entrada*THVP1,ITC2}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{salida*THVP1,ITC2}$ [°C]	225,03	225,03	225,03	225,03	225,03
$C_{pTHVP1,ITC2}$ [kJ/kgK]	1,879	1,879	1,879	1,879	1,879
$\dot{m}_{THVP1,ITC2}$ [kg/s]	6,97	13,95	20,92	27,89	34,87
$T_{entrada*AIRE,AFC}$ [°C]	240,03	240,03	240,03	240,03	240,03
$T_{salida*AIRE,AFC}$ [°C]	50	50	50	50	50
$\dot{Q}_{ch \rightarrow THVP1,AFC}$ [kW]	-2424,32	-4848,64	-7272,96	-9697,28	-12121,60
$\dot{Q}_{THVP1 \leftarrow ch,AFC}$ [kW]	2424,32	4848,64	7272,96	9697,28	12121,60
$T_{entrada*THVP1,AFC}$ [°C]	40	40	40	40	40
$T_{salida*THVP1,AFC}$ [°C]	225,03	225,03	225,03	225,03	225,03
$C_{pTHVP1,AFC}$ [kJ/kgK]	1,879	1,879	1,879	1,879	1,879
$\dot{m}_{THVP1,AFC}$ [kg/s]	6,97	13,95	20,92	27,89	34,87
$\dot{m}_{THVP1}$ [kg/s]	21,32	42,65	63,97	85,30	106,62
$T_{HOT-TANK}$ [°C]	208,92	208,92	208,92	208,92	208,92

Fuente: Elaboración propia

Tabla 19. Resultados del circuito de TH-VP1 para la descarga del sistema CAES con una presión de almacenamiento de 75 bar

TH-VP1 para descarga del CAES $P_{STmax} = 75$ bar						
% extracción respecto $\dot{m}_{a2GC}$	5	10	15	20	25	
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	20,35	40,69	61,04	81,39	101,74	
$T_{entrada*AIRE,RC}$ [°C]	37,95	37,95	37,95	37,95	37,95	
$T_{salida*AIRE,RC}$ [°C]	360	360	360	360	360	
$\dot{Q}_{dch\leftarrow THVP1,RC}$ [MW]	6,85	13,70	20,54	27,39	34,24	
$\dot{Q}_{THVP1\rightarrow dch,RC}$ [MW]	-6,85	-13,70	-20,54	-27,39	-34,24	
$T_{entrada*THVP1,RC}$ [°C]	390	390	390	390	390	
$T_{salida*THVP1,RC}$ [°C]	40	40	40	40	40	
$c_{pTHVP1}$ [kJ/kgK]	2,096	2,096	2,096	2,096	2,096	
$\dot{m}_{THVP1,RC}$	9,33	18,67	28,00	37,34	46,67	
% $\dot{m}_{THVP1,RC}$	43,77	43,77	43,77	43,77	43,77	
$T_{HOT-TANK}$ [°C]	208,92	208,92	208,92	208,92	208,92	
$\dot{Q}_{ER}$ [MW]	3,91	7,81	11,72	15,62	19,53	

Fuente: Elaboración propia

Para una mejor valoración de los resultados, se presentan una serie de gráficas a continuación:

La Figura 54 muestra la evolución del caudal másico total de TH-VP1 necesario en la carga del CAES, según la presión de almacenamiento del aire comprimido y el caudal másico de aporte del CAES a la cámara de combustión. En los tres casos de  $P_{STmax}$ , los valores finales son muy similares, no obstante, se aprecia que a mayor  $P_{STmax}$  el caudal másico de TH-VP1 en la carga del CAES disminuye. La ecuación (25) refleja como calcular dicho caudal másico. A medida que aumenta  $P_{STmax}$  mayor será la relación de compresión por etapa. Esto conlleva a una mayor temperatura del aire postcompresión y una mayor temperatura del TH-VP1 al salir de los intercambiadores de calor. Al ser mayor la temperatura de salida del TH-VP1, se incrementa tanto el valor de la capacidad calorífica como la diferencia de temperatura de entrada y salida. La razón de transferencia de calor también aumenta a mayor  $P_{STmax}$ , sin embargo, el denominador eleva más su valor final que la razón de transferencia de calor. Siendo esta la causa de la pequeña disminución del caudal másico del aceite sintético a medida que se amplifica la presión de almacenamiento

Asimismo, para un mismo  $P_{STmax}$  el caudal másico de TH-VP1 aumenta. Como se ha explicado anteriormente, a mayor aporte de aire del CAES, mayor es la masa de aire almacenada, en consecuencia, aumenta el caudal másico de aire en la carga. Al elevarse el caudal másico de aire en la carga, mayor es la razón de transferencia de calor, por tanto, aumenta el caudal másico de aceite sintético.

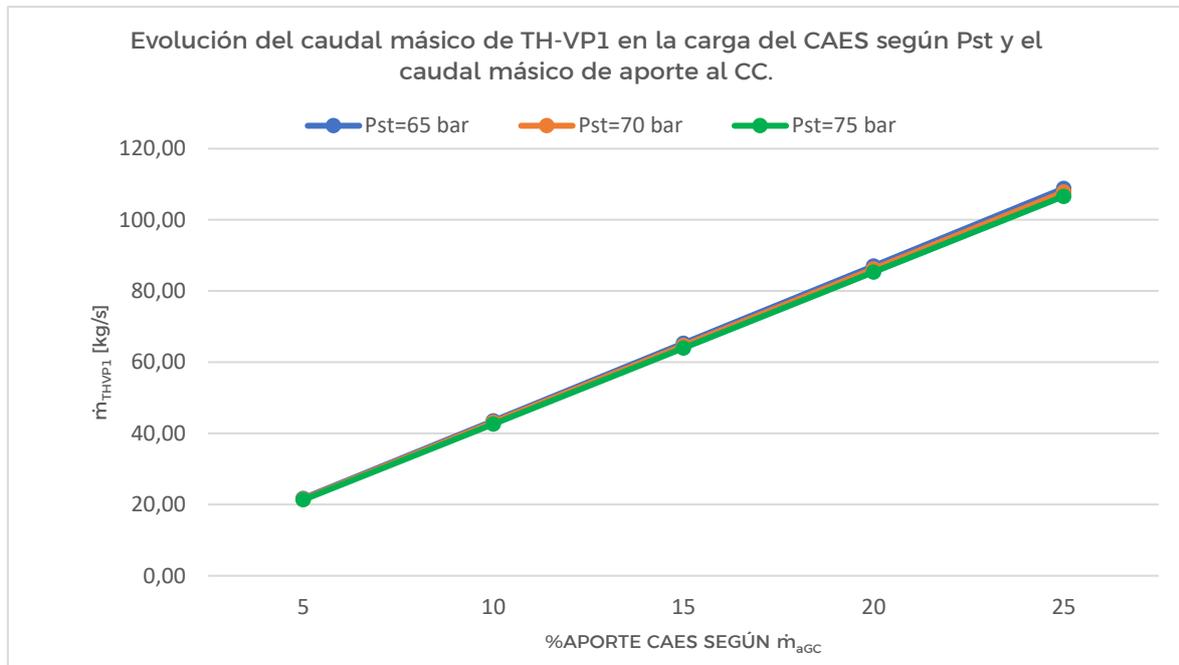


Figura 54. Evolución del caudal másico de TH-VP1 en la carga del CAES según  $P_{STmax}$  y el % aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

La Figura 55 enseña la temperatura del TH-VP1 en el tanque caliente. Esta temperatura es la que alcanza el aceite sintético al atravesar los intercoolers y el aftercooler. Como se ha mencionado en el párrafo anterior, a mayor  $P_{STmax}$  mayor será la relación de compresión por etapa, en consecuencia, la temperatura del aire postcompresión aumenta. Esto se traslada a una mayor temperatura de TH-VP1 al atravesar los intercambiadores de calor, según el diseño propuesto en este TFG. Esta temperatura tiene efectos en la potencia de ER que hay que aportarle al aceite para aumentar la temperatura del aire en el Recuperador CAES.

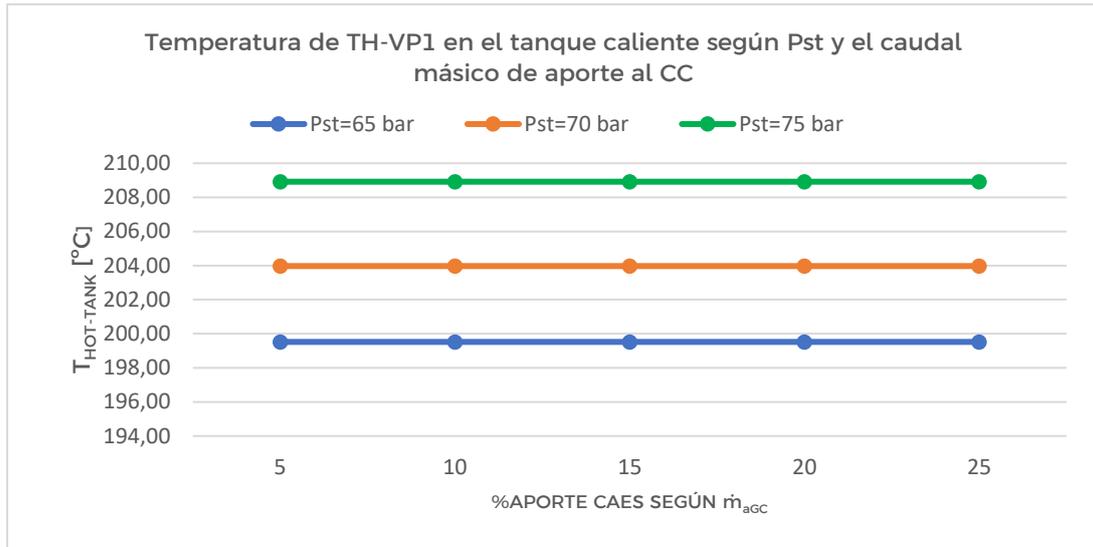


Figura 55. Temperatura de TH-VP1 en el tanque caliente tras la carga del CAES según  $P_{STmax}$  y el % aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

La Figura 57 presenta el resultado de aporte de potencia de ER para incrementar la temperatura del TH-VP1 a 390°C (Figura 56). Una vez comienza la descarga, el aceite sintético del tanque caliente se dirige hacia el intercambiador de calor de ER, donde se pretende incrementar la temperatura del therminol a 390°C. Cuanto mayor sea la temperatura del TH-VP1 en el tanque caliente, menor será la energía que hay que aportarle posteriormente.

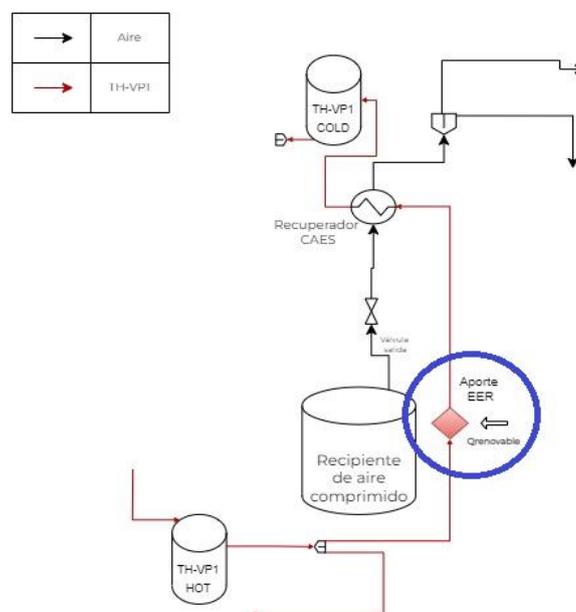


Figura 56. Aporte de energía renovable en la fase de descarga del sistema CAES.

Fuente: Elaboración propia

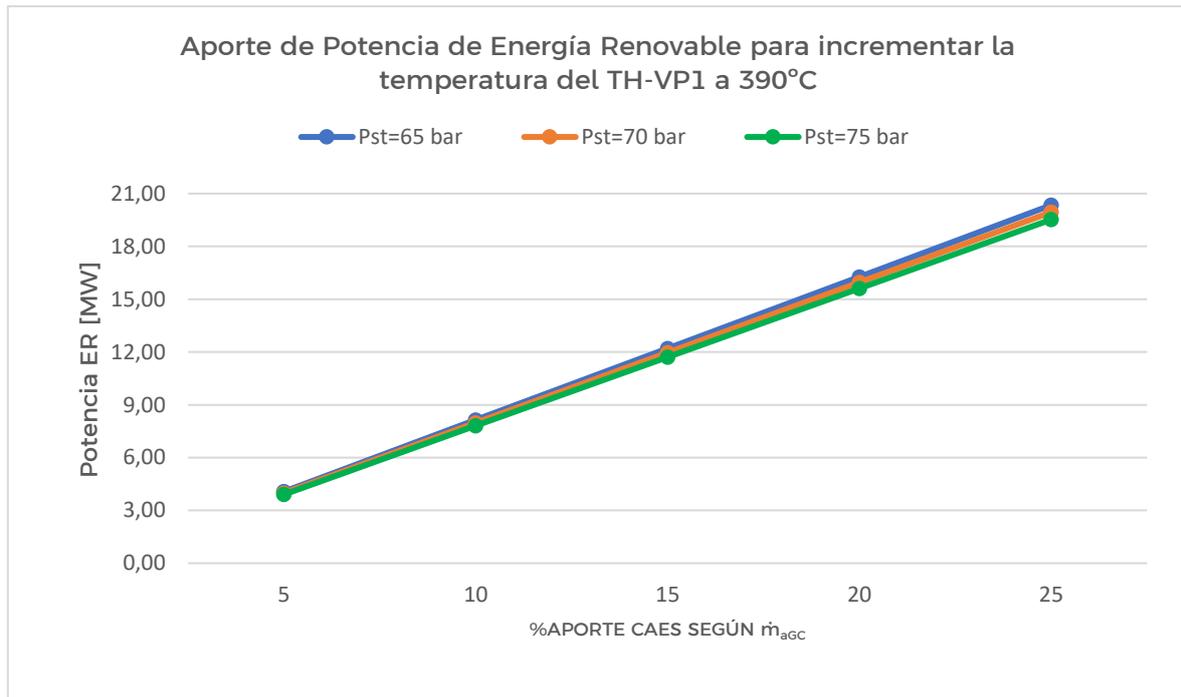


Figura 57. Aporte de Potencia de Energía Renovable para incrementar la temperatura del TH-VP1 a 390°C en la descarga del CAES según  $P_{STmax}$  y el % aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

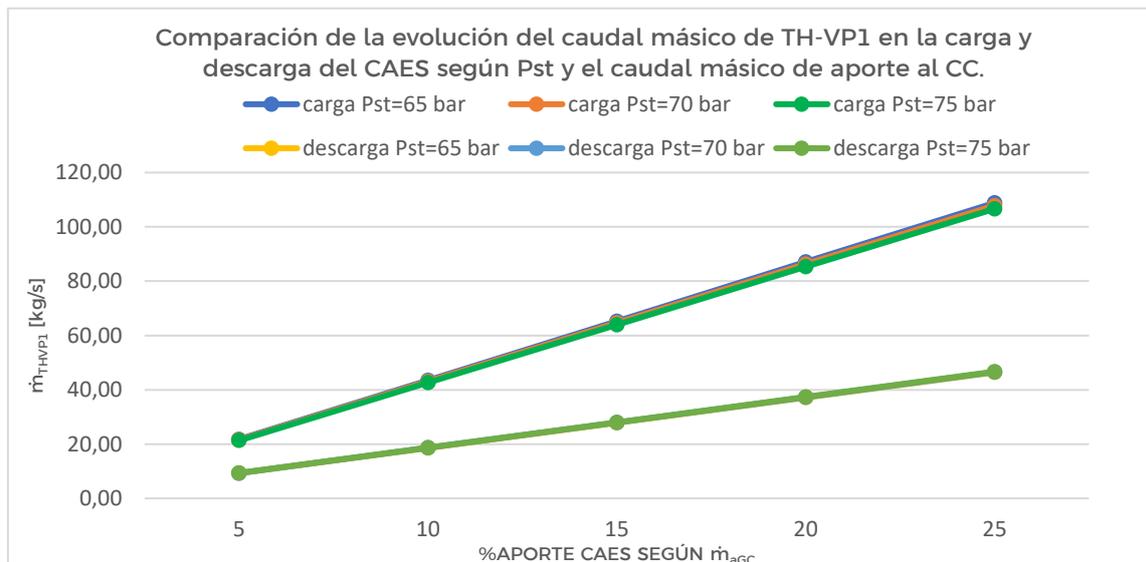


Figura 58. Diferencia entre el caudal másico de TH-VP1 en la carga y en la descarga del CAES según  $P_{STmax}$  y el % aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

La Figura 58 compara el caudal másico necesario en la carga y la descarga del sistema CAES. Para todos los casos de  $P_{ST}$ , el caudal másico de Therminol-VP1 es prácticamente idéntico, varía ciertas centésimas, por eso en la gráfica se superpone una sobre otra. Igualmente, se aprecia que el aceite sintético, necesario en el Recuperados CAES para aumentar la temperatura de aire de aporte, es considerablemente menor que el necesario en la carga. Solo se emplea cerca de un 43% de todo el TH-VP1 que se ha usado en la carga. Al utilizar sólo el caudal necesario, se consigue que el TH-VP1 al atravesar el Recuperador CAES reduzca su temperatura a 40°C. En consecuencia, habría que plantear una manera para que el 57% restante de TH-VP1 (Figura 53), que se encuentra en el tanque caliente, se pueda trasvasar al tanque frío con una temperatura de 40°C. La idea más sencilla es refrigerar dicho aceite sintético con agua de mar, pero estaríamos perdiendo uso de energía.

En la Figura 59, se expone la reducción de temperatura del aire en la descarga al atravesar la válvula de expansión para disminuir su presión. A pesar de almacenar el aire en el recipiente a 50°C (considerando que no existen pérdidas por transferencia de calor), al disminuir la presión el aire se enfría. Cuanto mayor sea el salto de presión, menor será la temperatura del aire, por lo que será necesario mayor caudal másico de TH-VP1 en el Recuperador CAES. No obstante, como las variaciones de temperatura son pequeñas, prácticamente no se aprecia ese aumento de caudal másico tal como se muestra en la Figura 58.

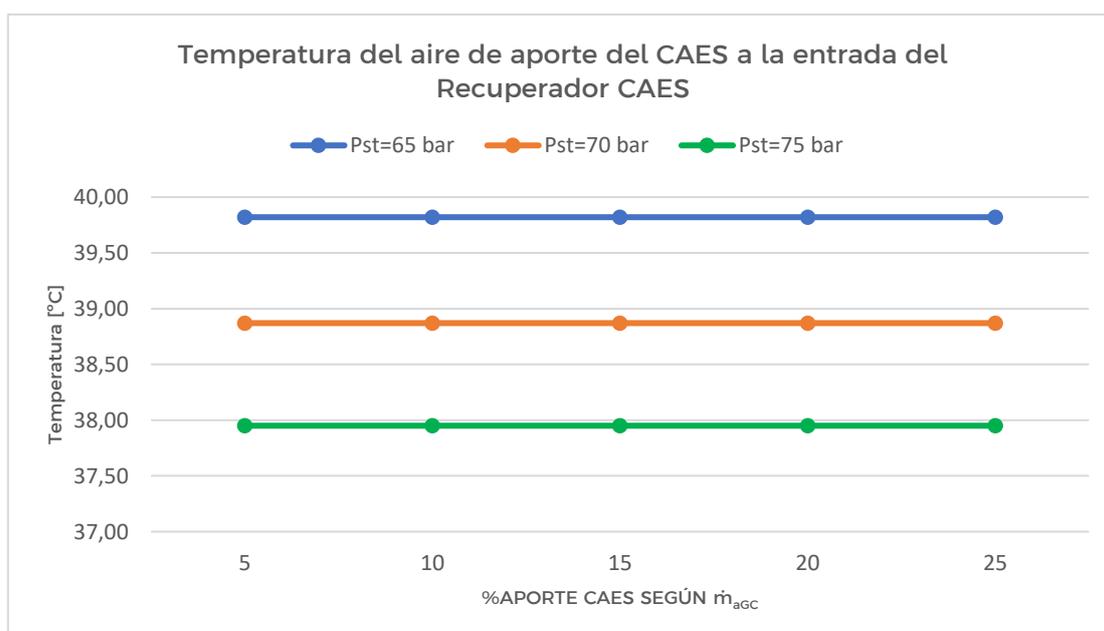


Figura 59. Temperatura del aire a la entrada del Recuperador CAES en la descarga del CAES según  $P_{STmax}$  y el % aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

## 6. Resultados

Las turbinas de gas de Ciclo Combinado N°2 de la Central Térmica de Granadilla pueden funcionar de manera independiente, es decir, que el ciclo puede operar sólo con las GTs sin necesidad de usar la turbina de vapor. Por tanto, se han realizado dos estudios energéticos: hibridación CAES-GT e hibridación CAES-CC.

Principalmente, el sistema CAES está conectado a las GTs, por lo que únicamente tiene efectos sobre éstas, aunque se trasladan al ciclo combinado. En la Figura 60 se muestra la hibridación CAES-GTs.

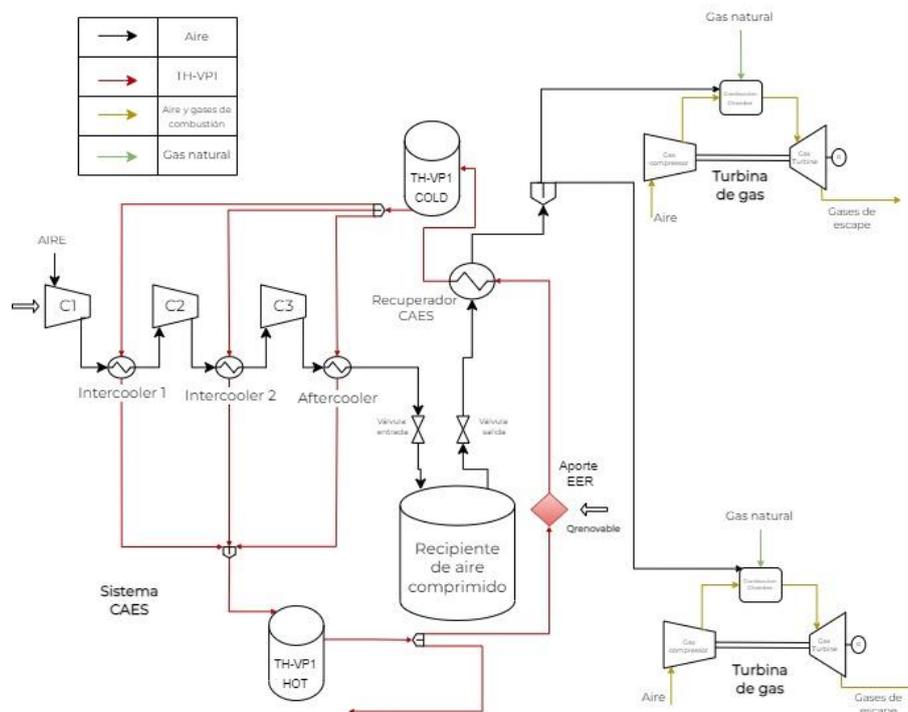


Figura 60. Inyección del aporte del CAES a las dos turbinas de gas.

Fuente: Elaboración propia

El estudio energético que se ha realizado ha sido el cálculo de la potencia neta, el consumo específico y el rendimiento termodinámico de la hibridación, según el aporte de aire del sistema CAES. El diseño CAES de hibridación es el diseño “Según la Descarga”, ya que no se tiene acceso a las curvas características del compresor de las GTs, y no se conoce como puede afectar al compresor reducir su caudal másico de aire a través de las IGVs. Los cálculos se han hecho mediante el software

DWSIM a través de un análisis de sensibilidad. Por tanto, cabe recalcar de nuevo que la idea de este sistema es el siguiente:

- Con los vertidos de ER, se alimenta el tren de compresión del sistema CAES durante el tiempo de carga. El aire se almacena comprimido en un recipiente.
- Durante el tiempo de descarga, se aporta el aire del recipiente a la cámara de combustión de las GTs. En esta fase, se reduce el caudal másico de aire del compresor de las turbinas de gas. Esa reducción de caudal es aportada por el Sistema CAES para conseguir su funcionamiento a plena carga, es decir, si se reduce el caudal másico de aire del compresor de las GTs al 95%, el 5% restante es aportado por el sistema CAES.

De esta manera, se pretende disminuir la potencia que consume el compresor y mantener la potencia que genera la turbina a plena carga. En consecuencia, la potencia neta producida aumenta, se mejora el rendimiento del sistema y se reduce el consumo específico. Asimismo, se consigue dar uso de los vertidos de ER.

En ambas hibridaciones se toma como hipótesis de trabajo: Régimen estacionario, superficies adiabáticas, se desprecian las variaciones de energía cinética y potencial.

## 6.1. Hibridación CAES-GT

En la hibridación CAES-GT se estudia los efectos sobre una turbina de gas del ciclo combinado 2x1. Los resultados son los mismo para la otra GT, ya que son gemelas.

La potencia neta de una turbina de gas es la diferencia entra la potencia consumida por el compresor y la potencia generada por la turbina. Para mejorar la comprensión y evitar errores, en este cálculo no se ha aplicado el convenio internacional de signos, se han tomado los módulos de sus valores para obtener resultados con signos positivos. Así pues, la ecuación (27) se aplica para calcular la potencia neta de la GT. Se ha despreciado el rendimiento mecánico al considerarse de un 99%.

$$\dot{W}_{net_{CAES-GT}} = \dot{W}_{GT} - \dot{W}_{GC} \quad (27)$$

El consumo específico es el consumo de combustible referido a la potencia mecánica que se desarrolla, tal como muestra la ecuación (28). La potencia neta se expresa en unidades de [kW] y el caudal másico de combustible en [kg/h] para esta ecuación.

$$SFC = \frac{\dot{W}_{netCAES-GT}}{\dot{m}_f} \quad (28)$$

El rendimiento térmico de la turbina de gas se conoce como la potencia neta que genera la GT frente a la potencia térmica de combustible que se utiliza para generar dicha potencia, tal como se muestra en la ecuación (29).

$$\eta_{CAES-GT} = \frac{\dot{W}_{netCAES-GT}}{\dot{m}_f \times PCI} \quad (29)$$

No obstante, hay que aplicar energía renovable para calentar el TH-VP1 que se utiliza en el Recuperador CAES, para aumentar la temperatura del aire antes de entrar a la cámara de combustión de las GTs. Por ende, al considerar otra fuente de energía diferente dentro de la hibridación CAES-GT, el rendimiento térmico resultaría en la ecuación (30). Para ambas ecuaciones (29) y (30), la potencia neta generada y la potencia térmica de ER se deben expresar en unidades de [kW].

$$\eta_{CAES-GT} = \frac{\dot{W}_{netCAES-GT}}{\dot{m}_f \times PCI + \dot{Q}_{ER}} \quad (30)$$

A efectos generales, se obtendrá los mismos resultados de potencia neta producida y el consumo específico de combustible en cada uno de los casos de  $P_{STmax}$  del sistema CAES. Sin embargo, el rendimiento térmico tendrá variaciones debido a las diferencias de energía renovable ( $\dot{Q}_{ER}$ ) en cada uno de los casos del CAES.

La potencia consumida en la carga del CAES no se consideran en estos cálculos, puesto que la fase de carga y descarga son separadas. Cuando se descarga el aire hacia las cámaras de combustión de las GTs, el tren de compresión no está en funcionamiento. Además, el caudal másico de descarga del CAES es la mitad del planteado en el apartado “Según la Descarga”, puesto que una vez atraviesa el Recuperador CAES, se bifurca en 2 tramos, alimentando con la mitad de dicho caudal las dos cámaras de combustión (Figura 60).

Los parámetros del combustible empleado en estos ciclos de potencia se encuentran en la Tabla 20.

Tabla 20. Parámetros del combustible

Combustible CAES-GT y CAES-CC		
Combustible	Caudal másico [kg/s]	PCI [kJ/kg]
Gas natural	4,25	48566,64

Fuente: Elaboración propia

En las tablas que se presentan a continuación (Tabla 21, Tabla 22, Tabla 23), se muestran los resultados del análisis de sensibilidad en DWSIM, aplicando las ecuaciones anteriores, para cada uno de los casos de presión de almacenamiento del sistema CAES.

Tabla 21. Resultados de la hibridación CAES-GT con una  $P_{STmax} = 65$  bar

CAES [ $P_{STmax} = 65$ bar] + GT									
$\% \dot{m}_{aGC}$	$\dot{m}_{aGC}$ [kg/s]	%aporte según $\dot{m}_{aGC}$	$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	$\dot{W}_{net_{CAES-GT}}$ [MW]	SFC [g/kWh]	$\eta_{CAES-GT}$ [%]	$\dot{Q}_{ER}$ [MW]	$\eta_{CAES+GT}$ [%]
100	203,47	0	0	0	75,26	203,30	36,46	0	36,46
95	193,30	5	10,17	10,17	79,18	193,24	38,36	4,07	37,62
90	183,12	10	20,35	20,35	83,10	184,12	40,26	8,14	38,73
85	172,95	15	30,52	30,52	87,02	175,83	42,16	12,21	39,80
80	162,77	20	40,70	40,70	90,94	168,25	44,06	16,27	40,84
75	152,60	25	50,87	50,87	94,86	161,29	45,96	20,34	41,83

Fuente: Elaboración propia

Tabla 22. Resultados de la hibridación CAES-GT con una  $P_{STmax} = 70$  bar

CAES [ $P_{STmax} = 70$ bar] + GT									
$\% \dot{m}_{aGC}$	$\dot{m}_{aGC}$ [kg/s]	%aporte según $\dot{m}_{aGC}$	$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	$\dot{W}_{net_{CAES-GT}}$ [MW]	SFC [g/kWh]	$\eta_{CAES-GT}$ [%]	$\dot{Q}_{ER}$ [MW]	$\eta_{CAES+GT}$ [%]
100	203,47	0	0	0	75,26	203,30	36,46	0	36,46
95	193,30	5	10,17	10,17	79,18	193,24	38,36	3,99	37,63
90	183,12	10	20,35	20,35	83,10	184,12	40,26	7,98	38,76
85	172,95	15	30,52	30,52	87,02	175,83	42,16	11,97	39,85
80	162,77	20	40,70	40,70	90,94	168,25	44,06	15,96	40,90
75	152,60	25	50,87	50,87	94,86	161,29	45,96	19,94	41,91

Fuente: Elaboración propia

Tabla 23. Resultados de la hibridación CAES-GT con una  $P_{STmax} = 75$  bar

CAES [ $P_{STmax} = 75$ bar] + GT								
$\% \dot{m}_{aGC}$	$\dot{m}_{aGC}$ [kg/s]	%aporte según $\dot{m}_{aGC}$	$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	$\dot{W}_{net_{CAES-GT}}$ [MW]	SFC [g/kWh]	$\eta_{CAES+GT}$ [%]	$\dot{Q}_{ER}$ [MW]	$\eta_{CAES+GT}$ [%]
100	203,47	0	0	75,26	203,30	36,46	0	36,46
95	193,30	5	10,17	79,18	193,24	38,36	3,91	37,65
90	183,12	10	20,35	83,10	184,12	40,26	7,81	38,79
85	172,95	15	30,52	87,02	175,83	42,16	11,72	39,89
80	162,77	20	40,70	90,94	168,25	44,06	15,62	40,96
75	152,60	25	50,87	94,86	161,29	45,96	19,53	41,99

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 61, se representa la potencia neta generada por la hibridación y el consumo específico del mismo, según se aumenta el aporte de caudal de aire del CAES. A medida que se aporta caudal de aire del CAES - y se reduce el caudal de aire del compresor de la GT- aumenta la potencia neta generada. Sin hibridación la GT produce una potencia de 75,26 MW y, a máxima entrega de caudal aportado en el diseño de este proyecto, se aumenta dicha producción aproximadamente unos 20 MW, es decir, se producen 95 MW.

Igualmente, al mantener el consumo de combustible, pero aumentar la potencia producida, disminuye el consumo específico. Así pues, para una misma cantidad de combustible se está generando mayor potencia neta, tal como se aprecia en la Figura 61.

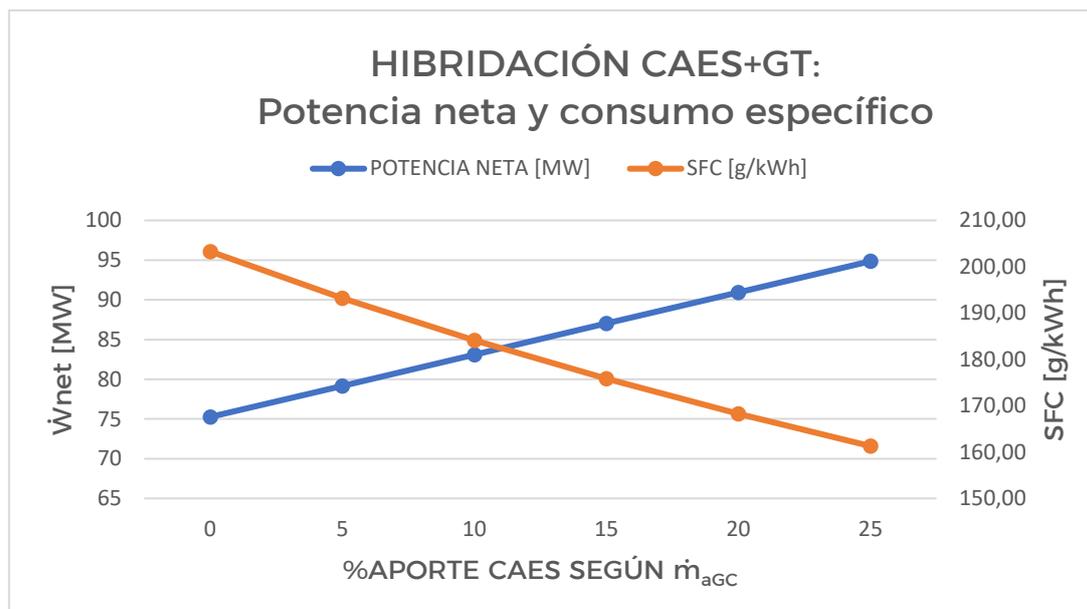


Figura 61. Hibridación CAES-GT: Potencia Neta y Consumo Específico de Combustible según el % de aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, en la Figura 62 se muestra la comparación de rendimientos térmicos según  $P_{STmax}$  y el caudal másico de aporte del CAES. La línea azul representa el rendimiento térmico sin tener en cuenta el aporte de ER al TH-VP1, es decir, el cálculo del rendimiento térmico de una turbina de gas según la ecuación (29). Las otras líneas son los rendimientos considerando la potencia aportada de ER. Se puede ver que al tener en cuenta dicha ER el rendimiento térmico disminuye. No obstante, el rendimiento del ciclo aumenta considerablemente, a mínimo aporte aumenta más de 1% y a máximo aporte se incrementa casi un 6%.

Para los diferentes casos de  $P_{STmax}$  el rendimiento es mayor cuanto mayor sea la presión de almacenamiento del aire. Para una mejor observación, se incluye la Figura 63 que es una ampliación de la Figura 62. A mayor presión de almacenamiento del aire, mayor será la relación de compresión por etapa. De esta forma, la temperatura que adquiere el terminol-VP1 en la fase de carga será mayor, por lo que la energía para aumentar su temperatura a 390°C (en la fase de descarga) será menor. Este suceso explicado con anterioridad, se puede ver gráficamente en las Figura 55 y Figura 57.

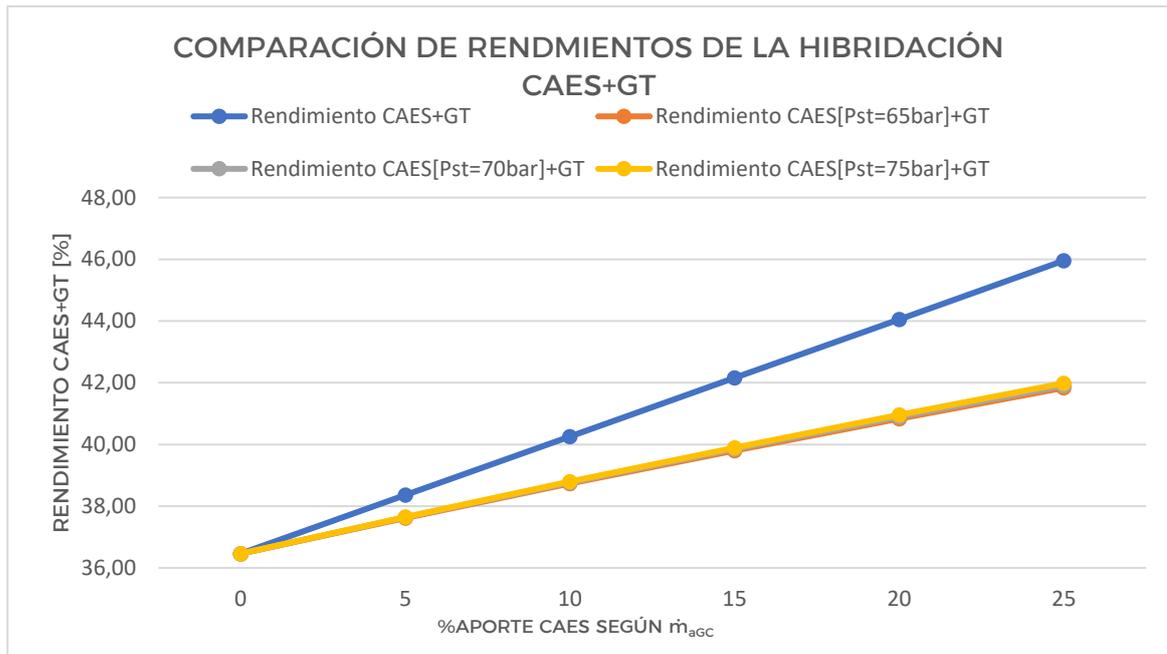


Figura 62. Rendimiento térmico de la hibridación CAES-GT según  $P_{STmax}$  y el % aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

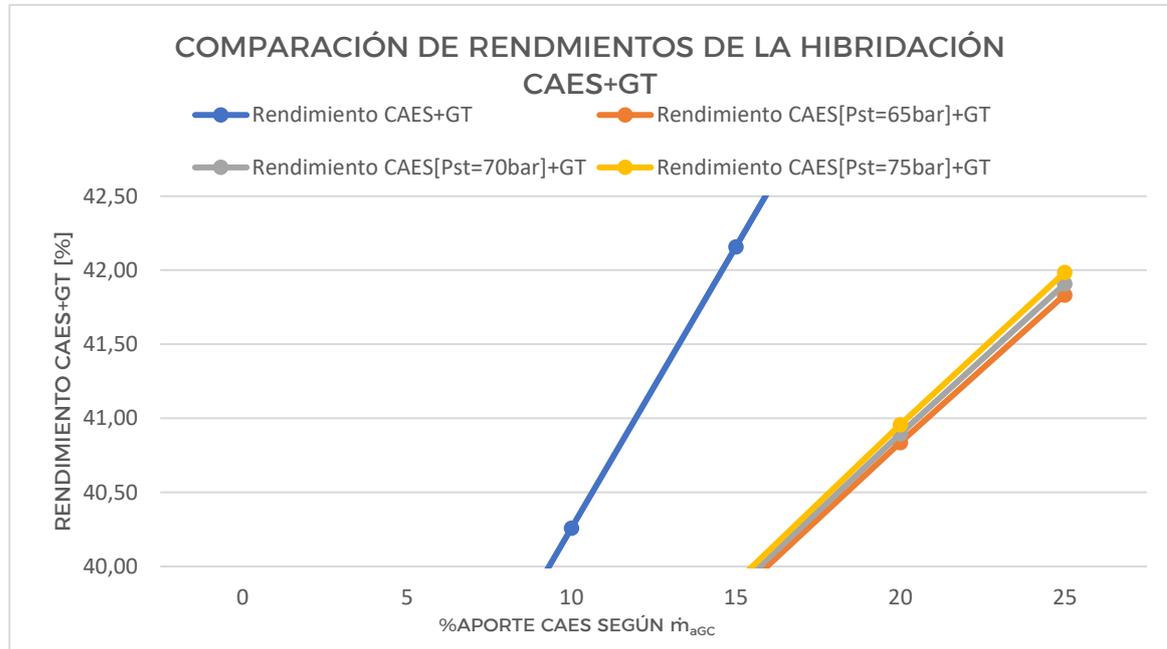


Figura 63. Amplificación del Rendimiento térmico de la hibridación CAES-GT según  $P_{STmax}$  y el % aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

## 6.2. Hibridación CAES-CC

El Ciclo Combinado N°2 de la Central Térmica de Granadilla es un ciclo combinado 2x1. Está compuesto por dos turbinas de gas, cada una con su HRSG, y una turbina de vapor de dos etapas de presión, tal como se ve en la Figura 46. Las mejoras determinadas en la hibridación CAES-GT se trasladan al CC, por lo que se incrementará la potencia neta producida, el rendimiento térmico mejorará y disminuirá el consumo específico.

La potencia neta de la hibridación CAES-CC es el resultado de la suma de la potencia neta que generan las dos turbinas de gas, más la potencia que producen las turbinas de vapor de alta y baja presión, respectivamente. Asimismo, se restan la potencia que consumen los accesorios del ciclo combinado. Estos accesorios son: Bomba Alimentación de la Caldera (BAC), Bomba de Recuperación (BR), Bomba de Alta Presión (BAP). Por tanto, la potencia neta CAES-CC se refleja en la ecuación (31).

$$\dot{W}_{net_{CAES-CC}} = 2 \times \dot{W}_{net_{CAES-GT}} + \dot{W}_{net_{CV}} \quad (31)$$

$$\dot{W}_{net_{CV}} = \dot{W}_{AP} + \dot{W}_{BP} - \dot{W}_{BAC} - \dot{W}_{BR} - \dot{W}_{BAP} \quad (32)$$

En la Tabla 21, Tabla 22 y Tabla 23 del apartado anterior, se encuentran los resultados de potencia neta de la hibridación CAES con una turbina de gas. Se multiplica por dos ese resultado (al ser el ciclo combinado 2x1) en la ecuación (31). El sistema CAES aporta caudal másico de aire a ambas cámaras de combustión.

En el consumo específico de combustible se debe tener en cuenta el caudal másico de combustible de las dos turbinas de gas, así se muestra en la ecuación (33).

$$SFC = \frac{\dot{W}_{net_{CAES-CC}}}{\dot{m}_{f1} + \dot{m}_{f2}} \quad (33)$$

El rendimiento térmico del ciclo sigue el mismo marco teórico anterior, por tanto, se define como el cociente entra la potencia neta producida CAES-CC y la potencia térmica del combustible que recibe el CC, ecuación (34).

$$\eta_{\text{CAES-CC}} = \frac{\dot{W}_{\text{netCAES-CC}}}{\dot{m}_{f1} \times \text{PCI} + \dot{m}_{f2} \times \text{PCI}} \quad (34)$$

No obstante, también se ha calculado el rendimiento teniendo en cuenta la potencia de ER para aumentar la temperatura del TH-VP1, ecuación (35).

$$\eta_{\text{CAES-CC}} = \frac{\dot{W}_{\text{netCAES-CC}}}{\dot{m}_{f1} \times \text{PCI} + \dot{m}_{f2} \times \text{PCI} + \dot{Q}_{\text{ER}}} \quad (35)$$

En la Tabla 24 se muestran los cálculos del software DWSIM de la parte del ciclo de vapor del CC. Es decir, los resultados de la potencia generada por las turbinas de vapor de alta presión y baja presión, además de la potencia que consumen las bombas correspondientes. Estos resultados se mantienen constante, ya que el sistema CAES sólo afecta directamente a las GTs.

Tabla 24. Resultados del ciclo de vapor a plena carga

CICLO DE VAPOR A PLENA CARGA					
$\dot{W}_{\text{AP}}$ [MW]	$\dot{W}_{\text{BP}}$ [MW]	$\dot{W}_{\text{BAC}}$ [kW]	$\dot{W}_{\text{BR}}$ [kW]	$\dot{W}_{\text{BAP}}$ [kW]	$\dot{W}_{\text{netCV}}$ [MW]
41,95	45,90	131,20	0,98	899,80	86,82

**Fuente:** Elaboración propia

En las siguientes tablas (Tabla 25, Tabla 26, Tabla 27), se reflejan los resultados finales de la hibridación CAES-CC, según el porcentaje de aporte de aire del CAES y la presión de almacenamiento del aire.

Tabla 25. Resultados de la hibridación CAES-CC con una  $P_{STmax} = 65$  bar

CAES [ $P_{STmax} = 65$ bar] + CC						
$\% \dot{m}_{aGC}$	100	95	90	85	80	75
$\dot{m}_{aGC}$ [kg/s]	203,47	193,30	183,12	172,95	162,77	152,60
%aporte $\dot{m}_{dch}$ según $\dot{m}_{aGC}$	0	5	10	15	20	25
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	0	10,17	20,35	30,52	40,70	50,87
$\dot{W}_{net_{CAES-GT}}$ [MW]	75,26	79,18	83,10	87,02	90,94	94,86
$\dot{W}_{net_{CV}}$ [MW]	86,82	86,82	86,82	86,82	86,82	86,82
$\dot{W}_{net_{CAES-CC}}$ [MW]	237,34	245,17	253,01	260,85	268,69	276,53
SFC [g/kWh]	128,93	124,81	120,94	117,31	113,89	110,66
$\eta_{CAES-CC}$ [%]	57,49	59,39	61,29	63,19	65,09	66,99
$\dot{Q}_{ER}$ [MW]	0	4,07	8,14	12,21	16,27	20,34
$\eta_{CAES-CC}$ [%]	57,49	58,81	60,10	61,37	62,62	63,84

Fuente: Elaboración propia

Tabla 26. Resultados de la hibridación CAES-CC con una  $P_{STmax} = 70$  bar

CAES [ $P_{STmax} = 70$ bar] + CC						
$\% \dot{m}_{aGC}$	100	95	90	85	80	75
$\dot{m}_{aGC}$ [kg/s]	203,47	193,30	183,12	172,95	162,77	152,60
%aporte $\dot{m}_{dch}$ según $\dot{m}_{aGC}$	0	5	10	15	20	25
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	0	10,17	20,35	30,52	40,70	50,87
$\dot{W}_{net_{CAES-GT}}$ [MW]	75,26	79,18	83,10	87,02	90,94	94,86
$\dot{W}_{net_{CV}}$ [MW]	86,82	86,82	86,82	86,82	86,82	86,82
$\dot{W}_{net_{CAES-CC}}$ [MW]	237,34	245,17	253,01	260,85	268,69	276,53
SFC [g/kWh]	128,93	124,81	120,94	117,31	113,89	110,66
$\eta_{CAES-CC}$ [%]	57,49	59,39	61,29	63,19	65,09	66,99
$\dot{Q}_{ER}$ [MW]	0	3,99	7,98	11,97	15,96	19,94
$\eta_{CAES-CC}$ [%]	57,49	58,82	60,13	61,41	62,67	63,90

Fuente: Elaboración propia

Tabla 27. Resultados de la hibridación CAES-CC con una  $P_{STmax} = 75$  bar

CAES [ $P_{STmax} = 75$ bar] + CC						
$\% \dot{m}_{aGC}$	100	95	90	85	80	75
$\dot{m}_{aGC}$ [kg/s]	203,47	193,30	183,12	172,95	162,77	152,60
%aporte $\dot{m}_{dch}$ según $\dot{m}_{aGC}$	0	5	10	15	20	25
$\dot{m}_{dch}$ [kg/s]	0	10,17	20,35	30,52	40,70	50,87
$\dot{W}_{net_{CAES-GT}}$ [MW]	75,26	79,18	83,10	87,02	90,94	94,86
$\dot{W}_{net_{CV}}$ [MW]	86,82	86,82	86,82	86,82	86,82	86,82
$\dot{W}_{net_{CAES-CC}}$ [MW]	237,34	245,17	253,01	260,85	268,69	276,53
SFC [g/kWh]	128,93	124,81	120,94	117,31	113,89	110,66
$\eta_{CAES-CC}$ [%]	57,49	59,39	61,29	63,19	65,09	66,99
$\dot{Q}_{ER}$ [MW]	0	3,91	7,81	11,72	15,62	19,53
$\eta_{CAES-CC}$ [%]	57,49	58,83	60,15	61,44	62,71	63,96

Fuente: Elaboración propia

Estos resultados se representan gráficamente para una mejor comprensión y análisis.

Los efectos de la hibridación CAES-GT se trasladan al ciclo combinado. Por lo que aumenta la potencia neta producida por el ciclo combinado, mejora el rendimiento térmico y disminuye el consumo específico de combustible.

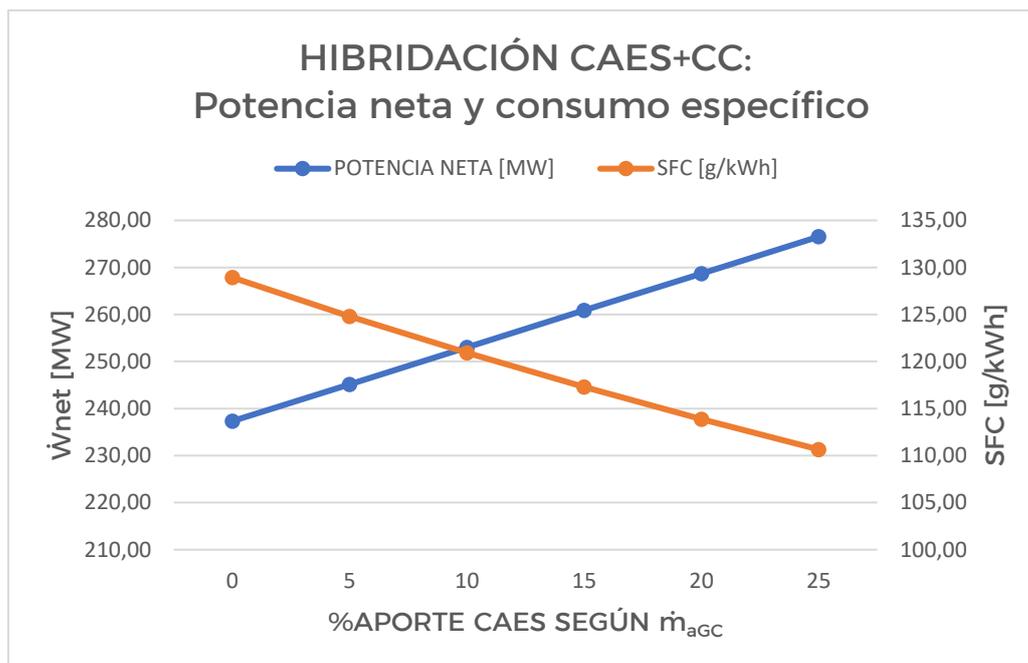


Figura 64. Hibridación CAES-CC: Potencia Neta y Consumo Específico de Combustible según el % de aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

La Figura 64 muestra la potencia neta generada y el consumo específico de la hibridación CAES-CC. El ciclo combinado genera mucha más potencia que una simple turbina de gas, puesto que se suma la potencia generada por las turbinas de vapor y las turbinas de gas acopladas. Asimismo, el consumo específico de combustible es menor en el CC, porque se aprovecha los gases de escape de las GTs como fuente de energía para el cambio de fases del agua en el ciclo de vapor. Realizando comparaciones entre la hibridación CAES-CC y el CC simple, en máximo aporte de aire de CAES, la potencia neta producida aumenta unos 40 MW, debido a que con ese aporte de aire del CAES, cada GT incrementa su potencia neta 20 MW aproximadamente. Igualmente, al aumentar la potencia generada y mantener el caudal másico de combustible, el consumo específico disminuye en comparación con el CC simple.

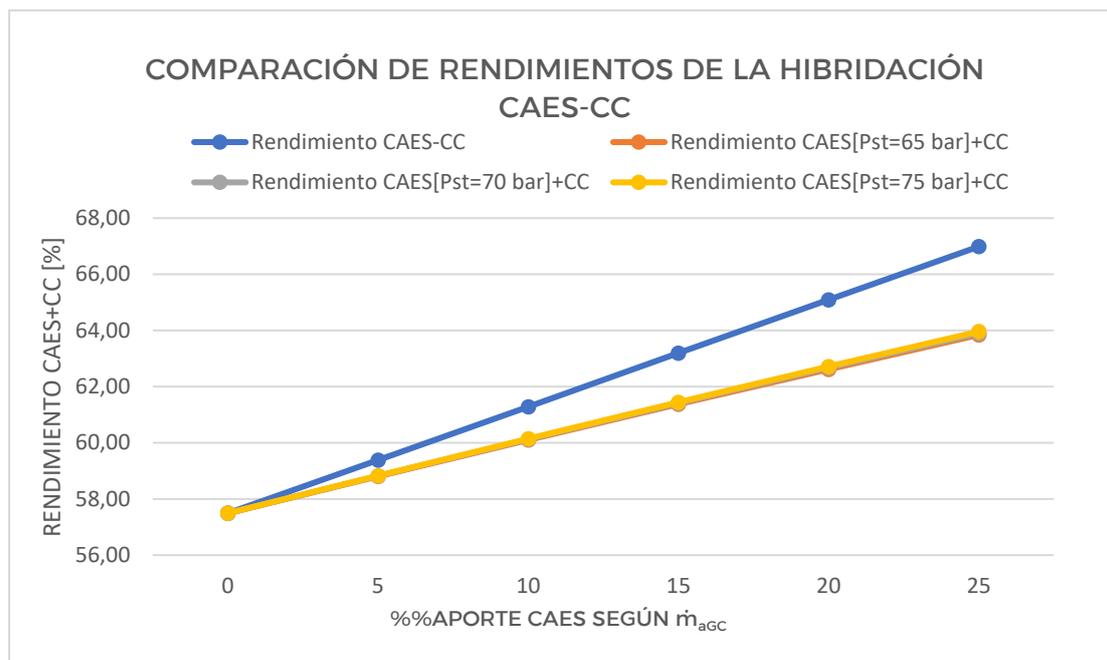


Figura 65. Rendimiento térmico de la hibridación CAES-CC según  $P_{STmax}$  y el % aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 65 se representan los rendimientos para cada uno de los casos de la hibridación CAES-CC. La línea azul es la evolución del rendimiento sin tener en cuenta la potencia de ER para aumentar la temperatura del TH-VP1 a 390°C. Las otras líneas, tal como señala las leyendas, son los rendimientos considerando dicha energía renovable, para cada presión de almacenamiento del aire. Como se puede observar, el rendimiento va en incremento según se aporta mayor aire del CAES (y se disminuye caudal másico de aire del compresor de las GTs). Puesto que la potencia generada aumenta y la potencia térmica de los combustibles se mantiene, ya que el caudal másico de combustible permanece constante.

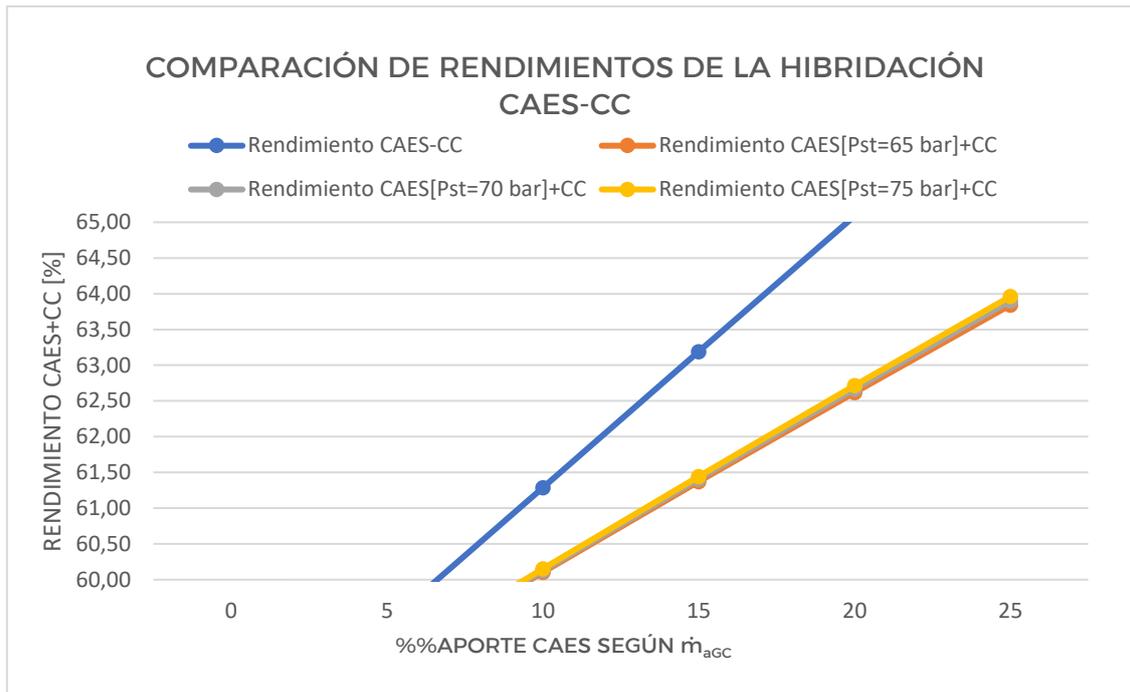


Figura 66. Amplificación del Rendimiento térmico de la hibridación CAES-CC según  $P_{STmax}$  y el % aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

La Figura 66 es una ampliación de una parte de la Figura 65, para ver de una mejor forma como varía el rendimiento considerando el aporte de ER. Como se ha explicado con anterioridad, el rendimiento mejora cuanto mayor es la presión de almacenamiento del aire comprimido. A mayor relación de compresión por etapas en el tren de compresión, el caudal másico de aire aumenta más su temperatura y, en consecuencia, incrementa la temperatura del aceite sintético que se almacena en el tanque caliente. A mayor temperatura del TH-VP1, menor ER hay que aportar para cambiar su temperatura a 390°C. Por tanto, como se ha expresado en la ecuación (35), a menor aporte de ER, menor será el valor del denominador y el rendimiento térmico será mejor. No obstante, las variaciones del rendimiento térmico apenas son considerables, es decir, en cada caso de  $P_{ST}$  no hay casi diferencias en los resultados.

### 6.3. Reducción de los gases de efecto invernadero.

Una de las condiciones necesarias para que la hibridación CAES-GT y CAES-CC funcione es mantener el caudal de combustible, puesto que hay que respetar los requerimientos de la cámara de combustión y, por tanto, no modificar el dosado. Si no se reduce el caudal de aire del

compresor de las GTs y se aporta aire del CAES directamente, el dosado se modifica a un dosado pobre al haber mayor cantidad de aire que de combustible. Esto sería un problema porque aumenta las probabilidades de riesgo de apagado de la llama. Asimismo, bajo esa misma condición, no se quiere aumentar la cantidad de combustible para mantener el dosado, puesto que a mayor consumo de combustible mayor es la cantidad de CO<sub>2</sub> generado, por lo que no se cumpliría con los objetivos de las agendas medioambientales. Por tanto, se mantiene constante el caudal másico de combustible y la cantidad de aire, ya que lo que se reduce en el compresor de la turbina de gas, lo aporta el sistema CAES.

Bajo esa condición de diseño CAES-GT y CAES-CC, no se produce una disminución de los kilogramos de CO<sub>2</sub> emitidos-la cantidad de combustible consumido es la misma que sin hibridación-no obstante, se produce más potencia por kilogramos de CO<sub>2</sub> emitido.

Para determinar los kilogramos de CO<sub>2</sub> se emplea el factor de emisión CO<sub>2</sub>. España, realiza un inventario[23], donde se recoge los factores de emisión de CO<sub>2</sub> de diferentes combustibles fósiles y sus PCI.

En este apartado, se calculará la cantidad de CO<sub>2</sub> emitida en una hora y un factor de emisión por MW producido. En la Tabla 20, se toman los parámetros del combustible que se han empleado en el funcionamiento del CAES-CC.

En primer lugar, se debe calcular los kilogramos de combustible consumidos en una hora, para ello se ha empleado la ecuación (36).

$$m_f = \dot{m}_f \times 3600 \text{ segundos} \quad (36)$$

En segundo lugar, la cantidad de kg de CO<sub>2</sub> emitidos en una hora se determina como el producto de los kilogramos de combustible consumidos (en una hora), el PCI del combustible y el factor de emisión de CO<sub>2</sub> del combustible, en este caso, del gas natural cuyo valor es tabulado en [23]. El PCI debe estar en unidades de [GJ/kg].

$$\text{kgCO}_2\text{h} = m_f \times \text{PCI} \times K \quad (37)$$

Una vez se determina los kg de CO<sub>2</sub> con la ecuación (37), se divide entre la potencia neta generada en una hora por la hibridación CAES-CC. De

esta manera, obtenemos los kg de CO<sub>2</sub> emitidos por MWh producido, tal como se muestra en la ecuación (38).

$$\frac{\text{kgCO}_2}{\text{MWh}} = \frac{\text{kgCO}_2\text{h}}{\dot{W}_{\text{netCAES-CC}} \times 1\text{h}} \quad (38)$$

En la Tabla 28 se encuentran los resultados finales obtenidos de las emisiones de CO<sub>2</sub> por MWh producido.

Tabla 28. Resultados de kg de CO<sub>2</sub> por MWh generado de la hibridación CAES-CC

$\frac{\text{kgCO}_2}{\text{MWh}}$ en CAES + CC						
%aporte $\dot{m}_{\text{dch}}$ según $\dot{m}_{\text{agc}}$	$\dot{m}_f$ [kg/h]	K [kgCO <sub>2</sub> /GJPCI]	kgCO <sub>2</sub>	$\dot{W}_{\text{netCAES-CC}}$ [MW]	$\frac{\text{kgCO}_2}{\text{MWh}}$	Diferencia kgCO <sub>2</sub> /MWh respecto al caso sin hibridación
0	15300	56,13	41711	237,34	175,75	-
5	15300	56,13	41711	245,17	170,13	5,62
10	15300	56,13	41711	253,01	164,86	10,89
15	15300	56,13	41711	260,85	159,90	15,85
20	15300	56,13	41711	268,69	155,24	20,51
25	15300	56,13	41711	276,53	150,84	24,91

Fuente: Elaboración propia

La disminución del valor del consumo específico de combustible, refleja indicios de que los kilogramos de CO<sub>2</sub> por MWh producido también deberían disminuir. En la Figura 67, se representa la potencia generada frente a los kilogramos de CO<sub>2</sub> emitidos para el CC sin hibridación y la hibridación CAES-CC. Como era de esperar, al mantener constante la cantidad de gas natural, también permanece igual los kilogramos de CO<sub>2</sub> expulsados a la atmósfera. Por otra parte, como se aumenta la potencia generada por la hibridación CAES-CC, se generan menos kilogramos de CO<sub>2</sub> por MW producido. A máximo aporte, se disminuye 25 kg de CO<sub>2</sub> por MWh producido con respecto al caso sin hibridación.

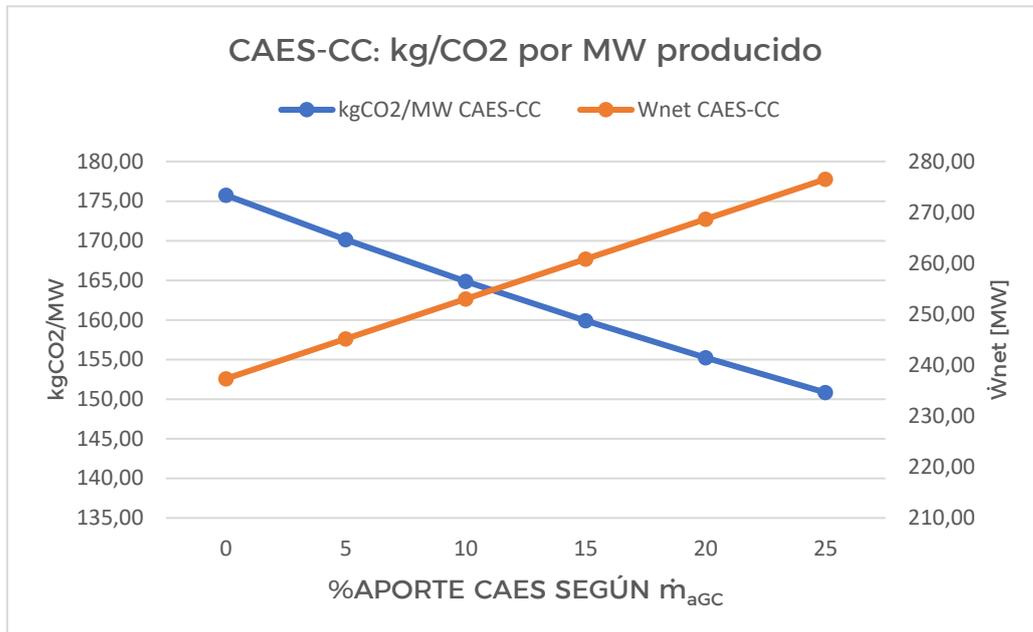


Figura 67. Hibridación CAES-CC: kgCO<sub>2</sub> emitidos por MW generado y potencia neta generada según el % de aporte del CAES.

Fuente: Elaboración propia

## 7. Conclusiones

### 7.1. Conclusiones

En el presente TFG, se ha diseñado un sistema CAES a partir de los vertidos de energía renovables y se ha realizado un estudio termodinámico de como afectaría su acoplamiento a un ciclo combinado, concretamente, en el ciclo combinado N°2 de la Central Térmica de Granadilla, Tenerife.

Para el sistema CAES, no se puede almacenar el aire comprimido en cavernas, galerías o pozos en el caso de la Isla de Tenerife. No hay información sobre el volumen de las mismas, y las ubicadas se encuentran lejos de la central térmica. Igualmente, la orografía de la Isla de Tenerife es complicada y cuenta con una gran parte del territorio protegido para preservar los espacios naturales, la fauna y la flora. Por tanto, el diseño del sistema CAES deberá plantearse en recipientes artificiales.

Considerando el diseño del sistema CAES en depósitos artificiales, se ha planteado 2 estudios, según la carga y según la descarga. La opción final elegida para la hibridación CAES-CC es el diseño “Según la Descarga”. Los cálculos para este diseño se han basado en el aporte que debe hacer el CAES a la cámara de combustión de las turbinas de gas. Uno de los problemas es la forma en como disminuir el caudal másico de aire del compresor de la turbina de gas. La manera más común es variar el ángulo de las IGVs, pero esto afecta al rendimiento del compresor y, por tanto, a otros parámetros termodinámicos. Por esta razón, se ha planteado diferentes caudales másicos de aporte por parte del sistema CAES, en el diseño Según la Descarga. El caudal másico de descarga del CAES es un porcentaje del caudal másico de aire en el compresor de la turbina de gas a plena carga. En consecuencia, si se reduce un 10% el caudal de aire en la turbina de gas, ese 10% será suministrado por el CAES. Además, es necesario aumentar la temperatura del aire de descarga del CAES, debido a que inyectar aire frío en la cámara de combustión reduce considerablemente la temperatura de combustión, afectando a la potencia generada por las turbinas de gas y la temperatura de los gases de escape que se deben aprovechar en el ciclo combinado. Se ha empleado un circuito de aceite sintético, Therminol-VP1, que se aprovecha tanto en la fase de carga, para reducir la temperatura del aire en el tren de compresión, y en la descarga del CAES, para aumentar la temperatura del aire de aporte.

Las principales conclusiones para el diseño del sistema CAES según la descarga son:

- Para un mismo valor de presión de almacenamiento de aire comprimido, a mayor caudal másico de descarga, mayor será la masa de aire almacenada en el recipiente. Por lo que el volumen de almacenamiento incrementa a mayor masa de aire almacenada. Asimismo, a más masa de aire almacenada, mayor será el caudal másico en la carga del CAES, por ende, aumenta la potencia que consume el tren de compresión.
- Para un valor diferente de presión de almacenamiento de aire comprimido, y manteniendo constante la masa de aire almacenada según el porcentaje de aporte, el volumen del recipiente disminuye cuanto mayor es la presión de almacenamiento. Igualmente, a mayor presión de almacenamiento de aire, mayor será la relación de compresión por etapa (del tren de compresión) por lo que la potencia consumida por el tren de compresión irá en aumento.
- Se necesitan grandes volúmenes para almacenar el aire comprimido. El volumen varía según la masa de aire almacenada y la diferencia entre la presión máxima y mínima de almacenamiento. Los resultados varían desde 3373 m<sup>3</sup> hasta los 20211 m<sup>3</sup>.
- A máximo aporte de caudal de aire, todos los casos del diseño CAES consumen una potencia entre los 32-33 MW, por lo que se aproxima a la media de vertidos de energía renovable en la Isla de Tenerife.
- El circuito de TH-VP1 es necesario plantearlo como un circuito paralelo en la fase de carga, para cumplir con el segundo principio de la termodinámica. En la fase de descarga, sólo se emplea una parte de la cantidad total de la fase de carga, alrededor del 43%.
- En la fase de descarga del CAES, es necesario suministrar energía renovable al TH-VP1 para aumentar su temperatura a 390°C. De esta forma, en el Recuperador CAES, se produce el intercambio de calor para aumentar la temperatura del aire de descarga del CAES a 360°C, antes de inyectarse en las cámaras de combustión.

En el estudio termodinámico de la hibridación CAES-GT y CAES-CC, se determina la potencia neta generada, el consumo específico de combustible y el rendimiento térmico. Con la hibridación se pretende disminuir el caudal másico de aire del compresor de la turbina de gas. El caudal másico de aire que falta para completar el funcionamiento de la GT a plena carga, se lo aporta el sistema CAES. Con esto, se consigue disminuir la potencia que consume el compresor de la GT y mantener la potencia generada por la turbina de gas, por lo que se produce más potencia neta. La hibridación se realiza directamente en las turbinas de gas, pero sus resultados se trasladan al ciclo combinado.

Las principales conclusiones de la hibridación CAES-GT y CAES-CC son:

- La potencia neta de las turbinas de gas aumentan considerablemente. En el mayor aporte de aire del CAES, se incrementa la potencia neta unos 20 MW, por tanto, en el ciclo combinado, la potencia se incrementa a 40 MW (ciclo combinado 2x1)
- El consumo específico de combustible disminuye. Puesto que se genera más potencia neta y el caudal másico de combustible no se modifica. Cuanto mayor es el aporte de aire del CAES, más potencia neta se genera y más se reduce el consumo específico. A máximo aporte del CAES el SFC disminuye un 20'5%.
- El rendimiento térmico mejora. Se produce más potencia neta y se mantiene la potencia térmica del combustible. Considerando la energía renovable necesaria para aumentar la temperatura del TH-VP1, a mínimo aporte del CAES el rendimiento aumenta un 1,2% aproximadamente, en todos los casos de presión de almacenamiento. A máximo aporte el rendimiento aumenta más de un 5%.
- Disminuye los kilogramos de CO<sub>2</sub> emitidos por MW producido.

Por tanto, para que la hibridación CAES-GT y CAES-CC funcione, se necesita vertidos de energía renovable que alimenten el tren de compresión del CAES, grandes volúmenes de recipientes para almacenar el aire comprimido y una fuente de energía renovable que se suministre al TH-VP1 para aumentar la temperatura del aire, antes de inyectarla en las cámaras de combustión de la GTs. Como resultado, se consigue aprovechar la energía renovable que iba a ser vertida, se aumenta la potencia neta generada, disminuye tanto el consumo

específico de combustible como los kilogramos de CO<sub>2</sub> emitidos por MW producido, y se mejora el rendimiento térmico.

## 7.2. Conclusions

In this final degree project, a CAES system has been designed through the surplus of renewable energy and a energetic study has been carried out on how his coupling to a combined cycle would affect, specifically, in combined cycle N°2 of the Granadilla Thermal Power Plant, Tenerife.

For the CAES system, compressed air cannot be stored in caverns, galleries or wells. There isn't information on their volumen, and they are located far from the thermal power plant. Equally, the orography of the Island of Tenerife is complicated and has a large part of the territory protected to preserve natural spaces, fauna and flora. Therefore, the design of the CAES system should be considered in artificial tanks.

Considering the design of the CAES system in artificial vessels, two studies have been proposed, according to the charge and according to the discharge. The final option chosen for the CAES-CC hybridization is the discharge design. The calculation for this design have been based on the contribution that the CAES must make to the combustion chamber of the gas turbine. One of the problems is how to decrease the air mass flow rate from the gas turbine's compressor. The most usual way is to modify the angle of the IGVs, but this affects the performance of the compressor, and, therefore, other thermodynamic parameters. For this reason, different mass flow rates of contribution by the CAES system have been proposed, in the design according to the discharge. The CAES discharge mass flow rate is a percentage of the gas turbine's compressor air mass flow rate at full load. Consequently, if the air flow in the gas turbine is reduced by 10%, that 10% will be supplied by the CAES. In addition, it's necessary to increase the CAES discharge air temperature, because injecting cold air into the combustion chamber reduces the combustion temperature, affecting the power generated by the gas turbines and the temperature of the exhaust gases that are used in the combined cycle. A synthetic oil circuit, Therminol-VP1, is used in the charge phase, to reduce the air temperature in the compression train, and in the discharge phase, to increase the discharge air temperature.

The main conclusions for the design of the CAES system according to the discharge are:

- For the same compressed air storage pressure value, the higher the discharge mass flow rate, the greater the mass of air stored in the tank. Therefore, the storage volume increases with a greater mass of air stored. Likewise, the higher the mass of air stored, the greater the mass flow rate in the CAES charge, hence, the power consumed by the compression train increases.
- For a different value of compressed air storage pressure, and keeping the mass of air stored constant according to the contribution percentage, the volume of the container decreases the higher the storage pressure. Equally, the higher the air storage pressure, increasing the compression ratio per stage (of the compression train), so the power consumed by the compression train will increase.
- Large volumes are needed to store compressed air. The volume varies according to the mass of air stored and the difference between the maximum and minimum storage pressure (for the same storage temperature). The results vary from 3373 m<sup>3</sup> to 20221 m<sup>3</sup>.
- At maximum air flow contribution, all cases of the CAES design consume a power between 32-33 MW. This values are pretty close to the average surplus of renewable energy on the island of Tenerife.
- The TH-VP1 circuit must be considered as a parallel circuit in the charging phase, in order to comply with the second law of thermodynamics. In the discharge phase, only a part of the total TH-VP1 of the charge phase is used, around 43%.
- In the discharge phase of the CAES, it's necessary to supply renewable energy to the TH-VP1 to increase its temperature up to 390°C. In this way, a heat exchange takes place in the CAES Recuperator to increase the temperature of the discharge air (from the CAES) to 360°C, before being injected into the combustion chambers.

In the energetic study of the CAES-GT and CAES-CC hybridization, the net power generated, the specific fuel consumption and the thermal performance are determined. With the hybridization it's intended to reduce the air mass flow rate from the gas turbine's compressor. The air mass flow that is needed to complete the operation of the GT at full

load, is provided by the CAES system. In this way, it's possible to reduce the power consumed by the GT's compressor and keep the power generated by the gas turbine, so that more net power is produced. Hybridization is carried out directly in the gas turbines, but its results are transferred to the combined cycle.

The main conclusions of the CAES-GT and CAES-CC hybridization are:

- The net power of gas turbines increases considerably. In the higher contribution of air from the CAES, the net power increases about 20 MW, therefore, in the combined cycle, the power increases to 40 MW (2x1 combined cycle).
- Decreases specific fuel consumption. Due to more net power is generated and the fuel mass flow rate doesn't change. The higher the CAES air supply, the more net power is generated and the more SFC is reduced. At the maximum CAES contribution, the SFC decreases by 20'5%.
- Improves thermal performance. More net power is produced and the thermal power of the fuel is kept. Taking into account the renewable energy needed to increase the temperature of the TH-VP1, with a minimum contribution from the CAES, the performance increases approximately 1,2%, in all cases of air storage pressure. At maximum contribution, performance increases by more than 5%.
- Reduces the kilograms of CO<sub>2</sub> emitted per MW produced.

Hence, for the CAES-GT and CAES-CC hybridization work out, renewable energy discharges are needed to feed the CAES compression train and large volumes of vessels to store the compressed air. Also, a renewable energy source must be supplied to the TH-VP1 to increase the air temperature, before injecting it into the combustion chamber. As a result, it's possible to take advantage of the renewable that was going to be spilled, the net power generated is increased, the specific fuel consumption and the kilograms of CO<sub>2</sub> per MW produced are reduced, and the thermal performance is improved.

## Referencias

- [1] Unión Europea, «Climate Action», *Comisión Europea*. [https://ec.europa.eu/clima/climate-change/causes-climate-change\\_es](https://ec.europa.eu/clima/climate-change/causes-climate-change_es) (accedido sep. 12, 2022).
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «INVENTARIO NACIONAL DE EMISIONES A LA ATMÓSFERA. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO. Serie 1990-2020 INFORME RESUMEN.», Madrid, mar. 2022. [En línea]. Available: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ar4\\_wg1\\_full\\_report-1.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ar4_wg1_full_report-1.pdf)
- [3] Red Eléctrica de España, «Límites del sistema eléctrico a la integración de generación de régimen especial.», feb. 2011.
- [4] S. A. Iberdrola, «Almacenamiento de la energía: la clave de un futuro descarbonizado», *Iberdrola España*. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/almacenamiento-de-energia-eficiente> (accedido sep. 12, 2022).
- [5] Consejería de Transición Ecológica-Luchas contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, «ANUARIO ENERGÉTICO DE CANARIAS 2020», Santa Cruz de Tenerife, ene. 2022.
- [6] Endesa Energía, «Manual de Visitas de la Central Térmica de Granadilla», 2019.
- [7] Consejería de Transición Ecológica Lucha Contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, «Estructura general del PTECan», Las Palmas de Gran Canaria, abr. 2022.
- [8] Red Eléctrica de España, «Operación del sistema eléctrico-Interconexiones internacionales», *Redeia*. <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/interconexiones-internacionales> (accedido sep. 12, 2022).
- [9] Secretaría de Estado de Energía, «ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO. MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO», Madrid, feb. 2021.
- [10] Red Eléctrica de España, «Central hidroeléctrica de bombeo reversible Salto de Chira», *Redeia*. <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/salto-de-chira> (accedido sep. 12, 2022).
- [11] EASE, «Diabatic Compressed Air Energy Storage», 2017. [En línea]. Available: [www.ease-storage.eu](http://www.ease-storage.eu)
- [12] S. Succar y R. H. Williams, «CAES: Theory, Resource and Applications for Wind Power», abr. 2008.
- [13] A. Kere, V. Goetz, X. Py, R. Olives, N. Sadiki, y E. Mercier, «Dynamic behavior of a sensible-heat based thermal energy storage», en *Energy Procedia*, 2014, vol. 49, pp. 830-839. doi: 10.1016/j.egypro.2014.03.090.

- [14] American Clean Power Association, «Why energy storage / technologies-ISOTHERMAL CAES», *Energy Storage Association*. <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/isothermal-caes/> (accedido sep. 13, 2022).
- [15] CRYOSPAIN, «Aire líquido, una nueva esperanza para las energías alternativas», CRYOSPAIN, may 18, 2022. <https://cryospain.com/es/aire-liquido-nueva-esperanza-energias-alternativas#:~:text=El%20aire%20l%C3%ADquido%20es%20aire,de%20aire%20en%20estado%20gaseoso.> (accedido sep. 13, 2022).
- [16] K. Tangsriwong, P. Lapchit, T. Kittijungjit, T. Klamrassamee, Y. Sukjai, y Y. Laoonual, «Modeling of chemical processes using commercial and open-source software: A comparison between Aspen plus and DWSIM», en *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, abr. 2020, vol. 463, n.º 1. doi: 10.1088/1755-1315/463/1/012057.
- [17] R. Regalado Delgado, «ESTUDIO DE UNA PLANTA DE CICLO COMBINADO GAS-VAPOR», Trabajo Fin de Grado, Universidad de La Laguna, La Laguna, 2015.
- [18] General Electric Company, «Gas Power System Catalog», *2021-2022-ge-gas-power-catalog.pdf*, sep. 2021.
- [19] Consejo Insular de Aguas de Tenerife, «Censo de instalaciones subterráneas, galerías y pozos, de la Isla de Tenerife», 2021.
- [20] C. Salvini, «CAES Systems Integrated into a Gas-Steam Combined Plant: Design Point Performance Assessment», *Energies (Basel)*, vol. 11, n.º 2, feb. 2018, doi: 10.3390/en11020415.
- [21] E. Therminol® heat transfer fluids, «THERMINOL® VP-1 heat transfer fluid. Physical and chemical characteristics», 2019.
- [22] J. D. Wojcik y J. Wang, «Feasibility study of Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) power plant integration with Adiabatic Compressed Air Energy Storage (ACAES)», *Appl Energy*, vol. 221, pp. 477-489, jul. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.089.
- [23] Informe de inventarios GEI 1990-2019, «ANEXO 7. FACTORES DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> Y PCI DE LOS COMBUSTIBLES», 2021.

## Bibliografía

- Y. A. Cengel y M. A. Boles, *Termodinámica*, vol. 8. 2015.
- Y. A. Cengel y A. J. Ghajar, *Transferencia de Calor y Masa. Fundamentos y aplicaciones*, vol. 4. 2011.
- M. J. Moran y H. N. Shapiro, *Fundamentos de termodinámica técnica*, vol. 2. 2004.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «ESTRATEGIA A LARGO PLAZO PARA UNA ECONOMÍA ESPAÑOLA MODERNA, COMPETITIVA Y CLIMÁTICAMENTE NEUTRA EN 2050», nov. 2020.
- F. Vergara, G. Barthelemy, O. Aizpurúa, M. F. Ortega, y B. Llamas, «Design of a compression process to improve the operational flexibility of compressed air energy storage: FlexiCAES», *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 46, p. 3, ago. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101251.
- J. H. Jeong, J. H. Yi, y T. S. Kim, «Analysis of options in combining compressed air energy storage with a natural gas combined cycle», *Journal of Mechanical Science and Technology*, vol. 32, n.º 7, pp. 3453-3464, jul. 2018, doi: 10.1007/s12206-018-0649-z.
- W. Liu *et al.*, «Analysis and Optimization of a Compressed Air Energy Storage-Combined Cycle System», *Entropy*, vol. 16, n.º 6, pp. 3103-3120, 2014, doi: 10.3390/e16063103.
- L. G. Cabrera Armas y L. F. Hernández Hernández, *Historia de la Electricidad en Canarias*, 0 ed., vol. 0. Santa Cruz de Tenerife: UNELCO, 1988.