



**Escuela Superior  
de Ingeniería y Tecnología**  
Universidad de La Laguna

ESTUDIO DEL EFECTO DE LAS CONDICIONES  
AMBIENTALES DE CANARIAS SOBRE LA  
OPERACIÓN DE PLANTAS GEOTÉRMICAS DE  
CICLO BINARIO ORC Y FLASH SIMPLE.  
MODELADO CON CYCLE-TEMPO Y SYSTEM  
ADVISOR MODEL (SAM)

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**Grado en Ingeniería Mecánica**

**2022 - 2023**

**Autor:** Pablo Sánchez Rodríguez

**Tutor:** Agustín Manuel Delgado Torres

San Cristóbal de La Laguna, mayo de 2023



# HOJA DE IDENTIFICACIÓN

## PROYECTO

Estudio del efecto de las condiciones ambientales de Canarias sobre la operación de plantas geotérmicas de ciclo binario ORC y Flash simple. Modelado con *Cycle-Tempo* y *System Advisor Model* (SAM)

## PETICIONARIO

**Nombre:** Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología, Universidad de La Laguna.

**Dirección:** Camino San Francisco de Paula, n.º 19, C.P.: 38200, San Cristóbal de La Laguna, Santa Cruz de Tenerife.

## AUTOR

**Nombre:** Pablo Sánchez Rodríguez

**DNI:** 79071464V

**Email:** alu0101232942@ull.edu.es / psanrod11@gmail.com

# RESUMEN

La implantación de tecnologías de producción de electricidad renovable de carácter gestionable puede considerarse, en la actualidad, como inexistente en el caso de Canarias. Según datos del Anuario Energético de Canarias, el 97% de la penetración de renovables en las islas en el año 2021 tuvo su origen en la capacidad eólica y fotovoltaica instalada. A día de hoy esta penetración no puede considerarse como gestionable por la también inexistente capacidad de almacenamiento que caracteriza a los sistemas eléctricos insulares canarios. En este contexto, la exploración y evaluación de otras fuentes y tecnologías de producción renovable más convenientes para Canarias debe convertirse en un aspecto fundamental para la esperada transición energética. Una de las posibles opciones es el aprovechamiento de yacimientos geotérmicos que podrían encontrarse en algunas de las islas como Tenerife y La Palma.

En general, la eficiencia y las prestaciones de las plantas de producción de electricidad con energía geotérmica dependen, entre otros factores, de las condiciones ambientales y de la configuración del sistema de refrigeración que se emplee. En este Trabajo de Fin de Grado se propone evaluar el efecto de ambos factores para el caso específico de Canarias. Para ello, se pretende realizar la evaluación de una serie de plantas que hagan uso de un sistema de refrigeración seca por aire para las condiciones ambientales de Canarias.

Por lo tanto, se empleará software específico, tanto de análisis de centrales geotérmicas como el System Advisor Model (SAM) como de análisis termodinámico en general (CycleTempo), para realizar una evaluación tecno-económica que permita aclarar qué tecnología de aprovechamiento de un recurso geotérmico supuesto podría ser la más adecuada para el caso de Canarias, además de valorar el impacto que tienen las condiciones climáticas de la zona en la producción de energía eléctrica.

# ABSTRACT

The implementation of manageable renewable electricity production technologies can currently be considered non-existent in the case of the Canary Islands. According to data from the Canary Islands' Energy Yearbook, 97% of renewable penetration in the Canary Islands in 2021 came from wind and photovoltaic capacity installed. Today, this penetration cannot be considered manageable due to the also non-existent storage capacity that characterizes the Canary Islands' electrical systems. In this context, the exploration and evaluation of other, more suitable renewable sources and technologies for the Canary Islands should become a fundamental aspect for the expected energy transition. One of the possible options is the utilization of geothermal deposits that could be found on some of the islands, such as Tenerife and La Palma.

In general, the efficiency and performance of geothermal electricity production plants depend, among other factors, on the environmental conditions and the configuration of the cooling system used. In this Project, it is proposed to evaluate the effect of both factors for the specific case of the Canary Islands. To do this, an evaluation of a series of plants with dry-cooling system configurations for Canary Islands environmental conditions is intended to be carried out. Specific software will be used for this, both for geothermal power plant analysis such as the System Advisor Model (SAM) and for thermodynamic analysis in general (CycleTempo), to perform a techno-economic evaluation that will clarify which type of technology could be the most suitable for the case of the Canary Islands considering the effects of the environmental conditions.

# ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	I
ÍNDICE DE TABLAS	II
NOMENCLATURAS	III
ÍNDICE DE MEMORIA	IV
ANEXO I: TRANSICIÓN ENERGÉTICA	V
ANEXO II: SIMULACIONES REALIZADAS MEDIANTE CYCLE-TEMPO	VI

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Adición total de capacidad eléctrica renovable [GW]. Fuente: (IEA 2022b) .....	28
Figura 2 Emisiones de CO2 por escenario 2010-2050 y aumento de temperatura en 2100. Fuente: (IEA 2022) .....	29
Figura 3 Capacidad eléctrica renovable 2000-2027 (caso principal y caso acelerado) [GW] Fuente: IEA, 2022.....	30
Figura 4 Objetivos y prioridades. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019.....	34
Figura 5 Porcentaje de participación en la producción eléctrica por fuentes y tecnologías. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.....	36
Figura 6 Indicadores de cumplimiento alternativas. Fuente: Ilustración 12 PTECan. .....	38
Figura 7 Comparativa de alternativas al modelo energético. Fuente: Ilustración 11 PTECan.....	39
Figura 8 Alternativas al modelo energético de Canarias según PTECan-2030.....	41
Figura 9 Configuración del parque de generación de categoría A según su vida útil regulatoria. Fuente: Estrategia de la generación gestionable, 2022.....	43
Figura 10 Capacidad eléctrica renovable instalada en el mundo en 2021. Fuente: IRENA & IGA, 2023. ....	46
Figura 11: Crecimiento de la capacidad eléctrica geotérmica por región. Fuente: IRENA & IGA, 2023. ....	47
Figura 12 Los diez países con mayor potencia eléctrica geotérmica instalada en 2020. Fuente: (Huttrer 2021) .....	48

Figura 13: Esquema de un sistema EGS. Fuente: (Llopis Trillo and Rodrigo Angulo 2008).....	53
Figura 14 Esquema de funcionamiento de una planta de vapor seco. Fuente: (Kagel 2008).....	55
Figura 15 Esquema de funcionamiento de una planta tipo flash y doble flash. Fuente: (Kagel 2008).....	56
Figura 16 Esquema de funcionamiento de una planta de ciclo binario. Fuente: (Kagel 2008).....	57
Figura 17: Sistemas de generación en función de características generales. Fuente: Estrategia de la geotermia de Canarias. ....	58
Figura 18 Predicción de costes (CAPEX) para plantas geotérmicas en la UE. Fuente: IRENA,2023.....	59
Figura 19 LCOE y Factor de capacidad por tecnología. Fuente: (Micale, Oliver, and Messent 2014) .....	60
Figura 20 Emisiones de gases de efecto invernadero en todo el ciclo de vida por fuente de energía. Fuente: (IRENA 2017).....	61
Figura 21: Placas tectónicas y actividad geológica global. Fuente: (IRENA 2017)..	62
Figura 22 Coste de proyectos geotérmicos instalados por tecnología. Fuente: IRENA 2017 .....	63
Figura 23 LCOE por tecnología de aprovechamiento geotérmica. Fuente: IRENA 2017.....	64
Figura 24 Incertidumbres y costes de inversión durante las fases de un proyecto geotérmico. Fuente: (Gehring and Loksha 2012).....	64
Figura 25 Resumen de las principales características de plantas geotérmicas. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias. ....	66

Figura 26 Zonas de interés para investigación geotérmica en Tenerife. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias. ....	68
Figura 27 Zonas prioritarias de sondeos y permisos que cumplen con restricciones ambientales y territoriales. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias .....	69
Figura 28 Permisos de exploración “Isora” y “Tajao” otorgados a REPSOL. Año 2023. Fuente: Boletín Oficial de Canarias. ....	69
Figura 29 Parámetros y calor almacenado en el yacimiento. Fuente: (Fariña González 2022) .....	70
Figura 30 Resultados de la metodología heat in place. Fuente: (Fariña González 2022).....	71
Figura 31 Permisos mineros geotermia - Garehagua II. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias. ....	71
Figura 32: (A) Término municipal con respecto a la isla de Tenerife. Fuente: (“Vilaflor de Chasna, Wikipedia”). (B) Ortofoto de las parcelas propuestas para el emplazamiento. Fuente: (“IDECanarias”).....	72
Figura 33: Propiedades de fluidos de trabajo típicos. Fuente: (Fariña González 2022).....	74
Figura 34 Esquema de una planta binaria de ciclo Rankine orgánico regenerativo. Fuente: Elaboración propia.....	75
Figura 35 (A) Diagrama T-s de agua para ciclo Rankine. Fuente: (García Afonso 2022) (B) Diagrama T-s del butano para un ciclo ORC. Fuente: (Fariña González 2022).....	76
Figura 36 Condensador de tubo y carcasa de paso simple. Fuente: (Fariña González 2022). ....	77
Figura 37 Esquema de funcionamiento de una torre de enfriamiento. Fuente: (Negrín Orán 2021). ....	78

Figura 38: Aerocondensadores adiabáticos EVAPCO y esquema de funcionamiento. Fuente: (“EVAPCO”).	79
Figura 39 Leyenda de variables de salida de CycleTempo. Fuente: CycleTempo.	80
Figura 40: Esquema de la planta de ciclo binario ORC regenerativo con refrigeración seca. Fuente: Elaboración propia.	81
Figura 41 Parámetros de entrada a CycleTempo fijos del recurso geotérmico para la planta binaria.	82
Figura 42 Diagrama T-Q y parámetros de intercambiadores de calor (A) Condensador (B) Contraflujo (C) Flujo paralelo. Fuente: CycleTempo Reference Guide.	82
Figura 43 Diagrama T-Q del condensador para $T_{amb} 15\text{ °C}$ y presión de condensación 3 bar. Fuente: Elaboración propia.	84
Figura 44 Diagrama T-Q precalentador + evaporador. Diferencia de temperatura entre T entrada turbina y T recurso geotérmico. Fuente: Elaboración propia.	85
Figura 45 Simulación planta binaria ORC. $p_1: 25\text{ bar}$ ; $p_2: 3\text{ bar}$ ; $T_{amb}: 15\text{ °C}$	88
Figura 46 Simulación planta binaria ORC. $p_1: 25\text{ bar}$ ; $p_2: 3\text{ bar}$ ; $T_{amb}: 18,7\text{ °C}$	89
Figura 47 Simulación planta binaria ORC. $p_1: 25\text{ bar}$ ; $p_2: 3\text{ bar}$ ; $T_{amb}: 22,23\text{ °C}$	90
Figura 48 Parámetro DELTH en diagrama T-Q del condensador.	92
Figura 49 Diagrama T-Q condensador para $p_{cond} 3\text{ bar}$ y $T_{amb}$ (A) $22,23\text{ °C}$ (B) $18,7\text{ °C}$ (C) $15,07\text{ °C}$ . Fuente: Elaboración propia.	92
Figura 50 Potencia neta y rendimiento de la planta según la presión de condensación a temperatura ambiente $18,69\text{ °C}$ . Fuente: elaboración propia.	93
Figura 51 Potencia neta y rendimiento de la planta según la presión de condensación a temperatura ambiente $15,07\text{ °C}$ . Fuente: elaboración propia.	93

Figura 52 Potencia neta y rendimiento de la planta según la presión de condensación a temperatura ambiente 22,23 °C. Fuente: elaboración propia. ....	94
Figura 53 Potencia neta de la planta, del ciclo, y consumo del ventilador del condensador en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 18,69 °C. Fuente: Elaboración propia. ....	95
Figura 54 Potencia neta de la planta, del ciclo, y consumo del ventilador del condensador en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 15,07 °C. Fuente: Elaboración propia.....	95
Figura 55 Potencia neta de la planta, del ciclo, y consumo del ventilador del condensador en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 22,23 °C. Fuente: Elaboración propia. ....	96
Figura 56 $Q_{in}$ y temperatura de reinyección del fluido geotérmico en función de la presión de condensación.....	97
Figura 57 Rendimiento térmico de la planta y del ciclo ORC en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 18,69 °C, Fuente: elaboración propia. ....	98
Figura 58 Rendimiento térmico de la planta y del ciclo ORC en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 15,07 °C, Fuente: elaboración propia.....	98
Figura 59 Rendimiento térmico de la planta y del ciclo ORC en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 22,23 °C, Fuente: elaboración propia.....	99
Figura 60 Planta binaria ORC en condiciones de máximo rendimiento y potencia neta a 15,07 °C de temperatura ambiente.....	101
Figura 61 Planta binaria ORC en condiciones de máximo rendimiento y potencia neta a 18,69 °C de temperatura ambiente. ....	102

Figura 62 Planta binaria ORC en condiciones de máximo rendimiento y potencia neta a 22,23 °C de temperatura ambiente. ....	103
Figura 63 Diagrama TQ Precalentador + Evaporador y condensador: Tamb = 15,07 °C pcond = 2,3 bar. ....	104
Figura 64 Diagrama TQ Precalentador + Evaporador y condensador: Tamb = 18,7 °C pcond = 2,6 bar ....	104
Figura 65 Diagrama TQ Precalentador + Evaporador y condensador: Tamb = 22,23 °C pcond = 2,9 bar ....	104
Figura 66 Treinyección, potencia neta y rendimiento de la planta en función de la presión de condensación a Tamb 18,69 °C. ....	105
Figura 67 Treinyección, potencia neta y rendimiento de la planta en función de la presión de condensación a Tamb 15,07 °C. ....	105
Figura 68: Treinyección, potencia neta y rendimiento de la planta en función de la presión de condensación a Tamb 22,23 °C. ....	106
Figura 69 Potencia bruta, neta de la turbina y consumo del ventilador de la planta binaria ORC regenerativa en función de la presión de condensación. ....	107
Figura 70: Tipos de sistemas energéticos y modelos financieros de SAM. ....	110
Figura 71 Información meteorológica de la ubicación. ....	111
Figura 72 Cuadro para la caracterización del recurso geotérmico. ....	111
Figura 73 Evaluación de recursos de alta temperatura. Fuente: Tabla 8.5. (Sánchez Guzmán, Sanz López, and Ocaña Robles, 2011). ....	112
Figura 74 Parámetros para caracterizar el yacimiento geotérmico. ....	112
Figura 75 Menú de configuración de la planta en SAM. ....	113
Figura 76 Parámetros de bombeo de SAM. ....	114

Figura 77 Cálculo del n.º de pozos .....	114
Figura 78 Estimación del descenso de la temperatura.....	115
Figura 79 Modelo del bloque de potencia.....	115
Figura 80 Diseño del bloque de potencia .....	116
Figura 81 Configuración del sistema de refrigeración.....	117
Figura 82 Evolución de la potencia generada por la planta binaria durante un año .....	120
Figura 83: Evolución de la temperatura ambiente en Vilaflor durante un año....	120
Figura 84: Impacto de la temperatura ambiente (naranja) sobre la generación de potencia (azul) durante un año para una planta binaria diseñada a la T ambiente promedio anual. ....	121
Figura 85 Parámetros de entrada de SAM Parametrics y Factor de capacidad..	122
Figura 86 Evolución de la potencia generada durante un año para cada condición de diseño en Parametrics.....	123
Figura 87 Diagrama de una planta de potencia de tipo flash. Fuente: (El Haj Assad, Bani-Hani, and Khalil, 2017).....	124
Figura 88 Vista seccionada de un separador flash. Fuente: DiPippo, 2012.....	125
Figura 89 Esquema de una planta de tipo flash simple. Fuente: DiPippo, 2012..	126
Figura 90 Condensadores enfriados por aire para geotermia. Fuente: SPG DryCooling. ....	126
Figura 91 Diagrama T-s de una planta de tipo flash simple. Fuente: DiPippo, 2012 .....	127
Figura 92 Esquema de planta tipo flash simple en CycleTempo. Fuente: Elaboración propia.....	128

Figura 93 Parámetros de entrada a CycleTempo fijos del recurso geotérmico para la planta flash.....	128
Figura 94: Presión de saturación del agua a 180 °C. Fuente: NIST WebBook. ....	129
Figura 95 Planta de tipo flash simple con presión de condensación 0,05 bar y temperatura ambiente 15,07 °C .....	132
Figura 96 Planta de tipo flash simple con presión de condensación 0,05 bar y temperatura ambiente 18,69 °C. ....	133
Figura 97 Planta de tipo flash simple con presión de condensación 0,05 bar y temperatura ambiente 22,23 °C .....	134
Figura 98 Resultados obtenidos planta flash simple.....	135
Figura 99 Diagrama T-Q a Tamb = 15,07 °C. (A) pcond = 0,055 bar (B) pcond = 0,028 bar .....	138
Figura 100 Esquema de la planta para máxima potencia neta a Tamb = 15,07 °C. Fuente: Elaboración propia.....	139
Figura 101 Esquema de la planta para máxima potencia neta a Tamb = 18,69 °C. Fuente: Elaboración propia.....	140
Figura 102 Esquema de la planta para máxima potencia neta a Tamb = 22,23 °C. Fuente: Elaboración propia.....	141
Figura 103 Opciones de configuración de tipo de planta.....	143
Figura 104 Descenso de temperatura anual y descenso máximo antes de nuevos pozos. ....	143
Figura 105 Parámetros de entrada para plantas tipo Flash.....	143
Figura 106 Punto de operación del bloque de potencia .....	144
Figura 107 Configuración del sistema de refrigeración.....	145

Figura 108 Evolución de la potencia generada por la planta flash durante un año. .....	146
Figura 109 Evolución de la temperatura ambiente durante un año. ....	146
Figura 110 Impacto de la temperatura ambiente (naranja) sobre la generación de potencia (rosa) durante un año.....	147
Figura 111 Uso de las diferentes tecnologías de aprovechamiento en Europa. Fuente: EGEC, 2020.....	149
Figura 112(A) Cantidad de turbinas y (B) potencia instalada por tecnología con el paso de los años. Fuente: EGEC,2020.....	149
Figura 113 Factores de capacidad de diferentes fuentes de energía renovables. Fuente: (IRENA, IDB, and GGA 2021) .....	151
Figura 114 Comparación de producción de energía durante un año entre la planta binaria y la planta flash. ....	152
Figura 115 Comparación de producción de energía durante el mes de enero entre la planta binaria y la planta flash.....	153
Figura 116 Comparación de producción de energía durante el mes de abril entre la planta binaria y la planta flash.....	153
Figura 117 Comparación de producción de energía durante el mes de julio entre la planta binaria y la planta flash.....	154
Figura 118 Comparación de producción de energía durante el mes de octubre entre la planta binaria y la planta flash.....	154
Figura 119(A) Temperaturas medias mensuales en Heber (B) Temperaturas medias mensuales corregidas. Fuente: Modificado de PVGIS.....	157
Figura 120 Temperatura ambiente y temperatura ambiente “sintética” en Heber a lo largo del año. Fuente: Modificado de PVGIS.....	157

Figura 121 Potencia generada (azul) y temperatura ambiente (naranja) en (A) Vilaflor, Tenerife (B) Heber, California. (planta binaria) .....	159
Figura 122 Comparación de producción de energía de la planta binaria durante un año entre clima canario y clima continental. ....	159
Figura 123 Comparación de producción de energía de la planta binaria en enero entre clima canario y clima continental.....	160
Figura 124: Comparación de producción de energía de la planta binaria en abril entre clima canario y clima continental.....	160
Figura 125 Comparación de producción de energía de la planta binaria en julio entre clima canario y clima continental.....	161
Figura 126 Comparación de producción de energía de la planta binaria en octubre entre clima canario y clima continental.....	161
Figura 127 Potencia generada (azul) y temperatura ambiente (naranja) en (A) Vilaflor, Tenerife (B) Heber, California. (planta flash) .....	163
Figura 128 Comparación de producción de energía de la planta flash durante un año entre clima canario y clima continental. ....	163
Figura 129 Comparación de producción de energía de la planta flash en enero entre clima canario y clima continental.....	164
Figura 130 Comparación de producción de energía de la planta flash en abril entre clima canario y clima continental.....	164
Figura 131 Comparación de producción de energía de la planta flash en abril entre clima canario y clima continental.....	165
Figura 132 Comparación de producción de energía de la planta flash en octubre entre clima canario y clima continental.....	165

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Temperaturas y presiones medias mensuales en Vilaflor. Fuente: PVGIS 83	
Tabla 2 Parámetros obtenidos al variar condiciones de entrada a turbina. Fuente: Elaboración propia.....	86
Tabla 3 Parámetros máximos de operación para cada temperatura ambiente....	99
Tabla 4 Resultados de optimización de la planta binaria ORC regenerativa. ....	108
Tabla 5 Parámetros de operación para la mínima pcond común a las tres Tamb (15, 18 y 22 °C) en condiciones de Tamb, media. ....	109
Tabla 6 Variables de entrada SAM. ....	118
Tabla 7: Resultados de trabajo planta binaria obtenidos en SAM.....	119
Tabla 8 Parámetros de la planta binaria en condiciones de Wnet máx para cada Tamb. Fuente: Elaboración propia.....	122
Tabla 9 Temperatura y presión mínima de condensación admisible para cada temperatura ambiente. Fuente: NIST WebBook.....	130
Tabla 10 Presión y temperatura de flash óptimas. Fuente: Elaboración propia....	131
Tabla 11 Parámetros de funcionamiento de la planta flash a pcond = 0,05 bar para cada condición ambiente. Fuente: Elaboración propia.....	131
Tabla 12: Resultados obtenidos planta flash simple.....	136
Tabla 13 Condiciones de la planta a máxima potencia neta para cada temperatura ambiente.....	136
Tabla 14 Evolución de la relación de expansión en función de la presión de condensación y presión flash óptima.....	137
Tabla 15: Parámetros de entrada a SAM.....	142

Tabla 16 Resultados de trabajo planta flash obtenidos en SAM.....	145
Tabla 17 Parámetros máximos de operación de la planta binaria ORC para cada temperatura ambiente. ....	150
Tabla 18 Parámetros máximos de operación de la planta de tipo Flash simple para cada temperatura ambiente.....	150
Tabla 19 Condiciones de diseño introducidas para SAM.....	150
Tabla 20 Resultados anuales de la planta binaria y flash obtenidos en SAM.....	151
Tabla 21 Resultados de potencia neta y bruta según la temperatura ambiente y la tecnología de planta.....	168
Tabla 22 Resultados de potencia consumida por el ventilador, temperatura y presión de condensación según la temperatura ambiente y la tecnología de planta .....	169
Tabla 23 Net and gross power output by technology and ambient temperature .....	173
Tabla 24 Fan power consumption, condensation temperatures and pressures by technology and ambient temperature.....	174

# NOMENCLATURAS

- ACS: Agua Caliente Sanitaria
- APS: Announced Pledges Scenario
- CAPEX: Capital expenditures
- CT: Cooling tower
- CTELCCPT: Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el cambio Climático y Planificación Territorial
- CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
- CWP: Cooling water pump
- DELTH: Diferencia Terminal de Temperatura
- DGE: Dirección General de Energía
- EGEC: European Geothermal Energy Council
- EGS: Enhanced Geothermal Systems
- EMDE: Emerging markets and developing economies
- ENP: Espacios Naturales Protegidos
- EERR: Energías renovables
- GEI: Gases de efecto invernadero
- GEOPLAT: Plataforma Tecnológica Española de Geotermia
- GGA: Global Geothermal Alliance
- GW: Gigavatios
- HDR: Hot Dry Rock
- IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
- IEA: International Energy Agency
- IGA: International Geothermal Association
- IGME: Instituto Geológico y Minero de España
- I+i+c: Investigación, innovación y competitividad

- I+D: Investigación y desarrollo
- IRENA: International Renewable Energy Agency
- KPI: Key Performance Indicator
- LCCTEC: Ley de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias
- LCOE: Levelized Cost of Energy
- MW: Megavatios
- NREL: National Renewable Energy Laboratory
- NZE: Net Zero Emissions by 2050 Scenario
- ORC: Organic Rankine Cycle
- PC: Presión crítica
- PIB: Producto Interior Bruto
- PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030
- PTECan: Plan de Transición Energética de Canarias 2030
- PV: Energía solar fotovoltaica
- PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System
- RUP: Región Ultraperiférica
- SAM: System Advisor Model
- STEPS: Stated Policies Scenario
- tep: toneladas equivalentes de petróleo
- TC: Temperatura crítica
- TFG: Trabajo de Fin de Grado
- TFM: Trabajo de Fin de Máster
- TIR: Tasa Interna de Retorno
- TMY: Typical Meteorological Year
- UE: Unión Europea
- VUR: Vida Útil Regulatoria

- WEO: World Energy Outlook
- ZEC: Zonas de Especial Conservación

# ÍNDICE DE MEMORIA

<b>1. OBJETO</b> .....	19
<b>2. ALCANCE</b> .....	20
<b>3. ANTECEDENTES</b> .....	21
<b>4. NORMAS Y REFERENCIAS</b> .....	23
4.1. Unión Europea.....	23
4.2. Legislación y normativa del Estado.....	25
4.3. Legislación y normativa regional.....	26
<b>5. PANORAMA ENERGÉTICO</b> .....	27
5.1. Panorama Energético Mundial .....	27
5.2. Panorama Energético Nacional.....	30
5.3. Panorama Energético Regional.....	35
<b>6. ENERGÍA GEOTÉRMICA</b> .....	45
6.1. Recursos y yacimientos geotérmicos.....	48
6.2. Configuraciones típicas de plantas de generación eléctrica .....	53
6.2.1. Plantas de vapor seco.....	53
6.2.2. Plantas tipo flash .....	55
6.2.3. Plantas de ciclo binario.....	57
6.3. Ventajas e inconvenientes.....	58
6.4. Energía geotérmica en Canarias.....	67
6.4.1. Estimación del recurso geotérmico.....	70

<b>7. SIMULACIONES</b> .....	72
7.1. Planta de ciclo binario ORC regenerativo con refrigeración seca (dry-cooling) .....	73
7.1.1. Sistemas de refrigeración.....	76
7.1.2. Modelado mediante CycleTempo.....	80
7.1.3. Resultados obtenidos .....	92
7.1.4. Simulación mediante SAM .....	109
7.1.5. Desempeño de la planta.....	118
7.2. Planta de tipo flash simple.....	123
7.2.1. Modelado mediante CycleTempo.....	127
7.2.2. Resultados obtenidos .....	131
7.2.3. Simulación mediante SAM .....	142
7.2.4. Desempeño de la planta.....	145
<b>8. COMPARACIONES</b> .....	147
8.1. Comparación planta binaria - flash .....	148
8.2. Posible ventaja del clima de Canarias.....	155
8.2.1. Planta de ciclo binario.....	158
8.2.2. Planta flash simple.....	162
<b>9. CONCLUSIONES</b> .....	167
<b>REFERENCIAS</b> .....	177
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	182



# 1. OBJETO

El presente proyecto tiene como objeto el análisis del efecto de las condiciones ambientales sobre la operación de plantas de generación eléctrica mediante energía geotérmica, en el supuesto de que se plantease la construcción de una planta de este tipo en Canarias.

Para ello, se hará uso de la bibliografía disponible para obtener información acerca de las configuraciones más comunes en esta clase de plantas de generación eléctrica, además de los diferentes sistemas de refrigeración empleados en la industria, teniendo en cuenta las características tan distintivas que implica una ubicación como las islas Canarias para aprovechar al máximo los recursos naturales disponibles en el entorno.

Se analizará mediante software específico de estudio de ciclos termodinámicos, en este caso se hará uso del programa *Cycle-Tempo*, que permitirá la simulación de una planta de producción eléctrica mediante energía geotérmica, dando la posibilidad de configurar libremente de la planta, su sistema de refrigeración y el tipo de proceso por el cual se aprovecha la energía del recurso geotérmico. Además de eso, se empleará el software SAM (*System Advisor Model*) para realizar la simulación horaria del funcionamiento durante un periodo de tiempo determinado de las plantas diseñadas por *Cycle-Tempo*, y así comprobar el efecto causado por el cambio en las condiciones ambientales a lo largo de los meses.

## 2. ALCANCE

El propósito de estudio se centra en realizar una revisión de la bibliografía, documentos de planificación y estrategias que abordan la situación de crisis energética y promueven o informan de las alternativas existentes para llevar a cabo la transición energética de la manera más eficiente posible para garantizar los pactos y acuerdos llevados a cabo por las instituciones gubernamentales tanto a nivel internacional, estatal y regional.

El objetivo es explorar las oportunidades de mejora del sistema eléctrico canario mediante la diversificación de tecnologías para la producción eléctrica y estudiar a través de simulaciones cómo podría ser el desempeño energético de una planta de generación eléctrica mediante energía geotérmica, según la información recopilada durante la revisión previa de la documentación pública existente.

Se realizará un análisis de la situación energética global, nacional y a nivel autonómico, se estudiarán las características y requisitos para el desarrollo de la geotermia, introduciendo las diferentes tecnologías de aprovechamiento de la energía geotérmica. También se estudiarán las posibles opciones aplicables a las características del territorio canario, basándonos en su potencial recurso geotérmico y particularidades territoriales.

Por último, se llevarán a cabo las simulaciones pertinentes para analizar el rendimiento y producción de las plantas geotérmicas según las diferentes tecnologías de posible implantación para el terreno estudiado empleando sistemas de refrigeración seca para evitar el consumo de agua, se compararán los resultados obtenidos entre las distintas tecnologías y modificando las condiciones climáticas para determinar la idoneidad del uso de sistemas de refrigeración por aire en un entorno con las características meteorológicas particulares de Canarias.

### 3. ANTECEDENTES

El concepto de crisis energética ha tomado forma y se ha convertido en una situación real que representa una amenaza para la sociedad actual. La energía es un recurso vital para el funcionamiento de nuestras economías, sistemas laborales y sociales; por lo tanto, cualquier disminución de su disponibilidad o aumento de su costo, puede tener graves consecuencias en el bienestar de los países y sus habitantes.

Esta crisis energética se ha generado en gran parte debido a la dependencia excesiva de los derivados de combustibles fósiles, especialmente del petróleo durante muchos años. La inestabilidad de los precios del petróleo y la dependencia de terceros países productores que no ofrecen las garantías políticas necesarias para asegurar un suministro estable y seguro, han sido factores determinantes en esta crisis.

Además, el impacto ambiental de estas fuentes de energía es cada vez más evidente, y la preocupación por el agotamiento de los recursos es una realidad que preocupa a todos los países industrializados. Por todo ello, se hace necesario un cambio de mentalidad y de modelo energético que permita hacer frente a los retos actuales y futuros.

Las sociedades modernas han comenzado a cambiar el rumbo, y ahora se dirigen hacia un modelo energético sostenible, donde los precios sean asequibles, la disponibilidad sea alta y el impacto ambiental sea mínimo. Este cambio no solo implica una transformación de la forma en que producimos y consumimos energía, sino que también puede tener un impacto significativo en la economía, el empleo y la calidad de vida de las personas.

A pesar de los avances logrados en las energías renovables, todavía existen desafíos importantes por abordar. El panorama actual se ha centrado principalmente en el desarrollo e implantación de fuentes de energía caracterizadas por depender de recursos como el viento o la irradiancia solar que son variables y no gestionables. Esto limita de manera considerable la penetración

de energías renovables en el mix de generación eléctrica, sobre todo en el caso de un sistema aislado como es Canarias, al no poder recaer el peso de la producción en los sistemas de generación que emplean energías limpias por cuestiones de seguridad y garantía del suministro.

Los actores involucrados en el sistema eléctrico tienen como objetivo principal asegurar el suministro de energía con una calidad específica, de manera sostenible y eficiente, independientemente de factores externos o internos del sistema.

En las Islas Canarias, el parque de generación gestionable depende principalmente de combustibles fósiles como fueloil, diesel y gasoil. Actualmente, consta de 101 unidades de generación que en conjunto suman alrededor de 2.400 MW. Sin embargo, solo 90 de estas unidades están disponibles para operar, y menos de la mitad se encuentran dentro de su vida útil regulada, lo que representa aproximadamente 1.300 MW de capacidad.

Si proyectamos hacia el año 2030, se estima que solo unas escasas 20 unidades permanecerán en funcionamiento dentro de los límites regulatorios, con una capacidad inferior a 700 MW. En consecuencia, la generación gestionable o convencional en las Islas Canarias se basa en un parque de generación envejecido, cuya vida útil puede verse aún más reducida debido al uso de combustibles no óptimos, como es el caso de los ciclos combinados, que representan la principal fuente de generación en las islas de mayor demanda, Tenerife y Gran Canaria. Poniendo el foco en los sistemas eléctricos insulares, Tenerife lidera el ranking de ceros energéticos, 5 en el periodo de 2009-2022, lo que invita a pensar que su salud no es la idónea.

El presente proyecto sugiere, de acuerdo con el Plan de Transición Energética de Canarias y sus estrategias de apoyo, y lleva a cabo las simulaciones de operación de una planta de generación eléctrica mediante energía geotérmica para dar apoyo a las unidades de generación gestionable.

La generación gestionable se enfrenta a desafíos significativos en relación con la transición energética. Estos desafíos han sido reconocidos por las

instituciones que han desarrollado en los últimos años diferentes planes y estrategias para darle forma al parque energético del futuro. Para abordar esta problemática, este proyecto se propone desarrollar una solución que permita mejorar la eficiencia y reducir los costos asociados a la generación mediante combustibles fósiles. Así, se espera que los resultados obtenidos puedan ser de utilidad directamente en el contexto industrial, sirvan de orientación, apoyo y generen un impacto positivo en la productividad y competitividad del sector.

## 4. NORMAS Y REFERENCIAS

Se expone en este apartado el marco normativo que se aplica a la geotermia de alta entalpía para producción de electricidad. Se deben considerar diferentes normas para la legislación, tramitación y diseño de un sistema geotérmico.

En España nos encontramos un marco normativo en el que la explotación de la energía geotérmica no se encuentra incluido específicamente. En el Manual de Geotermia de Canarias (Gobierno de Canarias, 2018) se puede encontrar una recopilación de la normativa de aplicación de manera orientativa para apreciar los ámbitos involucrados.

En primer lugar, se muestran los reglamentos y directivas emitidos por el Parlamento Europeo con el objetivo de asegurar el cumplimiento de los acuerdos asumidos para hacer frente a la crisis climática; seguidamente, la legislación a nivel estatal de aplicación, por último, aquella normativa particular del territorio de Canarias.

### 4.1. Unión Europea

- Reglamento (UE) 2023/857 del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de abril de 2023 por el que se modifica el Reglamento (UE) 2018/842 sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030 que contribuyan a la acción por el clima, con objeto de cumplir los compromisos

contraídos en el marco del Acuerdo de París, y el Reglamento (UE) 2018/1999.

- Reglamento (UE) 2022/2577 del Consejo de 22 de diciembre de 2022 por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables.
- Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad, en el cual se pretende regular la producción de una energía sostenible, competitiva y asequible. Del mismo modo impulsa el comercio transfronterizo y trata de asegurar que los consumidores tengan la opción real de elegir que energía consumir, creando oportunidades comerciales y buscando la eficiencia energética.
- Reglamento sobre la gobernanza de la Unión de la Energía (UE) 2018/1999. Este reglamento tiene como objetivo asegurar el cumplimiento de la Estrategia de la Unión de la Energía para implementar sus cinco dimensiones: descarbonización, mejora de la eficiencia energética, promover la seguridad energética, regular el mercado interior de la energía y promover la investigación, innovación y competitividad en el sector.
- Directiva sobre la electricidad (UE) 2019/944, que pretende contribuir a la creación de un mercado interior de la electricidad competitivo dentro de la Unión Europea, promoviendo la participación de nuevos consumidores y fomentando la cooperación y el comercio energético transfronterizo.
- Reglamento sobre la electricidad (UE) 2019/943. En este reglamento actualizado no solo se pone fin a las ayudas estatales que fomentan una generación con combustibles fósiles, sino que se promueve una mejor coordinación entre operadores del sistema de transmisión de electricidad, además del uso de las energías renovables.

- Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos (UE) 2019/941, que pretende mejorar la garantía de seguridad de suministro eléctrico, así como el correcto funcionamiento de los sistemas energéticos y sus interconexiones.
- Directiva sobre eficiencia energética (UE) 2018/2002. En este documento se expone la importancia de la eficiencia energética, poniéndola como una fuente de energía más. Pretende que se considere la eficiencia energética como aspecto imprescindible a tener en cuenta antes de tomar decisiones relativas a la planificación de los sistemas energéticos de la UE.

## 4.2. Legislación y normativa del Estado

En este apartado se menciona algunas leyes y Reales Decretos (RD) en los que este trabajo tiene implicaciones. Para más información, consultar el Código de la Energía Eléctrica.

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico que establece la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.
- Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, con objeto de asegurar el cumplimiento, por parte de España, de los objetivos del Acuerdo de París, adoptado el 12 de diciembre de 2015; facilitar la descarbonización de la economía española, su transición a un modelo circular, de modo que se garantice el uso racional y solidario de los recursos; y promover la adaptación a los impactos del cambio climático y la implantación de un modelo de desarrollo sostenible que genere empleo decente y contribuya a la reducción de las desigualdades.

### 4.3. Legislación y normativa regional

- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
- Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias, regula más específicamente las fases, incluyendo la documentación necesaria en cada una de ellas.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- DECRETO 9/2021, de 18 de febrero, por el que se encomienda a la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial la elaboración de un plan de transición energética para la Comunidad Autónoma de Canarias.

- Ley 6/2022, de 27 de diciembre, de cambio climático y transición energética de Canarias que tiene por objeto regular las medidas encaminadas a la mitigación y adaptación al cambio climático, así como garantizar la transición energética y la acción por el clima, alcanzando la neutralidad en carbono y la reducción de gases de efecto invernadero, mediante el esfuerzo colectivo y la aplicación de medidas coordinadas y eficaces desde todos los sectores públicos y privados, orientadas hacia la sostenibilidad; todo ello en desarrollo de la legislación básica del Estado y en virtud de las competencias asumidas por el Estatuto de Autonomía de Canarias.

## 5. PANORAMA ENERGÉTICO

En este apartado se realiza una revisión breve de los documentos, planes y estrategias desarrollados por diferentes entidades e instituciones con el fin de caracterizar y definir la situación energética a diferentes niveles geográficos. Se comienza con el panorama energético mundial, y seguidamente se examina el panorama a nivel español y para el caso particular de las Islas Canarias. Este apartado debe entenderse como un resumen del contenido más detallado disponible en el ANEXO I.

### 5.1. Panorama Energético Mundial

Según la *International Energy Agency* (IEA 2022a) el mundo está sumido en una crisis energética global, una conmoción de gran amplitud y complejidad sin precedentes. Antes de la invasión rusa de Ucrania, ya existían presiones en los mercados energéticos. Sin embargo, las acciones de Rusia han transformado la recuperación económica tras la pandemia en una auténtica convulsión energética, poniendo a prueba las cadenas de suministro mundiales, incluyendo las de energía.

El panorama mundial se prepara para un crecimiento acelerado de la capacidad de energías renovables en los próximos cinco años, superando significativamente las expectativas del año pasado. Se estima que durante el

período de 2022-2027, la capacidad renovable aumentará en aproximadamente 2400 gigavatios (GW) (Figura 1).

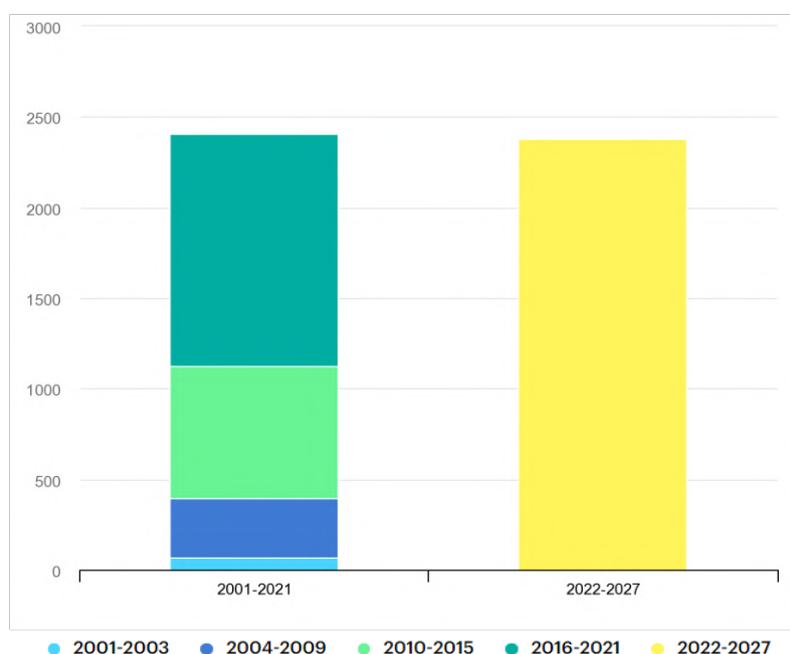


Figura 1: Adición total de capacidad eléctrica renovable [GW]. Fuente: (IEA 2022b)

El informe *World Energy Outlook* (WEO) de la IEA analiza tres escenarios (Figura 2), los cuales se diferencian principalmente por las políticas gubernamentales que se plantean. El escenario de Políticas Declaradas (STEPS: *Stated Policies Scenario*) muestra la trayectoria actual de las políticas energéticas. El escenario de Compromisos Anunciados (APS: *Announced Pledges Scenario*) asume que todos los objetivos anunciados por los gobiernos se cumplirán en los plazos previstos, incluyendo el acceso a la energía y los objetivos de cero emisiones a largo plazo. Por último, el escenario Cero Emisiones Netas en 2050 (NZE: *Net Zero Emissions by 2050 Scenario*) presenta una senda hacia la estabilización del aumento de la temperatura global en 1,5 °C y el acceso universal a la electricidad y sistemas modernos de energía para 2030.

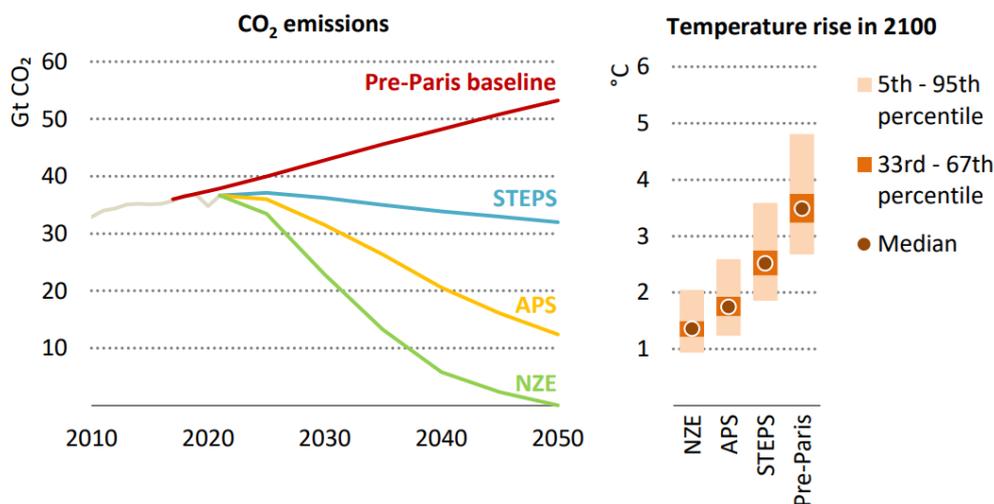


Figura 2 Emisiones de CO<sub>2</sub> por escenario 2010-2050 y aumento de temperatura en 2100. Fuente: (IEA 2022)

La crisis energética actual es un recordatorio de la fragilidad e insostenibilidad del sistema energético actual, que sigue siendo vulnerable a los cambios del mercado. Por lo tanto, es necesario continuar trabajando para reducir la dependencia de los combustibles no renovables y promover una mayor eficiencia energética para garantizar un futuro sostenible.

La IEA establece un caso acelerado en el que la capacidad de energía renovable crece un 25% adicional a la previsión principal (Figura 3). En las economías avanzadas, este crecimiento más rápido requeriría abordar varios desafíos regulatorios y de permisos, así como una penetración más rápida de la electricidad renovable en los sectores de calefacción y transporte. En las economías emergentes y en desarrollo, significaría abordar incertidumbres políticas y regulatorias, infraestructura de red débil y falta de acceso a financiamiento asequible que están obstaculizando nuevos proyectos.

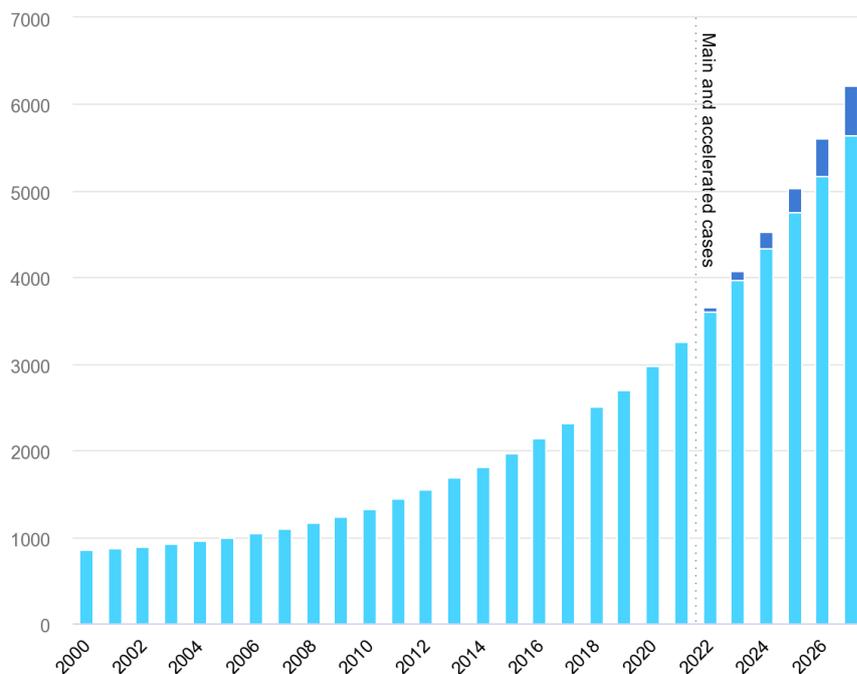


Figura 3 Capacidad eléctrica renovable 2000-2027 (caso principal y caso acelerado) [GW] Fuente: IEA, 2022

A nivel mundial, el caso acelerado requiere esfuerzos para resolver problemas de cadena de suministro, expandir las redes y desplegar más recursos de flexibilidad para manejar de manera segura mayores proporciones de energías renovables variables. El crecimiento más rápido de energías renovables en el caso acelerado movería al mundo más cerca de un camino consistente con la meta de alcanzar emisiones netas cero para 2050 (NZE), lo que ofrece una posibilidad incluso de limitar el calentamiento global a 1,5 °C.

## 5.2. Panorama Energético Nacional

En España, la política energética y climática está determinada por la Unión Europea (UE), la cual está a su vez comprometida con el Acuerdo de París del 2015, el cual busca abordar la crisis climática de manera coordinada a nivel internacional.

Los principales objetivos para cumplir, según la UE, para el año 2030 son:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% con respecto a 1990
- Alcanzar un 32% de energías renovables en el consumo total de energía final bruta
- Mejorar la eficiencia energética en un 32,5%
- Alcanzar una interconexión eléctrica del 15% entre los estados miembros.

En el marco de la crisis climática mundial y las políticas energéticas europeas, España ha demostrado su compromiso a través de su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). El PNIEC aborda los desafíos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía, incluyendo (i) la descarbonización y el uso de energías renovables, (ii) la eficiencia energética, (iii) la seguridad energética, (iv) el mercado interno de la energía y (v) la investigación, innovación y competitividad.

La inversión prevista en renovables eléctricas y térmicas, junto con los programas y medidas de ahorro y eficiencia energética en todos los sectores, permitirán lograr una presencia del 42% de energías renovables en el uso final de energía en 2030 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020).

Según los estudios realizados, basándose en las medidas contempladas en el PNIEC, para el año 2030 se podrían conseguir los siguientes resultados:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Debido a la predominancia de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) en el mix energético, España presentaba en el año 2017 un ratio de dependencia energética del exterior del 73%, ver, ya que estos combustibles no se encuentran presentes en el país en cantidades suficientes para producción nacional.



Figura 4: Dependencia energética en España en 2017 y 2030. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Como resultado de las medidas contempladas en el PNIEC, 2021-2030, el ratio de dependencia energética de España se prevé que disminuya 12 puntos porcentuales, pasando del 73% en 2017 al 61% en 2030 (Figura 4).

En cuanto a la diversificación de fuentes de energía y suministro, el PNIEC tiene como objetivo principal configurar un adecuado mix de energía primaria para 2030, en el que se incluyan aquellas fuentes que sean técnica y económicamente viables. Esto permitirá asegurar la continuidad del suministro además de alcanzar los objetivos de descarbonización establecidos por el Plan. Asimismo, se buscará seguir diversificando el origen geográfico de las fuentes de energía para reducir al mínimo los posibles riesgos de interrupción del suministro.

La dimensión de "Investigación, innovación y competitividad" del PNIEC tiene como objetivo alinear las políticas españolas con los objetivos internacionales y de la Unión Europea en materia de energía y clima, asegurando al mismo tiempo que se consideren las peculiaridades del país.

Concretamente, en cuanto a energía, los objetivos marcados de investigación e innovación se pueden englobar en cuatro áreas:

1. El desarrollo de fuentes de energía limpias (eólica terrestre y marina, solar fotovoltaica y solar termoeléctrica, bioenergía, energías oceánicas, biomasa, geotermia) y la eficiencia energética, así como de vectores energéticos como el hidrógeno.
2. La competitividad para mejorar la eficacia de la red española y europea a través del desarrollo de un sistema y mercado interior de la energía altamente digitalizado.
3. La seguridad del abastecimiento, para coordinar mejor la oferta y la demanda energéticas nacionales en un contexto internacional.
4. El impulso social y tecnológico hacia patrones de menor consumo energético.

En cuanto a las medidas contempladas en el PNIEC que influyen directamente a Canarias, y más concretamente, aquellas relacionadas con la materia que se trata durante este Trabajo cabe destacar las siguientes:

- **Medida 1.1.** *Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables:*
  - Desarrollo de las energías renovables, participación ciudadana e innovación.
- **Medida 1.12.** *Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas.*
  - Desarrollo de mercado para nuevas tecnologías de energías renovables.
- **Medida 3.2.** *Reducción de la dependencia del petróleo y el carbón en las islas.*

En el anexo I, se hace referencia a una mayor cantidad de medidas y se analiza más en profundidad las implicaciones para Canarias en los planes nacionales, además de hacer un mayor estudio de la situación energética global y nacional.

En la siguiente figura se muestran los objetivos generales del PNIEC, divididos a su vez en objetivos particulares de cada una de estas dimensiones y enumeradas se aprecian las prioridades y objetivos en el ámbito de I+i+c.

Objetivos PNIEC	Objetivos Particulares	Prioridades y Objetivos I+i+c
<b>23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990</b>	Residencial, comercial y servicios	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Soluciones inteligentes para el consumidor de energía.</li> <li>- Ciudades y comunidades inteligentes.</li> <li>- Sistemas de generación de calor y de frío.</li> <li>- Participación de energía renovable en redes urbanas de calefacción y refrigeración.</li> <li>- Uso de energía renovable en edificios.</li> <li>- Energía renovable producida por ciudades, comunidades energéticas y auto-consumidores.</li> <li>- Soluciones activas y pasivas en la rehabilitación energética de edificios.</li> </ul>
	Transporte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Transporte sostenible: promover un cambio de modelo en el sistema de transporte.</li> <li>- Desarrollo de biocombustibles avanzados obtenidos de manera sostenible a partir de materias primas renovables.</li> <li>- Producción de hidrógeno verde.</li> <li>- Baterías para movilidad y estacionarias.</li> </ul>
	Generación Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baterías para movilidad y estacionarias.</li> <li>- Energías limpias/renovables prioritarias.</li> <li>- Generación nuclear segura.</li> </ul>
	Industrial	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tecnologías bajas en carbono, con carácter prioritario.</li> <li>- Innovación y competitividad energética.</li> </ul>
<b>42% de renovables sobre el uso final de la energía</b>	Innovación en tecnologías de EERR en las que ya se tiene una posición competitiva	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energía Fotovoltaica (PV).</li> <li>- Energía Solar de Concentración (CSP).</li> <li>- Energía Eólica Marina.</li> <li>- Geotermia profunda y somera.</li> <li>- Energía Oceánica.</li> </ul>
	Tecnologías que contribuyen a la gestionabilidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energía Solar de Concentración (CSP).</li> <li>- Digitalización del sistema eléctrico.</li> </ul>
<b>39,5% de mejora de la eficiencia energética</b>	Residencial, urbano y ciudadano	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Digitalización del sistema eléctrico.</li> <li>- Soluciones inteligentes para el consumidor de energía.</li> <li>- Ciudades y comunidades inteligentes.</li> <li>- Sistemas de generación de calor y de frío.</li> <li>- Participación de energía renovable en redes urbanas de calefacción y refrigeración.</li> <li>- Uso de energía renovable en edificios.</li> </ul>
	Industrial	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energía renovable producida por ciudades, comunidades energéticas y auto-consumidores.</li> <li>- Soluciones activas y pasivas en la rehabilitación energética de edificios.</li> </ul>
<b>74% de energía renovable en la generación eléctrica</b>	Generación distribuida	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Digitalización del sistema eléctrico para la consecución de un sistema seguro y resiliente.</li> <li>- Sistemas de almacenamiento.</li> </ul>

Figura 4 Objetivos y prioridades. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019.

## 5.3. Panorama Energético Regional

En España, Canarias es la única zona que no está conectada a las redes energéticas continentales. Además, su lejanía, insularidad, pequeña superficie y dependencia económica en unos pocos productos, son factores que se combinan y tienen un gran impacto negativo en su desarrollo, lo que la convierte en una Región Ultraperiférica (RUP) de la UE.

Dadas las singularidades de los territorios canarios, el aprovechamiento energético de los recursos renovables presentes en las islas, que será la base de la descarbonización de su economía, deberá realizarse adecuadamente, promoviendo la generación descentralizada y compatibilizando la implantación de las instalaciones renovables con la preservación del territorio y de sus recursos naturales, y minimizando su impacto visual.

El nuevo modelo energético busca transformar un sistema energético convencional que tiene las siguientes características:

1. Dependencia casi total de una energía exterior basada en combustibles fósiles,
2. Sistema eléctrico conformado por seis subsistemas pequeños no interconectados entre sí,
3. Parque de generación eléctrica poco diversificado y envejecido que se basa en tecnologías de generación a partir de productos petrolíferos
4. Reglamentación singular que reconoce un régimen retributivo adicional por el extracoste derivado de la producción de energía eléctrica principalmente fósil.

En Canarias, la producción de energía eléctrica depende en gran medida de fuentes fósiles, con una baja contribución de fuentes renovables que además está por debajo de la media nacional. En el año 2021, la participación de fuentes renovables en la producción eléctrica en Canarias fue del 19%, mientras que a nivel nacional fue del 47,7% (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial and Gobierno de Canarias, 2023).

**Gráfico 73. Porcentajes de participación de las distintas fuentes y tecnologías en la producción de energía eléctrica bruta, por islas. Año 2021.**

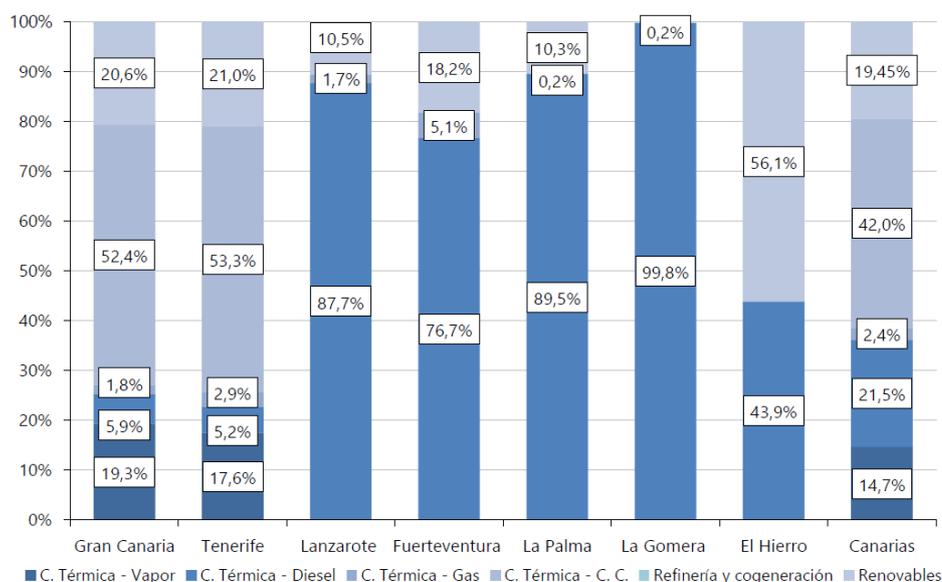


Figura 5 Porcentaje de participación en la producción eléctrica por fuentes y tecnologías. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.

La energía renovable en Canarias se genera principalmente a través de la energía eólica (81,41% del total de renovables) y fotovoltaica (15,87%). Esta situación se debe en gran medida a la ley del sector eléctrico del año 2013, que ha limitado la mejora de los grupos de generación convencional.

A pesar de que la participación de fuentes renovables en la producción de energía eléctrica en Canarias ha aumentado de algo menos de un 8% en 2017 a prácticamente el 20% en 2021, sigue siendo inferior a la media nacional, que ha aumentado del 33% al 48% en el mismo período.

El Gobierno de Canarias ha puesto la lucha contra el cambio climático y la transición hacia una economía ecológica como una de sus principales prioridades. Como parte de sus esfuerzos, el gobierno aprobó la "Declaración de emergencia climática en Canarias" el 30 de agosto de 2019, que fue posteriormente ratificada por unanimidad por el Parlamento de Canarias el 20 de enero de 2020.

El objetivo principal de la declaración es lograr la descarbonización completa de Canarias para el año 2040, 10 años antes del objetivo nacional. Este

objetivo es particularmente desafiante debido a la situación única y singular de Canarias, así como a su dependencia actual del petróleo.

Es importante tener en cuenta que el sector de procesamiento de energía es el principal emisor de gases de efecto invernadero en las Islas Canarias, representando aproximadamente el 85% del total de emisiones de GEI de las islas, es decir, seis de cada siete toneladas de GEI (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, 2019). Lograr la meta de descarbonizar la economía de las Islas Canarias en 2040 implica necesariamente fomentar y encabezar una transformación radical del sector energético actual.

Con el objetivo de promover la descarbonización de la economía, se ha planificado la implementación del Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan), que se convertirá en uno de los principales instrumentos para combatir el cambio climático.

De acuerdo con Decreto 9/2021, mediante el cual se encomendó a la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el cambio Climático y Planificación Territorial (CTELCCPT) la elaboración del plan: *“El citado plan de transición energética de Canarias, que tendrá un horizonte temporal hasta 2030, será el instrumento de planificación sectorial que tendrá como objetivo avanzar en la descarbonización de Canarias, promoviendo el desarrollo de un modelo energético sostenible, basado en la eficiencia energética y las energías renovables, identificando las acciones que contribuirán a la descarbonización de la economía en el horizonte de 2040”*.

Su objetivo principal será fomentar el desarrollo de un modelo energético sostenible, basado en la utilización de fuentes de energía renovable y la eficiencia energética, e identificar las medidas necesarias para lograr la descarbonización de la economía prevista para el año 2040.

Con el objetivo de llevar a cabo la modelización energética se establecen una serie de alternativas que marcan las diferentes configuraciones del modelo energético en Canarias en el horizonte de planificación basándose en los

escenarios que definen la variación prevista de la demanda en dicho horizonte temporal de planificación.

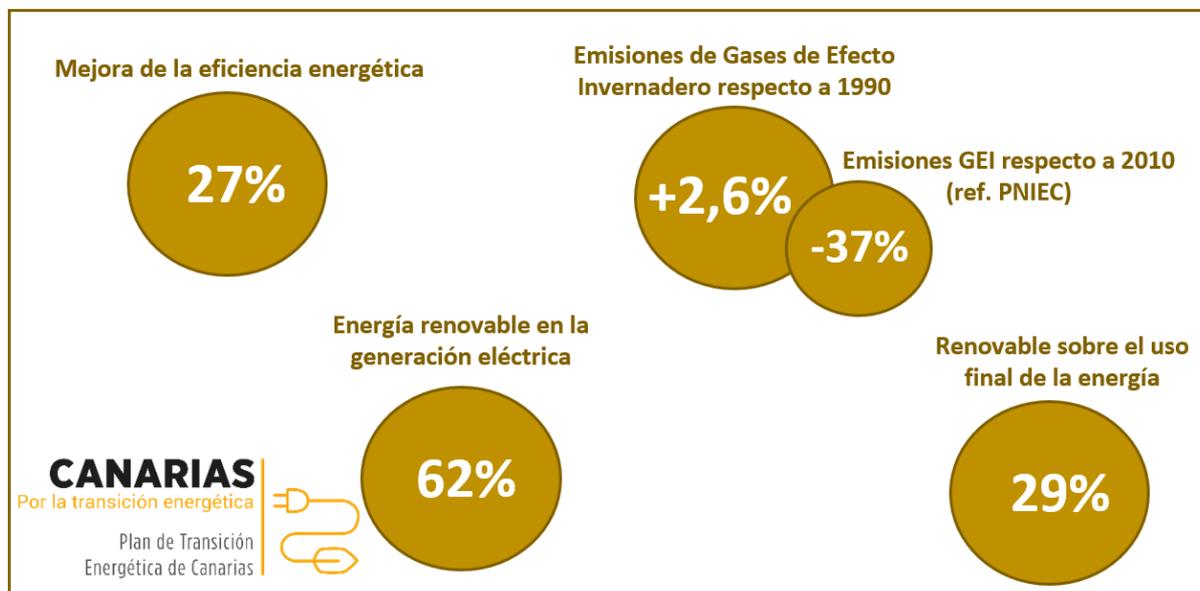


Figura 6 Indicadores de cumplimiento alternativos. Fuente: Ilustración 12 PTECan.

- **Alternativa 0:**

Se basa en un escenario en el que no se toman medidas adicionales a las que ya se están llevando a cabo en el sector energético de Canarias. En este caso, no se fomentaría la adopción de prácticas de eficiencia energética ni el uso de energías renovables como fuente principal para satisfacer la demanda eléctrica de las islas. Aunque se produciría un aumento en la capacidad de las fuentes renovables, este estaría en línea con las tendencias históricas de cada tecnología. Además, el consumo de productos petrolíferos seguiría siendo esencial para apoyar los sectores productivos del archipiélago, como ha sido el caso históricamente.

- **Alternativa 1:**

Plantea un cambio radical en el sistema energético de Canarias para lograr su total descarbonización en 2040, en cumplimiento de la Declaración de Emergencia Climática. En este enfoque, la eficiencia energética, las energías renovables, el almacenamiento energético y otros eslabones asociados, como la gestión de la demanda, el uso de nuevos vectores

energéticos como el hidrógeno, la generación distribuida y la mejora de la capacidad de gestión y evacuación de la energía generada de manera distribuida en redes de distribución y transporte, se convierten en una prioridad y se intenta reducir el uso de combustibles fósiles para la producción de energía en todos los niveles lo más rápido posible.

- **Alternativa 2:**

Se plantea una alternativa en la que la descarbonización también se lograría en el año 2040, como se establece en la Declaración de Emergencia Climática de Canarias, pero con un retraso en la implementación de tecnologías no maduras hasta la década de 2031-2040. Esta opción tiene como ventaja que ciertas tecnologías disruptivas, como el almacenamiento energético, podrían alcanzar la madurez suficiente para reducir sus costos, lo que haría que la descarbonización sea más atractiva desde una perspectiva de inversión (CAPEX).

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

Figura 7 Comparativa de alternativas al modelo energético. Fuente: Ilustración 11 PTECan

La alternativa 0 no se considera una solución a perseguir ya que no cumple el objetivo primordial del Plan que es la descarbonización del sistema energético canario en 2040 de acuerdo con lo establecido en la Declaración de Emergencia Climática de Canarias. El PTECan estudia dicha alternativa para poder evaluar el grado de avance de las otras alternativas por el hecho de que se compara con la situación de cada año en el caso de que no se aplicaran políticas energéticas.

La alternativa idónea para el modelo energético en el futuro vendrá dado por la Alternativa 1 o 2, siendo ambas opciones bastante positivas en cuanto a reducción de emisiones contaminantes. En cuanto a indicadores de descarbonización del sistema energético, se podría considerar que la Alternativa 1 es más favorable, pero ello va ligado a un esfuerzo tanto de tecnologías maduras como de aquellas más innovadoras cuyos costes son más elevados. La alternativa más razonable según lo expuesto en el PTECan y que se define en el mismo como “Alternativa seleccionada” es la Alternativa 2.

Alternativas al modelo de energético de Canarias según PTECan - 2030			
Eslabón	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>Sector del transporte</b>			
Fomento del transporte colectivo	0,717 Veh./hab.	0,717 Veh./hab.	0,717 Veh./hab.
Vehículo eléctrico	33.397 Veh.	380.480 Veh.	225.424 Veh.
Red de puntos de recarga eléctrica (lenta)	36.953 Puntos	420.381 Puntos	249.765 Puntos
Red de puntos de recarga eléctrica (semi-rápida)	842 Puntos	9.580 Puntos	5.692 Puntos
Red de puntos de recarga eléctrica (rápida)	252 Puntos	2.862 Puntos	1.700 Puntos
Vehículo de hidrógeno	0 Veh.	34.895 Veh.	7.183 Veh.
Hidrogeneras	0 Hidrogeneras	23 Hidrogeneras	17 Hidrogeneras
Otras alternativas CERO	0 Veh.	23.252 Veh.	13.847 Veh.
Transporte marítimo (electrificación)	0 GWh	503 GWh	168 GWh
Transporte marítimo toneladas de hidrógeno (tH <sub>2</sub> ) para producir amoníaco (tNH <sub>3</sub> )	0 tH <sub>2</sub> 0 tNH <sub>3</sub>	13.668 tH <sub>2</sub> 76.976 tNH <sub>3</sub>	6.834 tH <sub>2</sub> 38.488 tNH <sub>3</sub>
<b>Sector eléctrico</b>			
Eficiencia energética (respecto tendencial – Alt 0)	-	30%	27%
Potencia térmica convencional	2.476 MW	1.210 MW	1.440 MW
Térmica convencional - Combustibles sintéticos	0 MW	50 MW	45 MW
Potencia eólica On-shore	702 MW	2.262 MW	1.706 MW
Potencia eólica Off-shore	5 MW	494 MW	330 MW
Potencia fotovoltaica On-shore	210 MW	995 MW	759 MW
Potencia fotovoltaica Off-shore	0 MW	43 MW	31 MW
Potencia fotovoltaica en autoconsumo	34 MW	807 MW	524 MW
Gestión de demanda	No	VE/ACS	VE
Almacenamiento a nivel de usuario	10 MWh	1.297 MWh	827 MWh
Almacenamiento en redes	20 MWh	244 MWh	162 MWh
Almacenamiento a gran escala	3.350 MWh	6.350 MWh	3.350 MWh
Producción de hidrógeno	0 MW	904 MW	601 MW
Interconexiones entre islas	60 MW	210 MW	210 MW
Generación distribuida	1 MW	74 MW	57 MW
Comunidades energéticas	0 MW	12 MW	9 MW
Minihidráulica	2 MW	3 MW	2 MW
Potencia geotérmica de media/alta entalpía	0 MW	60 MW	30 MW
Potencia biomasa	8,75 MW	20 MW	18 MW
Potencia undimotriz	0 MW	2 MW	4 MW
Potencia termosolar	0 MW	3 MW	6 MW
<b>Sector del calor</b>			
Superficie de paneles solares instalada	200.000 m <sup>2</sup>	544.846 m <sup>2</sup>	456.272 m <sup>2</sup>
Geotermia de baja entalpía	40 MW	67 MW	59 MW
Calderas de biomasa	5.400 Tep/año	16.165 Tep/año	15.423 Tep/año
Cogeneración renovable	0 MW	11 MW	8 MW

Tabla 3. Alternativas al modelo energético de Canarias según PTECan-2030

Figura 8 Alternativas al modelo energético de Canarias según PTECan-2030.

La Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial (CTELCCPT) mediante la Dirección General de Energía, ha llevado a cabo, como herramientas de apoyo a la hora de elaborar el PTECan, una serie de estrategias con el fin de profundizar en aspectos clave y elementos que considera prioritarios para poder lograr el objetivo de la descarbonización de Canarias en 2040. Dichas estrategias son las siguientes:

1. Estrategia para el autoconsumo fotovoltaico en Canarias.
2. Estrategia de almacenamiento energético en Canarias.
3. Estrategia del vehículo eléctrico en Canarias.
4. **Estrategia de la generación gestionable de Canarias.**
5. **Estrategia de la geotermia de Canarias.**
6. Estrategia de las energías renovables marinas de Canarias.
7. Estrategia del hidrógeno verde de Canarias.
8. Estrategia para la gestión de demanda y redes inteligentes de Canarias.

A continuación, nos centraremos en las dos estrategias que hacen referencia a la geotermia, mostrando las principales conclusiones que se extraen de ambas estrategias basándonos en los estudios realizados para la redacción de las mismas.

En la estrategia de la generación gestionable de Canarias se expone la fragilidad del parque de generación de categoría A (gestionable) de Canarias. Como se puede ver en la figura siguiente, este está compuesto por 93 unidades disponibles con una potencia total de 2.303,71 MW de los cuales 716,93 MW, es decir, 47 de estas unidades, superan la Vida Útil Regulatoria (VUR). Esto representa el 31,1% del total de generación disponible en el año 2020. Si miramos al horizonte 2030, únicamente 24 de los 93 generadores disponibles ahora no tendrían su VUR vencida (25 años).

Configuración del parque de generación de Categoría A según su vida útil regulatoria								
Islas	Nº Unidades RAIPEE	Potencia neta RAIPEE (MW)	Nº Unidades disponibles	Potencia disponible (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2020	Potencia neta dentro del VUR a 2020 (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2030	Potencia neta dentro del VUR a 2030 (MW)
Tenerife	24	995,11	19	918,88	12	706,28	5	338
Gran Canaria	20	906,25	17	880,72	8	581,58	5	375,5
Lanzarote	13	204,82	13	204,82	5	119,54	3	52,8
Fuerteventura	12	159,27	12	159,27	4	81	2	34,4
La Palma	12	96,74	12	96,7	6	68,1	3	44,6
La Gomera	9	18,42	9	18,42	5	11,94	2	3,82
El Hierro	11	24,36	11	24,36	6	18,34	4	16,98
<b>Canarias</b>	<b>101*</b>	<b>2.404,97*</b>	<b>93</b>	<b>2.303,71</b>	<b>46</b>	<b>1.586,78</b>	<b>24</b>	<b>866,1</b>

\* Incluye Cotesa y generadores clasificados como no disponibles

Tabla 136 Configuración del parque de generación de Categoría A según su vida útil regulatoria

Figura 9 Configuración del parque de generación de categoría A según su vida útil regulatoria. Fuente: Estrategia de la generación gestionable, 2022.

A pesar de que será necesario que se realice en cada una de las islas un importante esfuerzo, la estrategia demuestra que hay alternativas para conseguir un cambio estructural del sistema eléctrico actual y que la potencia de categoría A sea ocupada con generación renovable de carácter gestionable. El parque de generación gestionable comienza a estar obsoleto, esto sumado a las necesidades de descarbonización, llevan a la conclusión de que Canarias está en el momento adecuado para llevar a cabo dicho cambio, ya que las políticas de transición energética se unen a las de mantenimiento en el ámbito de generación en el archipiélago.

Las opciones más interesantes para Canarias, según lo analizado en esta estrategia, vienen determinadas por tres soluciones técnicas en específico, (i) el uso de centrales de bombeo reversible, (ii) sistemas de almacenamiento energético basados en tecnologías del hidrógeno (turbinas/motores de gas) y (iii) centrales de geotermia de alta entalpía.

De las tres opciones, la más rentable sería la geotermia de alta entalpía, a pesar de que es la segunda opción más preferible tras los sistemas de hidrobombeo. Antes de alcanzar la fase de explotación, la geotermia requiere desarrollar diversos estudios de exploración e investigación previos caracterizados por una elevada inversión inicial, por lo que se trata de una fuente de energía con una alta barrera de entrada. A pesar de ello, es una tecnología muy conocida y su LCOE (Levelized Cost of Energy) varía entre los 8-11 céntimos €/kWh

por lo que es la opción más barata de las opciones renovables que se encuentran disponibles actualmente.

Su factor de capacidad supera el 50% en todos los casos y se podría llegar a aproximar al 90%. Debido a la cantidad de estudios que se han desarrollado en ellas, la geotermia de alta entalpía es una opción bastante llamativa para islas como Tenerife y La Palma. Se ha convertido prácticamente en una necesidad que se lleven a cabo los estudios de investigación, así como la ejecución de sondeos exploratorios en las ubicaciones denominadas como puntos de interés, no sólo por la posibilidad de existencia de recurso geotérmico, sino también por la viabilidad de la implantación de una central geotérmica en los alrededores.

La Estrategia de la geotermia en Canarias surge de la necesidad de crear un plan de acción para este tipo de energía en las islas, ya que es una energía renovable, independiente de las condiciones meteorológicas y climáticas, con un reducido impacto medioambiental y poca ocupación superficial reuniendo así diversas características que hacen que sea una fuente renovable idónea para Canarias. Los mayores impactos y riesgos de la energía geotérmica se agrupan en las fases de exploración y perforación; una vez superadas, los costes de operación y mantenimiento son mínimos.

Desde los años 70 se han llevado a cabo estudios de exploración en las Islas Canarias centrados en las islas con mayor potencial debido a su actividad geotérmica. Los resultados de estas investigaciones han permitido a los expertos publicar alrededor de 60 artículos científicos en revistas especializadas, basados en estudios exploratorios realizados principalmente en Lanzarote, Tenerife, Gran Canaria y La Palma (Estrategia de la geotermia en Canarias, 2020).

Según la información recabada en la estrategia de geotermia y teniendo en cuenta el grado de madurez de la fase de exploración, se sugiere priorizar la opción de Tenerife. Es importante destacar que, a pesar de la elevada demanda de energía eléctrica en esta isla, hasta el momento no se ha implementado ningún proyecto capaz de reemplazar la generación convencional en igualdad de condiciones.

Se llega a la conclusión de que, en el contexto de Canarias, puede ser más apropiado considerar la energía geotérmica como una alternativa para la generación de energía eléctrica que para energía térmica. La eléctrica es un tipo de energía versátil que puede cubrir una amplia gama de necesidades energéticas en todo el archipiélago. De hecho, se espera un aumento significativo en la demanda de electricidad en todas las islas en el futuro cercano, impulsado por la creciente adopción de vehículos eléctricos.

Tal y como se mencionó previamente, la energía geotérmica ofrece ventajas en el sector eléctrico que otras energías renovables no pueden proporcionar en las Islas Canarias, ya que estas últimas son en su mayoría no gestionables. La energía geotérmica es completamente programable, por lo que es posible incluir su generación como base en la estructura de generación del sistema eléctrico, y además contribuiría al mantenimiento de las condiciones de suministro al aportar reservas primarias, secundarias y terciarias, similar a los ciclos de vapor en el mix energético actual.

El ciclo binario Rankine orgánico (ORC por sus siglas en inglés, *Organic Rankine Cycle*) con circuito recuperativo parece ser la opción más viable en Canarias, ya que es muy versátil y se puede instalar en diferentes rangos de temperatura y gases no condensables (más adelante se desarrollan las distintas configuraciones de plantas para generación eléctrica mediante energía geotérmica).

## 6. ENERGÍA GEOTÉRMICA

La transición hacia un escenario de cero emisiones netas de carbono es un proceso complejo en el que los combustibles fósiles tendrán cada vez menos peso y serán sustituidos por fuentes de energía renovables. Las plantas de generación convencionales, caracterizadas por su alto nivel de emisiones de GEI, están siendo desmanteladas por razones ambientales (aproximadamente 62 GW anuales en 2020 y 2021) por lo que se requerirá la implantación de plantas de potencia de

origen renovable para suplirlas. La energía geotérmica, con su principal característica de ser una fuente de energía renovable gestionable y con un alto factor de capacidad, es un elemento muy valioso en la transición energética global. (IRENA & IGA 2023)

Con el objetivo de lograr dicha transición, cada país necesita una combinación óptima de recursos renovables. A medida que crece el número de plantas fotovoltaicas y parques eólicos, la geotermia puede jugar un rol muy importante compensando su carácter no gestionable.

Type of power	Installed capacity (GW <sub>e</sub> )	Share of total installed renewable electricity capacity (%)
Hydropower	1 230.0	40.1
Solar energy	849.5	27.7
Wind energy	824.9	26.9
Bioenergy	143.4	4.7
Geothermal energy	16.0	0.5
Marine energy	0.5	0.02

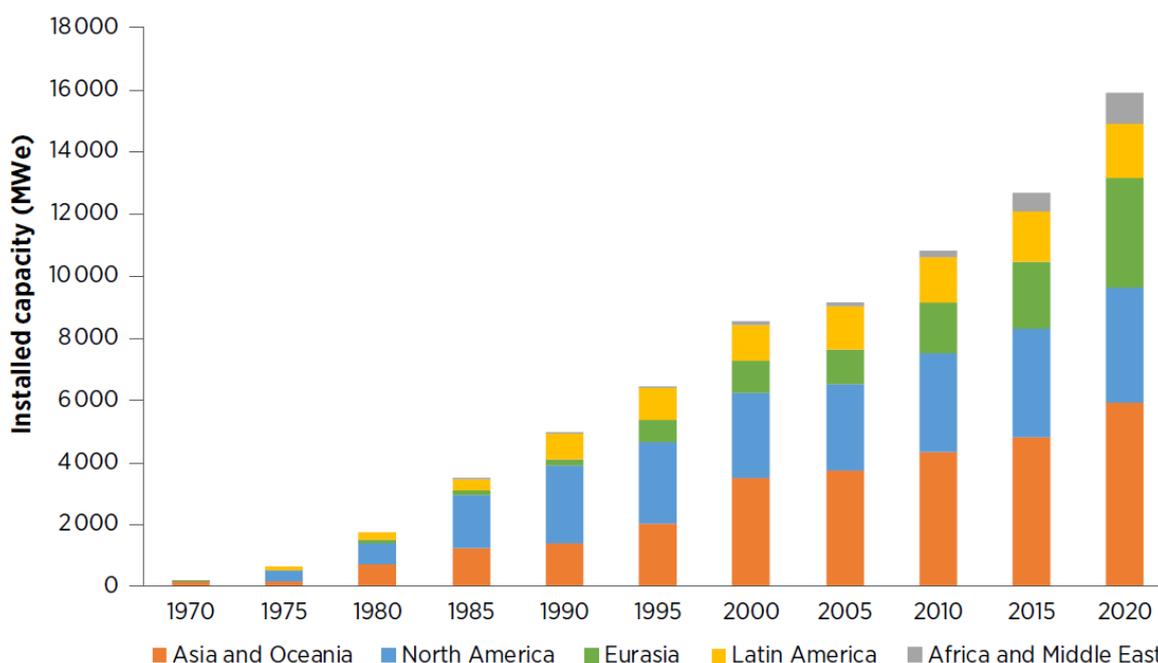
Source: IRENA (2022b).

Figura 10 Capacidad eléctrica renovable instalada en el mundo en 2021. Fuente: IRENA & IGA, 2023.

Desde el año 2015, las fuentes de energía renovables han liderado el crecimiento mundial de capacidad eléctrica instalada. La capacidad renovable creció en 257 GW en 2021 para alcanzar un total de 3064 GW de capacidad instalada, un aumento del 9% respecto al año anterior (IRENA & IGA, 2023). Las renovables representaron alrededor del 80% de la nueva capacidad instalada en 2021, con casi el 90% proveniente de solar y eólica. La electricidad geotérmica creció solo alrededor del 3% entre 2000 y 2020, pero ese ritmo está listo para acelerarse, a medida que las nuevas tecnologías que se presentan a continuación maduran y obtienen un uso más amplio. Como vemos en la Figura 10, la hidroeléctrica sigue siendo la mayor fuente renovable de electricidad, representando el 40.1% de la capacidad instalada de electricidad renovable. La energía solar ocupa el siguiente lugar (27.7%), seguida de cerca por

la eólica (26.9%). La bioenergía (4.7%), la geotérmica (0.5%) y la marina (0.02%) tienen participaciones más pequeñas.

El éxito del desarrollo geotérmico no se puede definir únicamente en términos de capacidad instalada, la contribución porcentual a la producción de energía eléctrica de cada país también se debe tener en cuenta. En algunos territorios con mercados eléctricos limitados como Islandia, países de Centroamérica o islas como en el archipiélago de las Azores, la instalación de plantas de potencia geotérmicas con capacidad de varios cientos de MW contribuyen a satisfacer las necesidades nacionales de energía eléctrica. En El Salvador, los 204 MW de capacidad eléctrica geotérmica instalada suministraron casi el 25 % de la demanda anual de electricidad en el año 2020 (IRENA and IGA 2023).



Source: ThinkGeoEnergy statistics, ThinkGeoEnergy (2022b), Hutterer (2021), Uihlein (2018), and Bertani (2015).

Figura 11: Crecimiento de la capacidad eléctrica geotérmica por región. Fuente: IRENA & IGA, 2023.

De unos 200 MW a principios de los años 50, la capacidad instalada en plantas de generación eléctrica mediante geotermia ha crecido hasta aproximadamente unos 16 GW en el año 2020. Este tipo de energía vio un

crecimiento significativo en las décadas de los 70 y 80, en parte debido a las crisis del petróleo sucedidas en esos años. Las subidas del precio obligaron al desarrollo en I+D de fuentes alternativas de energía, entre ellas, la geotérmica, debido a que permitía reducir la dependencia de combustibles fósiles en aquellos países donde se localizara un recurso explotable de geotermia.

El contexto actual de los mercados energéticos en el mundo es similar a lo que fue durante estos periodos anteriores de crisis energética. Esto supone nuevas oportunidades para que la geotermia para producción de energía eléctrica pueda desarrollarse como una alternativa estratégica que sirva como refuerzo de los sistemas eléctricos de muchos países.

Con un crecimiento sostenido y constante desde los 80, a partir del año 2000 la capacidad eléctrica geotérmica crece una media anual de un 3 %, con un protagonismo claro de Estados Unidos, Indonesia, Filipinas, Turquía y Kenia.

Country	MWe Installed in 2020		Country	MWe Installed in 2020
1. U.S.A	3,700		6. Mexico	1,105
2. Indonesia	2,289		7. New Zealand	1,064
3. Philippines	1,918		8. Italy	916
4. Turkey	1,549		9. Japan	550
5. Kenya	1,193		10. Iceland	755

Figura 12 Los diez países con mayor potencia eléctrica geotérmica instalada en 2020. Fuente: (Huttrer 2021)

## 6.1. Recursos y yacimientos geotérmicos

Se denomina recurso geotérmico a la fracción de la energía geotérmica que puede ser aprovechada de forma técnica y económicamente viable, es decir, únicamente se considera recurso geotérmico a aquella fracción de la energía que las técnicas disponibles permitan un aprovechamiento en condiciones económicas adecuadas. El gradiente geotérmico, que se define como el incremento de temperatura desde la corteza terrestre hacia el interior de la Tierra,

permite realizar una estimación del flujo de calor que se transmite desde las zonas internas de la corteza hacia el exterior y su valor medio oscila entre unos 2,5 - 3 °C cada 100 m.

Los tipos de recursos se clasifican según su nivel térmico (entalpía), ya que este factor condiciona su aprovechamiento. Los valores de temperatura establecidos como límite para su diferenciación pueden variar según los autores. Los admitidos por la Plataforma Tecnológica Española de Geotermia (GEOPLAT) son los que se indican en la siguiente clasificación:

- *Recursos geotérmicos de alta entalpía ( $T > 150$  °C)*

También llamados recursos geotérmicos de alta temperatura. De ellos se obtienen agua y vapor a muy alta presión y temperatura, por lo que se utilizan preferentemente para generar energía eléctrica. Las centrales geotérmicas en las que se produce electricidad se emplazan habitualmente sobre yacimientos geotérmicos (coincidencia de un acuífero con una zona del terreno que está a alta temperatura), de los que se extrae el agua y el vapor a alta entalpía, que se aprovecha mediante una turbina para generar electricidad. Una vez extraída la energía, el agua se devuelve al yacimiento geotérmico con objeto de asegurar la sostenibilidad y perdurabilidad del mismo. En ocasiones, aunque no exista un acuífero, se puede crear un yacimiento geotérmico inyectando agua en una zona del terreno que esté a alta temperatura, lo que permite aprovechar este recurso geotérmico en muchos lugares donde hasta ahora no era viable, ampliando la explotación de recursos geotérmicos de alta temperatura a áreas geográficas e incluso países en los que no han existido yacimientos geotérmicos convencionales. Esta técnica se denomina geotermia estimulada o sistemas geotérmicos estimulados (EGS, *Enhanced Geothermal Systems*).

- *Recursos geotérmicos de media entalpía ( $30$  °C <  $T$  <  $150$  °C)*

También llamados de media-baja temperatura. Se utilizan directamente para proporcionar calefacción y agua caliente en pueblos y ciudades,

además de en balnearios y otras industrias, especialmente en invernaderos y piscifactorías. Asimismo, en algunos casos pueden emplearse para producción eléctrica haciendo uso de determinadas tecnologías que permiten generar electricidad a partir de recursos geotérmicos de temperaturas inferiores a las comúnmente explotadas.

- *Recursos geotérmicos de baja entalpía ( $T < 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ )*

Son los recursos geotérmicos someros o de muy baja temperatura y aprovechan tanto el calor que se genera bajo la corteza terrestre, como el calor del sol que se absorbe. Se utilizan principalmente para climatizar, es decir, proporcionar calefacción y refrigeración, además de agua caliente a edificios y viviendas. Su funcionamiento se basa en la temperatura del interior del terreno, que se mantiene constante durante todo el año, permitiendo que el intercambio de calor se produzca en condiciones prácticamente estables en todas las estaciones. El circuito de intercambio subterráneo extrae calor del terreno y con una bomba de calor lo transmite al edificio en invierno, calefactándolo. Por el contrario, en verano el edificio se refrigera al ceder calor al terreno a través del mismo circuito de intercambio. La bomba de calor, al funcionar sin combustión, no produce humos ni contaminación, es segura y requiere muy bajo mantenimiento.

Por otra parte, un yacimiento geotérmico se define como el espacio físico con unas condiciones geológicas determinadas dónde se encuentra ubicado el recurso geotérmico cuya explotación es económicamente viable. Se pueden clasificar según diferentes criterios: *contexto geológico, nivel de temperatura, modo de explotación ó tipo de utilización*, aunque lo más común es clasificar los yacimientos según el nivel térmico de los recursos que albergan: *alta entalpía, media entalpía y baja entalpía*.

Dentro de los yacimientos de alta entalpía ( $T > 150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) podemos encontrar yacimientos geotérmicos que constituyen casos singulares que se pueden considerar como yacimientos *no convencionales*. Se trata de los siguientes:

- *Yacimientos de roca caliente seca (HDR: Hot Dry Rock)*

Creados, mediante la acción del hombre, en materiales geológicos de escasa o nula permeabilidad y/o porosidad existentes en condiciones de alta temperatura y a profundidades no muy elevadas, carentes de fluido. El calentamiento de estos materiales se debe a su proximidad a cámaras magmáticas en áreas volcánicas. Las técnicas empleadas persiguen la creación, en el macizo de roca profundo y caliente, de una red de fracturas que permitan la formación de una zona de intercambio térmico –almacén artificial–, por la que se hace circular un fluido inyectado desde la superficie, que retorna a ésta con un elevado incremento de su temperatura. Estos yacimientos en los que se precisa la intervención directa del hombre para su creación y/o estimulación activa, son también denominados Sistemas Geotérmicos Estimulados (EGS: *Enhanced Geothermal System*) (Gobierno de Canarias, 2018).

- *Yacimientos geotérmicos supercríticos (  $T > 300$  °C )*

En este tipo de yacimientos, cuya investigación se viene desarrollando en los últimos tiempos, las condiciones termodinámicas permitirían la producción de electricidad y también la de hidrógeno.) (Sánchez Guzmán, Sanz López, and Ocaña Robles, 2011)

- *Yacimientos geopresurizados*

Se trata de yacimientos en los que el agua contenida en el acuífero está sometida a grandes presiones (entre un 40% y un 90% superiores a la presión hidrostática que correspondería a la profundidad a la que se halla) y se encuentra casi completamente sellada para el intercambio con las rocas circundantes. Además de la energía térmica del agua geotermal, los sistemas geopresurizados también contienen energía mecánica como consecuencia del exceso de presión del fluido, así como cierto potencial de energía de combustión, ya que, normalmente, se encuentran cantidades importantes de metano (gas natural) disueltas en el agua geotermal. La mayor parte de la energía térmica de los yacimientos geopresurizados es resultado de la contribución, aproximadamente a partes iguales, de la temperatura del agua y del metano disuelto. Los yacimientos

geopresurizados se forman generalmente en cuencas sedimentarias más que en áreas volcánicas. (Sánchez Guzmán, Sanz López, and Ocaña Robles, 2011)

Los sistemas geotérmicos estimulados (EGS) se basan en la energía acumulada en la roca y requieren la adición de un fluido secundario. Son conocidos también como sistemas petrotermales y se utilizan fundamentalmente para generar electricidad. Por otro lado, los aprovechamientos hidrotermales de la energía geotérmica (aquellos en los que el calor se transporta mediante un fluido ya presente en el yacimiento), tanto en acuíferos calientes asociados a cuencas sedimentarias profundas como en sistemas convectivos magmáticos en entornos volcánicos, se apoyan en el agua presente en el yacimiento (Gobierno de Canarias, 2018).

Hay una transición gradual entre los sistemas hidrotermales y petrotermales. Se considera que un proyecto es EGS cuando los flujos procedentes del yacimiento natural no son viables económicamente, lo que requiere una estimulación hidráulica para crear vías de circulación para el fluido inyectado.

La investigación geotérmica se enfoca en la búsqueda de estructuras adecuadas para desarrollar yacimientos geotérmicos de alta temperatura que puedan generar electricidad, a pesar de tener baja permeabilidad o carecer de fluido almacenado. A nivel global, se han llevado a cabo estudios en varias zonas y se ha comprobado que es viable obtener calor de rocas con alta temperatura y bajo contenido de agua. Sin embargo, debido a los altos costos, esta recuperación todavía no es económicamente competitiva.

Los recursos EGS son similares a los hidrotermales tradicionales, pero tienen alguna de las siguientes características: una roca densa que el líquido no puede atravesar fácilmente debido a la falta de porosidad y permeabilidad, cantidades insuficientes de vapor y/o agua caliente, y mayor profundidad de perforación.

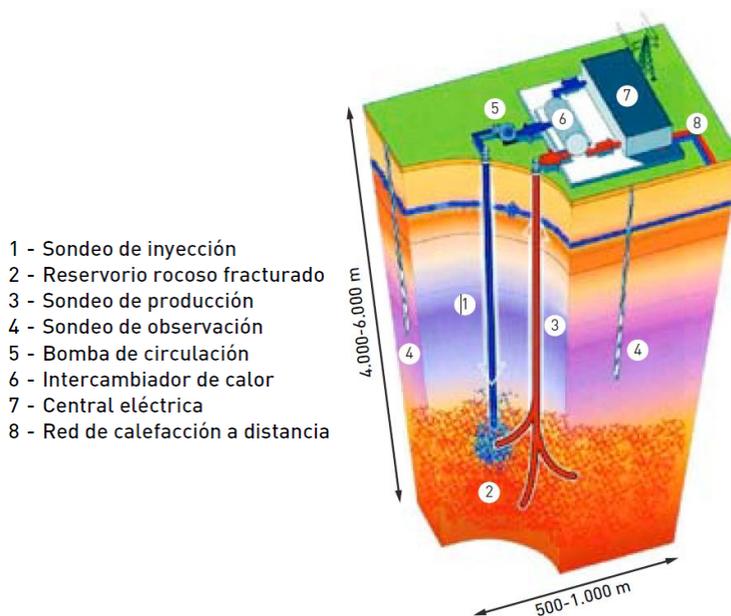


Figura 13: Esquema de un sistema EGS. Fuente: (Llopis Trillo and Rodrigo Angulo 2008)

Para las rocas completamente impermeables, se utiliza la tecnología de recuperación de calor, mencionada anteriormente, "Roca Seca Caliente" (HDR) para resaltar que estos recursos geotérmicos potenciales son secos o demasiado impermeables para transmitir agua de manera útil.

## 6.2. Configuraciones típicas de plantas de generación eléctrica

Según la naturaleza y características, así como de la profundidad del fluido geotermal disponible, existen tres tipos de plantas para generar energía eléctrica procedente de recursos geotérmicos: *plantas de vapor seco*, *tipo flash* o *de ciclo binario*.

### 6.2.1. Plantas de vapor seco

Las plantas de vapor seco son una tecnología de conversión geotérmica que ha estado en operación por más de cien años. Estas plantas utilizan recursos de vapor seco, que se originan en fracturas del suelo y llegan a la superficie como vapor en estado de saturación o ligeramente recalentado. El vapor se dirige

directamente a una turbina para generar electricidad, lo que resulta en costos de producción muy bajos debido a la generación directa de electricidad.

Los sistemas de vapor seco son relativamente simples y requieren muy pocos dispositivos. Estos incluyen un pozo para la inyección del condensado, un colector para retirar sólidos de gran tamaño, un centrifugador para separar el condensado y las partículas sólidas de pequeño tamaño, puntos para el drenaje del condensado a lo largo de las tuberías y un filtro para eliminar partículas pequeñas y sólidos disueltos. El esquema de funcionamiento de este tipo de plantas sigue siendo similar al de la primera instalación que operó desde comienzos del siglo XX en Larderello (Italia), pero los avances tecnológicos continúan mejorando estos sistemas.

Actualmente, en Estados Unidos, casi el 40% de la electricidad geotérmica se produce mediante este tipo de plantas, que se encuentran todas en The Geysers (California).

Existen plantas que explotan yacimientos de vapor seco que utilizan un ciclo directo sin condensación, que es más simple y más barato en términos de costos de instalación. En ellas, el vapor procedente del pozo pasa directamente a la turbina y se libera a la atmósfera. Estas instalaciones suelen emplearse como plantas piloto, para pequeños suministros locales a partir de pozos de producción aislados o como pequeñas centrales de punta.

Sin embargo, su uso es obligado cuando el contenido en gases no condensables es superior al 50% o cuando el contenido total de gases excede del 10%, ya que el costo de separarlos en los condensadores sería muy alto. Las turbinas sin condensación pueden llegar a consumir el doble de vapor por kWh producido que las unidades con condensación, que son las más utilizadas en las centrales geotérmicas (Sánchez Guzmán, Sanz López y Ocaña Robles, 2011).

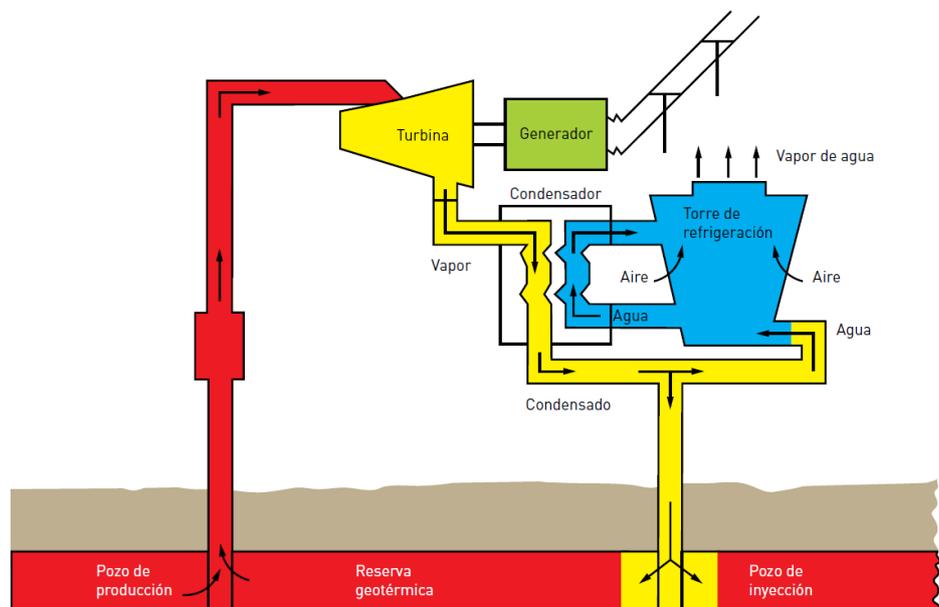


Figura 14 Esquema de funcionamiento de una planta de vapor seco. Fuente: (Kagel 2008)

## 6.2.2. Plantas tipo flash

Las plantas geotérmicas tipo flash son la opción más común para aprovechar el recurso geotérmico de alta entalpía, que consiste en una mezcla de vapor y salmuera que se encuentra a temperaturas entre 180 y 250 °C. El fluido extraído es una mezcla de vapor y líquido, por lo que es necesario separar ambas fases antes de procesarlas. Para ello, se utiliza un separador vapor/agua, en el que se envía la fracción vapor a una turbina para producir electricidad, mientras que la fracción líquida se desecha o se utiliza en otras aplicaciones, como la agricultura o procesos de calor industriales.

El ciclo flash puede constar de una o varias etapas, según la entalpía del agua separada. Los sistemas de vapor doble-flash se utilizan para mejorar la eficiencia del ciclo y aprovechar mejor el recurso geotérmico. Sin embargo, esto también implica un incremento en el costo de producción y una concentración de los componentes químicos presentes en el agua geotérmica.

El tratamiento del vapor es una parte fundamental en el funcionamiento de las plantas flash, ya que se requieren varias etapas de separación y limpieza para aislar y purificar el vapor geotérmico antes de enviarlo a la turbina. En algunos casos, se utiliza un proceso de lavado del vapor para incrementar su pureza.

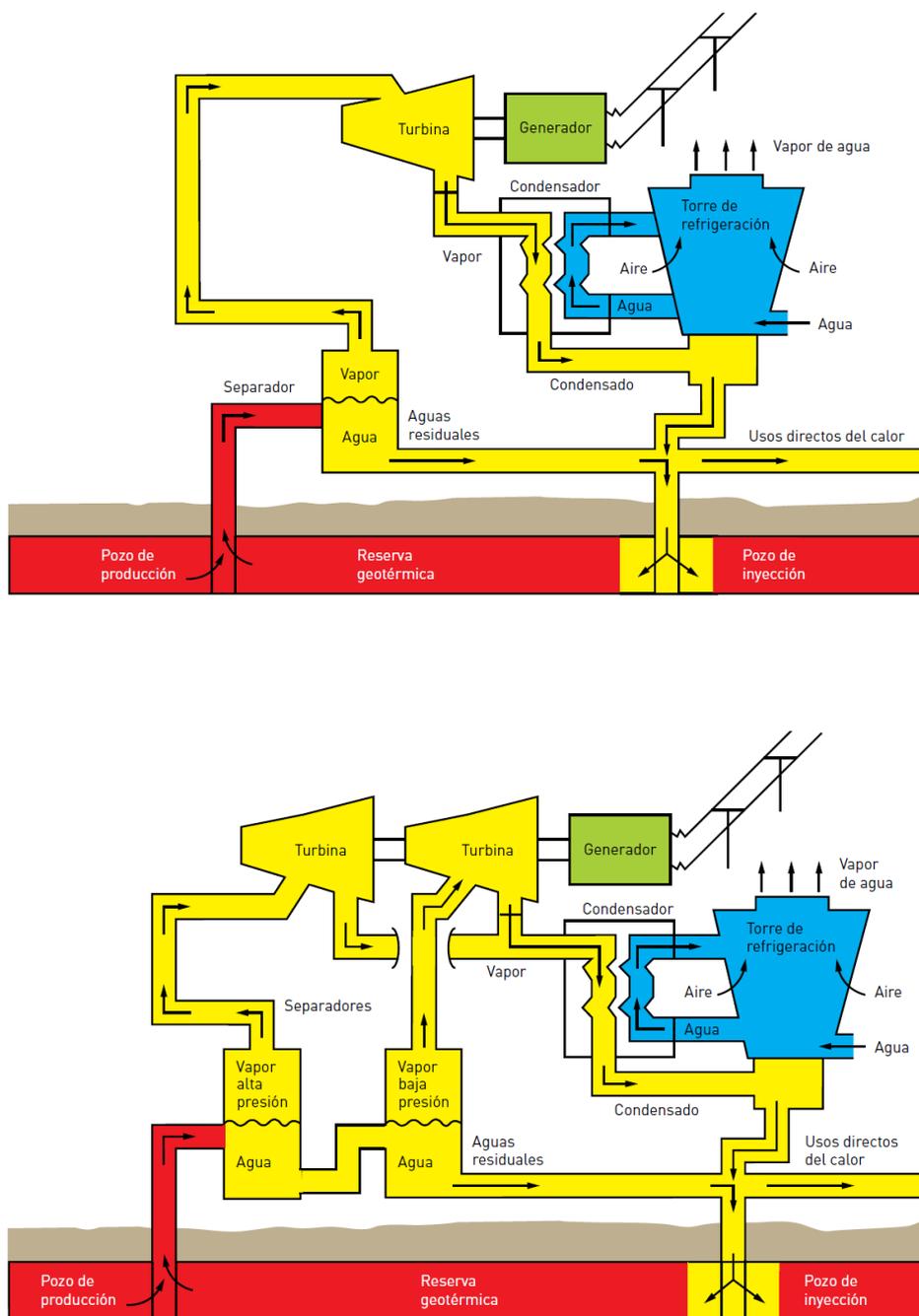


Figura 15 Esquema de funcionamiento de una planta tipo flash y doble flash. Fuente: (Kagel 2008)

### 6.2.3. Plantas de ciclo binario

Las plantas binarias funcionan transfiriendo calor desde el fluido geotérmico a un fluido secundario con un punto de ebullición más bajo que el agua, que circula en un ciclo cerrado. El fluido secundario se vaporiza y genera suficiente presión para impulsar una turbina. Las plantas de ciclo binario generalmente pueden aprovechar fluidos geotérmicos con temperaturas más bajas de lo requerido para plantas flash o de vapor seco, siendo las indicadas para emplazamientos en los que la temperatura se encuentra en 90 - 180 °C y prácticamente en su totalidad el fluido geotérmico se encuentra en fase líquida. Si la entalpía supera las 200 kcal/kg, se puede emplear agua como fluido de trabajo.

Este tipo de plantas pueden operar en un ciclo de Rankine orgánico (ORC, Organic Rankine Cycle) o un ciclo Kalina, dependiendo del tipo de fluido secundario utilizado (propano, butano o pentano en un ORC y generalmente una mezcla de amoníaco y agua en un ciclo Kalina). Cabe mencionar que pueden trabajar en un ciclo completamente cerrado, en el que el 100% del fluido geotérmico extraído se devuelve a la fuente de reserva mediante la reinyección, lo que permite una operación libre de emisiones y maximiza la sostenibilidad de la utilización de recursos.

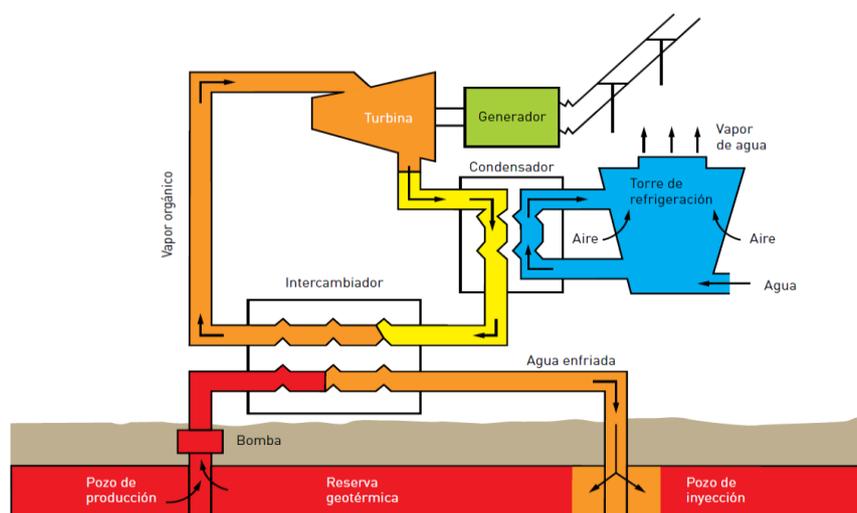


Figura 16 Esquema de funcionamiento de una planta de ciclo binario. Fuente: (Kagel 2008)

La eficiencia de los ciclos ORC generalmente varía desde el 5,5% a 80 °C hasta un 12% a una temperatura de 180 °C. Por su parte, en los ciclos Kalina, se varía de una eficiencia de 8,5% a 80 °C hasta un 12% a una temperatura de 160 °C.

A continuación, se muestra una tabla obtenida de la Estrategia de la geotermia en Canarias en la que se muestran las tecnologías de aprovechamiento adecuadas al tipo de recurso geotérmico y sus características.

Sistemas de generación en función de características generales			
Fluido	Temperatura	Gases no condensables	Solución
Agua	Alta/Media	Bajo	Doble Flash o OCR
		Alto	OCR
		Bajo	OCR
	Baja	Cualquiera	OCR
Alta presencia de agua	Alta/Media	Bajo	Flash + OCR
		Alto	OCR
		Bajo	OCR
	Baja	Cualquiera	Doble OCR
Alta presencia de vapor	Alto/Medio	Bajo	Flash + OCR
		Alto	Sistema híbrido
		Bajo	Doble OCR
	Baja	Cualquiera	Doble OCR
Vapor seco	Alta/Baja	Bajo	Vapor seco
		Alto	Sistema híbrido
		Bajo	Sistema híbrido
	Muy alta	Bajo	Triple Flash
		Alto	Sistema híbrido
	Baja	Cualquiera	Sistema híbrido

Figura 17: Sistemas de generación en función de características generales. Fuente: Estrategia de la geotermia de Canarias.

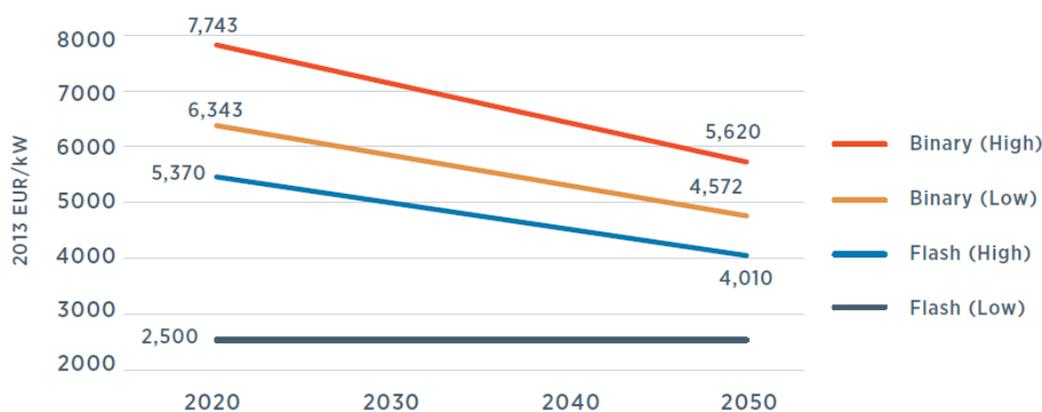
### 6.3. Ventajas e inconvenientes

La energía geotérmica es un tipo de energía renovable que se genera dentro de la Tierra y puede ser utilizada directamente para calefacción o transformada en electricidad. Una ventaja de la energía geotérmica sobre algunas otras fuentes de energía renovable es que está disponible durante todo el año (mientras que la energía solar y eólica presentan una mayor variabilidad e intermitencia) y se puede encontrar en todo el mundo. Sin embargo, para la generación de

electricidad se necesitan recursos de temperatura media a alta, que generalmente están cerca de regiones volcánicamente activas.

La energía geotérmica tiene un considerable potencial de crecimiento. La cantidad de calor dentro de los 10.000 metros de la superficie terrestre se estima que contiene 50.000 veces más energía que todos los recursos de petróleo y gas en todo el mundo (IRENA & IGA, 2023). Además, existe un fuerte motivo económico para la implementación de la energía geotérmica; los costos de generación de electricidad a partir de tecnologías geotérmicas están cada vez más en competencia y se espera que sigan disminuyendo hasta 2050.

Figure 9: Forecast of capital expenditures (CAPEX) for geothermal power plant in the European Union



Source: Sigfusson and Uihlein, 2015

Figura 18 Predicción de costes (CAPEX) para plantas geotérmicas en la UE. Fuente: IRENA,2023.

La implementación de la energía geotérmica tiene beneficios adicionales, ya que también contribuye a reducir los efectos del calentamiento global y los riesgos para la salud pública resultantes del uso de fuentes de energía convencionales. Además, la implementación de la energía geotérmica ayuda a reducir la dependencia de un país de los combustibles fósiles. Como recurso que se renueva de forma natural en una escala de tiempo humana, la energía geotérmica no se ve afectada por la disminución global de los recursos o por el aumento de los precios de los combustibles fósiles.

Por lo tanto, si se puede aprovechar el potencial completo de los recursos geotérmicos, esto proporcionaría considerables ventajas tanto a nivel nacional

como internacional. La producción de energía eléctrica mediante energía geotérmica tiene factores de capacidad más altos en comparación con algunos otros recursos de energía renovable como la eólica o fotovoltaica (figura 33) superando el 50% incluso llegando a valores cercanos al 90%. Además, es capaz de suministrar electricidad de carga base, así como de proporcionar servicios auxiliares para la flexibilidad a corto y largo plazo en algunos casos.



Figura 19 LCOE y Factor de capacidad por tecnología. Fuente: (Micale, Oliver, and Messent 2014)

Por otro lado, cabe resaltar que las emisiones de gases de efecto invernadero durante su ciclo de vida son más bajas que para la generación basada en combustibles fósiles (figura 34).

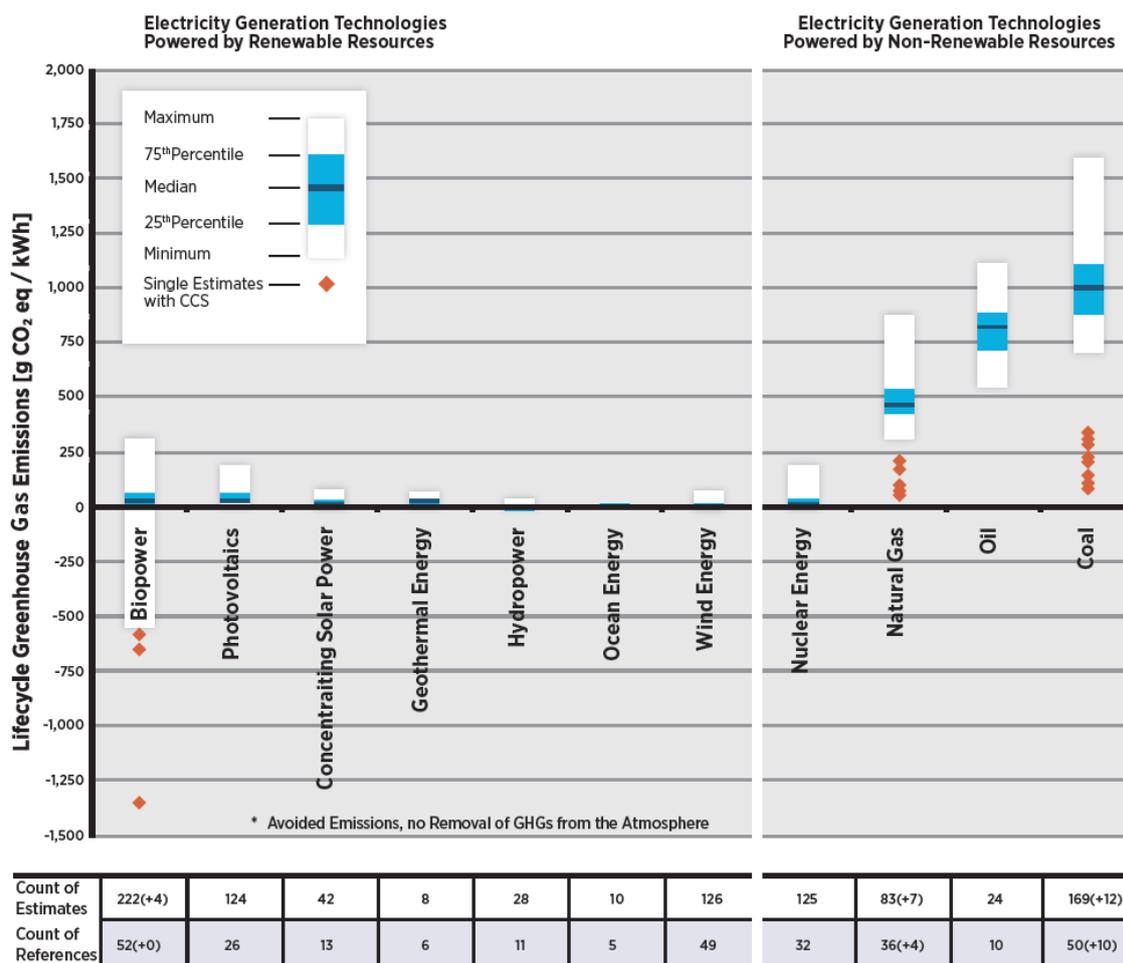


Figura 20 Emisiones de gases de efecto invernadero en todo el ciclo de vida por fuente de energía. Fuente: (IRENA 2017)

La energía geotérmica se puede obtener virtualmente en todas partes. Sin embargo, la gran mayoría de los sistemas geotérmicos de temperatura media y alta, que son adecuados para la generación de energía eléctrica, están ubicados cerca de áreas de actividad volcánica, por ejemplo, situados a lo largo de los bordes de las placas (zonas de subducción, como la mayoría del "Cinturón de Fuego" del Pacífico), las dorsales oceánicas (como Islandia y las Azores) y los valles de rift (como el Rift Africano Oriental) o cerca de puntos calientes (como en Hawái) (figura 35).

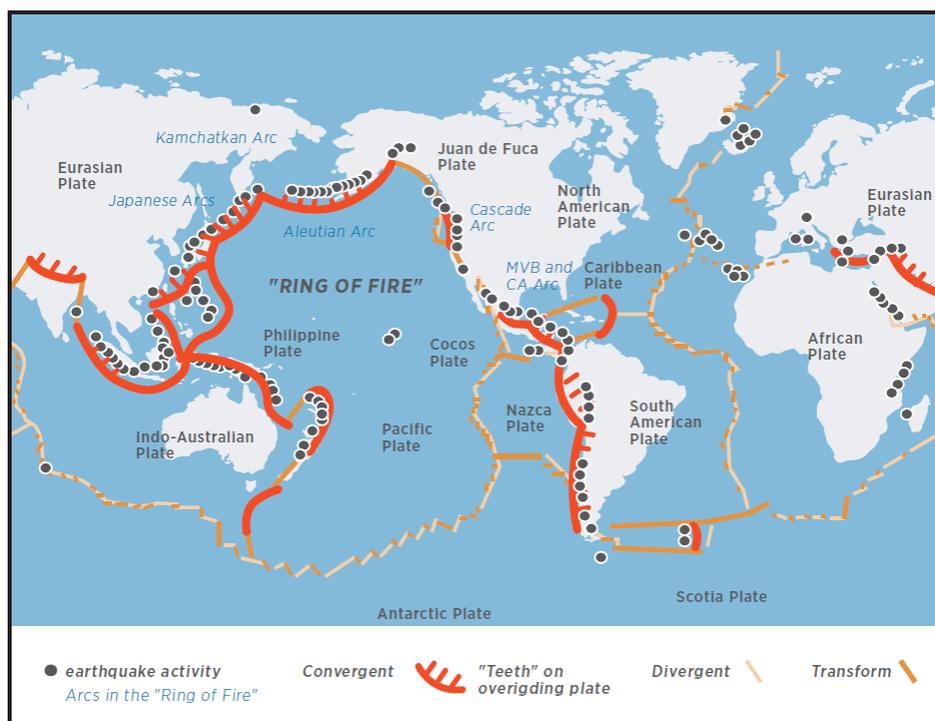


Figura 21: Placas tectónicas y actividad geológica global. Fuente: (IRENA 2017)

Los proyectos de energía geotérmica requieren una gran inversión de capital; sin embargo, tienen costos operativos muy bajos y predecibles. Los costos totales de instalación de una planta de energía geotérmica incluyen la exploración y evaluación de recursos, que incluyen: (i) perforación de exploración; (ii) perforación de pozos de producción e inyección; (iii) infraestructura de campo, (iv) sistemas de recolección y eliminación de fluidos geotérmicos no aprovechables y otras instalaciones superficiales, (v) la planta de producción y sus costos asociados, (vi) los costos de desarrollo del proyecto y (vii) los costos de conexión a la red. Además, los costos de las plantas de energía geotérmica dependerán en gran medida del tipo de planta de energía (vapor seco, flash o binaria), el número de pozos y otras características del campo geotérmico.

Los costos totales de instalación de las plantas de energía geotérmica a nivel mundial suelen estar entre 1870 \$/kW y 5050 \$/kW (figura 36); sin embargo, dichos valores son muy sensibles al sitio. Por ejemplo, la instalación de capacidad adicional en campos existentes puede ser algo menos costosa, mientras que los costos de proyectos con condiciones de sitio más desafiantes estarán en el extremo superior del rango.

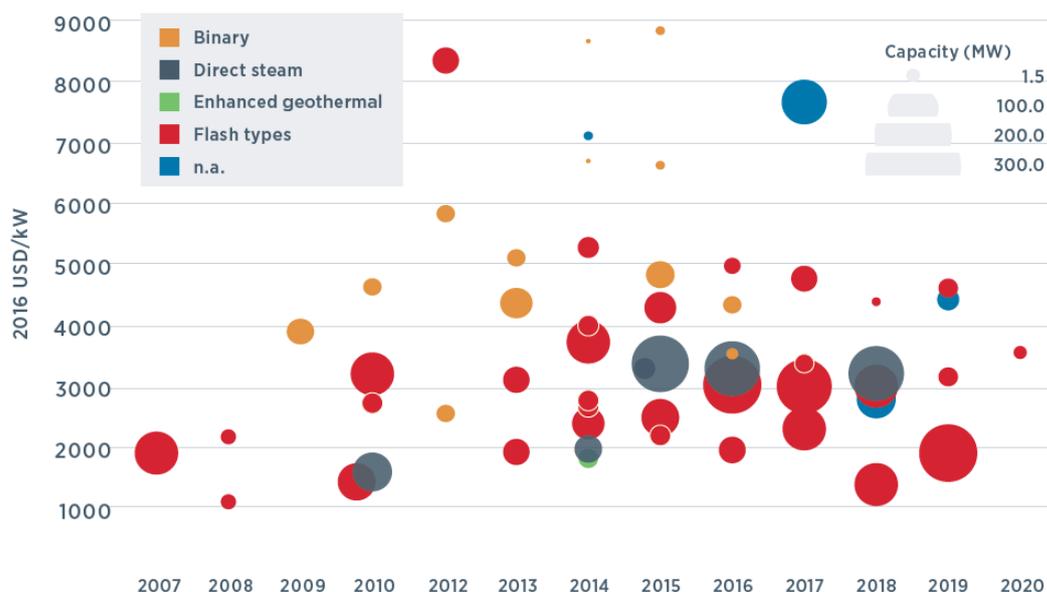


Figura 22 Coste de proyectos geotérmicos instalados por tecnología. Fuente: IRENA 2017

Generalmente, los costos de las plantas binarias tienden a ser más altos que los de las plantas de vapor directo y flash.

El LCOE de una planta de energía geotérmica generalmente se calcula utilizando los costos de instalación, los costos de operación y mantenimiento (O&M), la vida útil económica y el costo promedio ponderado de capital. La Figura 23 presenta el LCOE para proyectos geotérmicos asumiendo una vida económica de 25 años, costos de O&M de 110 \$/kW por año, factores de capacidad basados en planes de proyecto, dos conjuntos de pozo de inyección y extracción durante la vida útil de 25 años y los costos de capital descritos en la Figura 22.

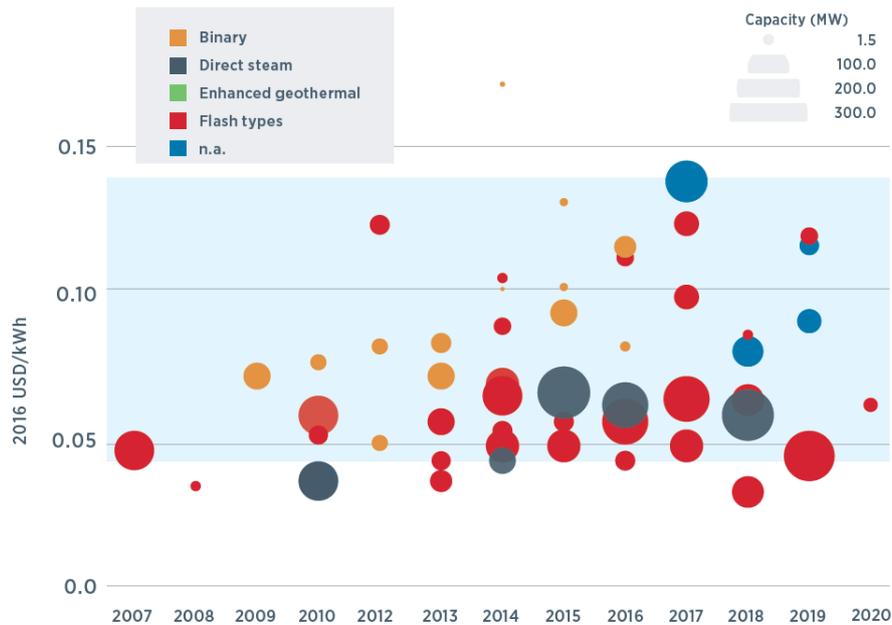


Figura 23 LCOE por tecnología de aprovechamiento geotérmica. Fuente: IRENA 2017.  
NOTA: La banda azul representa el LCOE de generación por combustibles fósiles.

Vemos que el LCOE oscila entre 0,04 y 0,14 USD/kWh (Según el PTECan este valor se encontraba entre 0,08 - 0,11 €/kWh). A pesar de estos datos favorables, el hecho de que se necesite una gran inversión sin garantía de éxito durante las fases iniciales de investigación ha actuado como una gran barrera de entrada para la implantación de este tipo de generación renovable provocando que su uso sea mínimo en comparación con otras fuentes de energía.

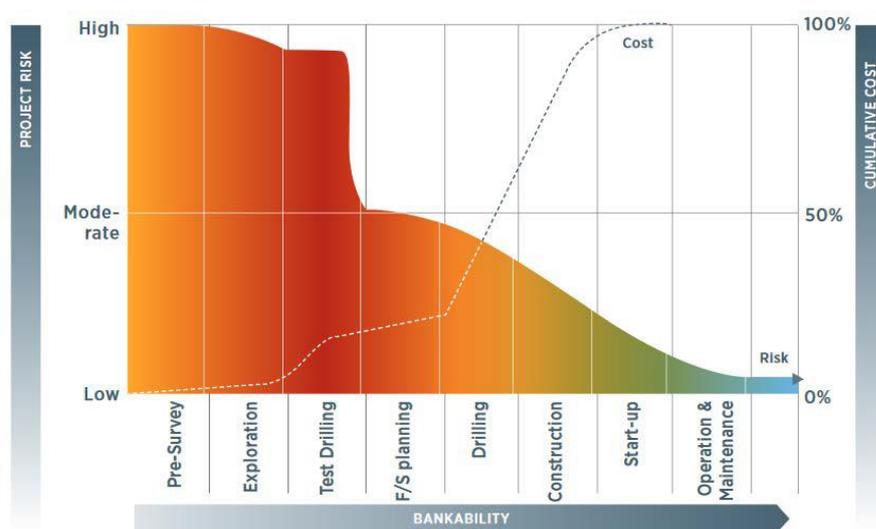


Figura 24 Incertidumbres y costes de inversión durante las fases de un proyecto geotérmico. Fuente: (Gehring and Loksha 2012)

En la Figura 24 se aprecia claramente cómo evoluciona la situación de un proyecto de geotermia visto desde el punto de vista del riesgo y el coste acumulado en función de la fase de trabajo en la que se encuentre. Una vez finalizada la fase de investigación, se reducen las incertidumbres considerablemente mientras el coste acumulado ha aumentado de manera notable.

Las principales barreras para el desarrollo geotérmico pueden agruparse en tres categorías amplias: financieras, ambientales y administrativas.

- *Barreras financieras:*

El desarrollo de una planta de energía geotérmica implica un requerimiento de capital sustancial debido a los costos de perforación de exploración. Dado que la exploración geotérmica se considera de alto riesgo, los desarrolladores generalmente necesitan obtener algún tipo de financiación pública. Este riesgo se deriva del hecho de que se requiere capital antes de la confirmación de la presencia o explotabilidad de los recursos, y por lo tanto antes de que se pueda determinar la rentabilidad del proyecto.

- *Barreras ambientales y sociales:*

Las regulaciones nacionales difieren entre los países; sin embargo, una evaluación de impacto ambiental y social de algún tipo es casi siempre obligatoria. Estos problemas pueden retrasar o llevar a la cancelación del proyecto de energía geotérmica; sin embargo, si se manejan de manera oportuna y eficiente, no deberían presentar un obstáculo.

- *Barreras administrativas:*

Los problemas administrativos como la obtención de licencias, permisos y evaluaciones ambientales no son técnicamente barreras. Sin embargo, deben ser abordados cuidadosamente por los desarrolladores de proyectos, ya que podrían impactar un proyecto geotérmico causando demoras innecesarias. Por otro lado, los gobiernos deben asegurarse de

que sus regulaciones establezcan un proceso transparente y sencillo que fomente la implementación de nuevos proyectos.

A continuación, y a modo de resumen de este capítulo se muestra una tabla que resume las características principales de plantas geotérmicas a nivel internacional extraída de la *Estrategia de la geotermia de Canarias* basada a su vez en otra tabla del documento *Geothermal Power: Technology Brief* publicado por IRENA en 2017.

Resumen de las principales características de plantas geotérmicas a nivel internacional				
Aspecto técnico	Valores típicos a nivel internacional			
Entrada/salida	Fluido hidrotermal / Electricidad			
Tipo de pozo	Heat gradient well	Slim well	Full-size well	Injection well
Profundidad	<300 m	1000 – 1600 m	>1600	Varias
Diámetro	<16 cm	<16 cm	>16 cm	Varias
Tipo de central	Vapor seco		Flash	Binario
Calidad del vapor	Seco (>99.995%)		Húmedo	Vapor/Líquido
Temperaturas	> 150 °C		> 180 °C	100 – 150 °C
Potencia	0.3-110 MW		0.3-110 MW	0.1-45 MW
Potencia total instalada	15.9 GW a 2019 (IRENA)			
Factor de capacidad	>80% (generalmente) - > 90% (en los mejores casos)			
Costes globales de instalación	Valores típicos a nivel internacional			
Tecnología	Sistemas Flash		Sistemas binarios	
Costes aproximadas (Según IRENA)	1609 – 3219 €/kW		1906 – 4658 €/kW	
Costes aproximados (Según ETRI)	2500 – 5930 €/kW		6470 – 7470 €/kW	
Valores típicos	Reparto de la inversión por sectores			
Instalaciones de vapor	56%		55%	
Pozos	24%		34%	
Infraestructuras	7%		1%	
Proyecto de ingeniería	3%		5%	
Otros costes	10%		4%	
Fuente	Levelized cost of electricity (LCOE)			
Global LCOE	0.03 – 0.12 €/kWh			
OPEX LCOE	0.01 €/kWh			
Proyección a 2040 Global LCOE	0.042 €/kWh			
Proyección a 2040 OPEX LCOE	0.041 €/kWh			

Figura 25 Resumen de las principales características de plantas geotérmicas. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias.

## 6.4. Energía geotérmica en Canarias

En caso de confirmarse la existencia de un recurso geotérmico de alta entalpía, la Estrategia de geotermia de alta entalpía de Canarias sugiere encarecidamente aprovechar esta alternativa como una fuente de energía renovable gestionable. Las centrales geotérmicas podrían operar como base para los sistemas energéticos y brindar servicios de ajuste al sistema, al igual que lo hace la generación térmica convencional.

El informe "Evaluación del potencial de energía geotérmica" publicado por el IDAE (Sánchez Guzmán, Sanz López, and Ocaña Robles 2011) destaca la existencia de condiciones propicias para la presencia de recursos geotérmicos de alta entalpía en la Isla de Tenerife, según el análisis de la documentación existente en el IGME. Por otro lado, estudios realizados en Lanzarote y La Palma han evidenciado la existencia de fuertes anomalías térmicas superficiales, aunque el análisis detallado revela que estas anomalías están asociadas a recursos de Roca Caliente Seca (HDR) muy superficiales, sin presencia de agua o vapor en profundidad.

Sin embargo, en el caso de Tenerife se ha seguido una metodología clásica en la investigación, aplicando técnicas geológicas, volcanológicas, geoquímicas y geofísicas. La conclusión de los estudios realizados en la década de los 90 es que existe una alta probabilidad de yacimientos de alta entalpía en diferentes áreas de la isla, localizados en la Dorsal NE (zonas altas de Arico-Fasnia), Dorsal NW (zonas altas de Icod-Santiago del Teide) y área Sur asociada a una posible tercera Dorsal NS (zonas de Vilaflor-Granadilla de Abona). Los estudios geotermométricos estiman que la temperatura de estos recursos podría superar los 180 °C y alcanzar los 200-220 °C.

Las prospecciones geofísicas llevadas a cabo ponen de manifiesto la existencia de capas altamente conductoras a profundidades de 1.500 - 2.500 metros. Estas capas podrían constituir la formación impermeable confinante del almacén de vapor o fluido hidrotermal, conocida como "cap rock". Investigaciones realizadas recientemente en 2009 parecen confirmar estas conclusiones.

Todo esto respalda la posible presencia de yacimientos geotérmicos de alta temperatura en varios puntos de la isla de Tenerife. Sin embargo, no se ha podido determinar hasta ahora la profundidad y permeabilidad de la formación almacén, que se presume debe estar compuesta por materiales volcánicos fracturados en el entorno del sistema de fracturas asociadas a la dorsal correspondiente. Esta tarea y objetivo deberán ser abordados en futuras investigaciones.

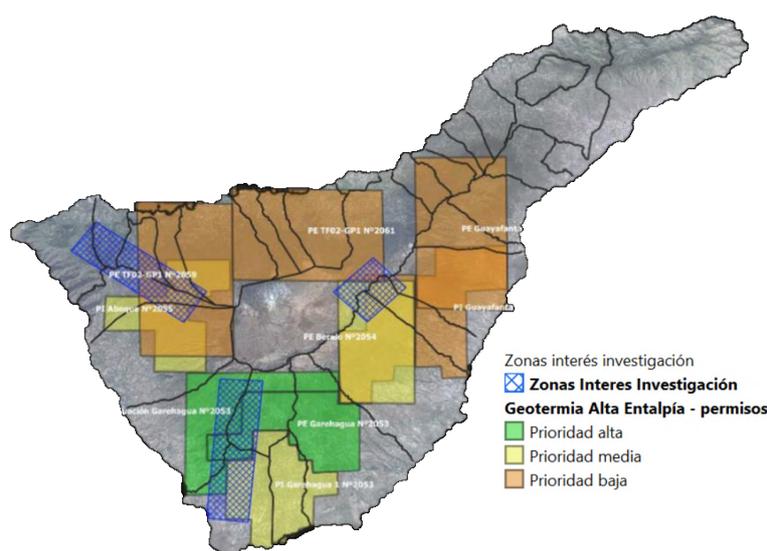


Figura 26 Zonas de interés para investigación geotérmica en Tenerife. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias.

En la ilustración previa se utilizó la evaluación de áreas potenciales proporcionada por el IGME y la localización de los permisos de explotación e investigación, que se clasificaron, por prioridad, como referencia. A partir de estas capas, se filtraron las regiones en la siguiente ilustración para mostrar las posiciones que se encontraban en zonas de interés y que, además, cumplieran con restricciones como la no proximidad a Espacios Naturales Protegidos (ENP), Zonas de Especial Conservación (ZEC), especies protegidas que pudieran verse afectadas y clasificación territorial (Planes Insulares de Ordenación y Ordenanzas Municipales). Al mismo tiempo, se descartaron las ubicaciones que tenían edificaciones según los datos disponibles del catastro.

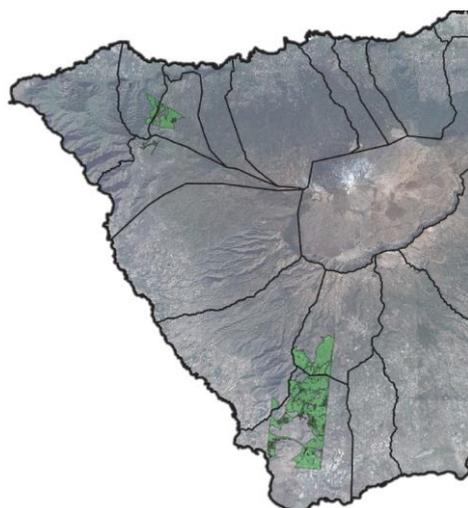


Figura 27 Zonas prioritarias de sondeos y permisos que cumplen con restricciones ambientales y territoriales. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias

El Gobierno de Canarias ha concedido dos permisos a Repsol para explorar recursos geotérmicos en el sur de Tenerife según las resoluciones emitidas por la Dirección General de Industria el 7 de febrero de 2023. La exploración afectará a cinco municipios en la comarca suroeste: Arico, Granadilla de Abona, Adeje, Guía de Isora y Santiago del Teide. Repsol Exploración S.A. llevará a cabo la exploración de la zona Tajao en una superficie de 576 cuadrículas mineras en los términos municipales de Granadilla de Abona y Arico, mientras que la exploración Isora se desarrollará en un área de 630 cuadrículas mineras en terrenos de Adeje, Santiago del Teide y Guía de Isora, también por Repsol. (Mateu 2023)

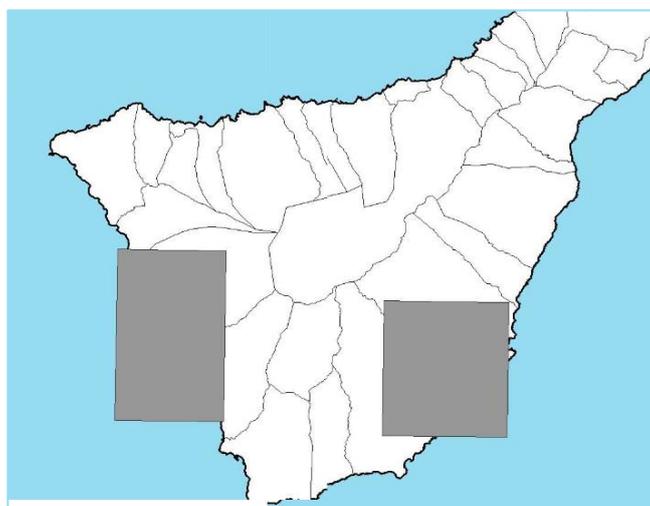


Figura 28 Permisos de exploración "Isora" y "Tajao" otorgados a REPSOL. Año 2023. Fuente: Boletín Oficial de Canarias.

## 6.4.1. Estimación del recurso geotérmico

Según la información recabada por el IDAE, IGME (Sánchez Guzmán, Sanz López, and Ocaña Robles 2011) y haciendo uso de esa misma recopilación de información en el TFM de Daniel Fariña González “Diseño preliminar de una planta geotérmica ubicada en Tenerife” (Fariña González 2022) y puesto que no se dispone de más información pública acerca del potencial, podríamos realizar una estimación del recurso geotérmico disponible para su explotación en la isla de Tenerife, concretamente en la ubicación determinada en (Fariña González 2022), así como el tipo de planta adecuado para la explotación del mismo para así poder realizar las simulaciones pertinentes mediante el software CycleTempo y SAM con el objetivo de realizar el análisis de la influencia de las condiciones ambientales en la operación de una planta de generación eléctrica mediante energía geotérmica.

Se considera que el hipotético recurso presente en el yacimiento se presenta como líquido saturado a una temperatura de 180 °C. El resto de parámetros característicos del yacimiento se recogen en la siguiente tabla tomada de (Fariña González, 2022).

Parámetro		Fuente
Capacidad calorífica del agua, $c_w$ [J/gK]	4186	IDAE
Capacidad calorífica de la formación rocosa, $c_r$ [J/gK]	900	IDAE
Área del yacimiento, $A$ [m <sup>2</sup> ]	20.000	IDAE
Espesor del yacimiento, $H$ [m]	100	IDAE
Temperatura media del ambiente, $T_r$ [°C]	18,7	TMY 05-20
Temperatura del yacimiento, $T_R$ [°C]	180	IDAE
Volumen del yacimiento, ( $V=A \cdot H$ ) [m <sup>3</sup> ]	$2 \cdot 10^6$	Cálculo propio
Porosidad, $\phi$ [adim.]	0,05	IDAE
Densidad del agua, $\rho_w$ [kg/m <sup>3</sup> ]	1000	IDAE
Densidad de la formación rocosa, $\rho_r$ [kg/m <sup>3</sup> ]	2700	IDAE
Capacidad calorífica volumétrica del fluido saturado rocoso, $\overline{\rho c}$ [Pa/K]	$2,518 \cdot 10^9$	Cálculo propio
Calor almacenado en el yacimiento, $q_r$ [J]	$8,122 \cdot 10^{17}$	Cálculo propio

Figura 29 Parámetros y calor almacenado en el yacimiento. Fuente: (Fariña González 2022)

Calor almacenado en el yacimiento geotérmico [J]	$8,122 \cdot 10^{17}$
Cantidad de fluido producido en la cabeza del pozo [kg]	$2,13 \cdot 10^{11}$
Trabajo total disponible [J]	$3,01 \cdot 10^{16}$
Período de análisis [años]	30
Recurso potencial total [MWt]	31,84

Figura 30 Resultados de la metodología heat in place. Fuente: (Fariña González 2022)

El método empleado para los cálculos es el conocido como “heat in place” o “método volumétrico” propuesto por primera vez en (Armstead 1973) y ampliado por Nathenson (Nathenson 1975) para la evaluación de la energía térmica recuperable en sistemas hidrotermales dominados por la convección y la conducción que se ha utilizado ampliamente en las últimas décadas para evaluaciones a diversas escalas.

La planta se ubicará en el municipio de Vilaflor de Chasna, al sur de Tenerife. Este emplazamiento es muy cercano a una de las ubicaciones de investigación de Garehagua II, uno de los permisos de mayor interés según la Estrategia de la Geotermia en Canarias por su alto potencial geotérmico.

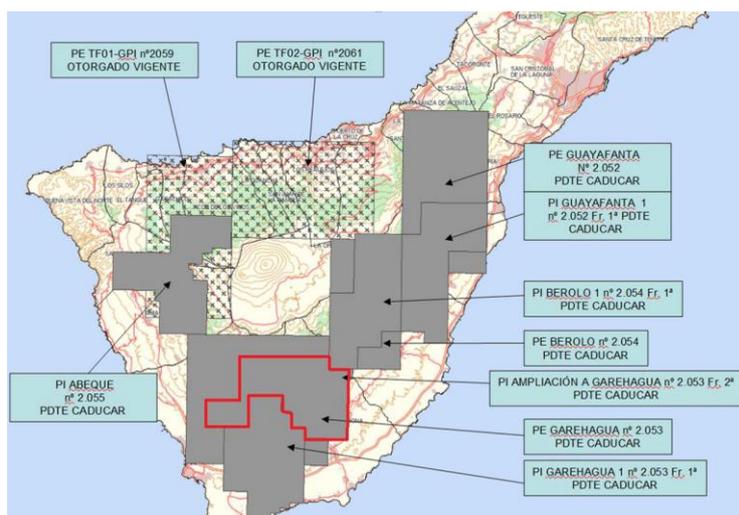


Figura 31 Permisos mineros geotermia - Garehagua II. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias.

El municipio de Vilaflor está localizado en las medianías del sur de la isla de Tenerife, tiene una superficie de 56,26 km<sup>2</sup> y una población de 1767 habitantes (2022). Las coordenadas geográficas de la parcela son:

- Latitud: 28° 08' 14,35" N (28,13732082)

- Longitud: 16° 39' 36,81" O (-16,66022559)

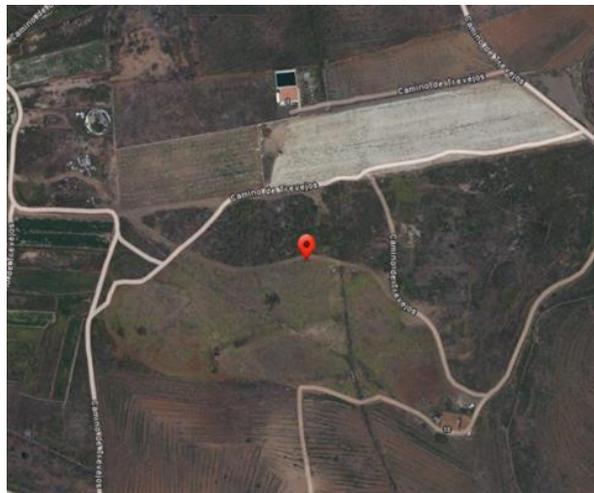


Figura 32: (A) Término municipal con respecto a la isla de Tenerife. Fuente: ("Vilaflor de Chasna, Wikipedia"). (B) Ortofoto de las parcelas propuestas para el emplazamiento. Fuente: ("IDECanarias").

Basándose en las características del recurso en cuanto a temperatura y composición física, ya que seguramente se trate de fluido en fase de líquido saturado, las opciones a tener en cuenta para la configuración de la planta de potencia son de tipo flash simple o de ciclo binario regenerativo, concretamente ciclo Rankine Orgánico (ORC).

## 7. SIMULACIONES

Para obtener los resultados y poder realizar los estudios y análisis necesarios se han utilizado diferentes softwares para el cálculo de los ciclos termodinámicos y llevar a cabo sus respectivas simulaciones de funcionamiento y optimización.

- *CycleTempo*: Software desarrollado por la compañía *Asimptote* que permite diseñar, analizar, optimizar y monitorizar ciclos termodinámicos

(ciclos de potencia de vapor, turbina de gas, ciclos combinados, etc.)  
("Cycle-Tempo – Asimptote").

- *System Advisor Model (SAM)*: Software tecno-económico gratuito que facilita la toma de decisiones para la realización de instalaciones de energía renovable (fotovoltaica, concentradores solares, geotérmica, biomasa, etc.) ("NREL - SAM")
- *Microsoft Excel*: Hoja de cálculo de Microsoft.

## 7.1. Planta de ciclo binario ORC regenerativo con refrigeración seca (dry-cooling)

El concepto de planta de potencia binaria, operando mediante ciclo Rankine orgánico (ORC), es una modificación del ciclo Rankine de las plantas de potencia de vapor con la característica de que el fluido secundario o fluido de trabajo que se emplea es un fluido orgánico.

Esto supone una gran ventaja, ya que permite la recuperación de calor de fuentes de temperatura más bajas, como es el caso de recursos geotérmicos de media entalpía.

A continuación, se muestra una tabla con varios de los fluidos de trabajo más comunes, donde se puede comprobar como los valores tanto de temperatura crítica (TC) como de presión crítica (PC) son inferiores a los del agua.

Siguiendo las conclusiones obtenidas en (Fariña González 2022), se toma la decisión de que el fluido de trabajo para las simulaciones de la planta binaria en este trabajo será el butano.

Sustancia	Fórmula	Peso Molecular (g/mol)	TC (°C)	PC (MPa)
Agua	$H_2O$	18,02	374,14	22,09
Butano	$C_4H_{10}$	58,12	151,98	3,80
Etileno	$C_2H_4$	28,05	9,50	5,076
Isopentano	$i - C_5H_{12}$	72,15	187,25	3,37
Pentano	$C_5H_{12}$	72,15	196,55	3,37
Propano	$C_3H_8$	44,10	96,68	4,25
RC318	$C_4F_8$	200,03	115,23	2,78
Tolueno	$C_7H_8$	92,14	318,6	4,13

Figura 33: Propiedades de fluidos de trabajo típicos. Fuente: (Fariña González 2022)

Una planta geotérmica binaria, ver Figura 34, está compuesta por dos circuitos; el circuito primario que realiza el fluido geotérmico y el ciclo secundario cerrado por el que circula el fluido de trabajo. El ciclo primario comienza en los pozos de producción, pasa por los intercambiadores de calor y termina en la reinyección del fluido geotérmico.

La temperatura y caudal del fluido geotérmico viene determinado por las características del yacimiento. Por norma general, cuanto menor es la temperatura disponible, el rendimiento es más bajo, los sistemas binarios son capaces de funcionar en el rango entre 90 - 180 °C, mientras que los sistemas tipo Flash pueden trabajar con temperaturas superiores a los 180 °C. Además de este aspecto, hay que tener en cuenta el tipo de fluido contenido en el yacimiento y la naturaleza de los elementos disueltos en el mismo, ya que estos podrían ser prohibitivos para el empleo directo del fluido geotérmico en el ciclo de potencia. Esto puede empujar a la utilización de la tecnología binaria aun disponiendo de un recurso con entalpía suficiente para una planta tipo Flash. Incluso aspectos como la salinidad o la renovación del fluido esperada (que en el caso de ciclo binario es total) son críticos para la viabilidad de los proyectos.

### PLANTA DE CICLO BINARIO ORC REGENERATIVO

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

FLUIDO DE TRABAJO: BUTANO

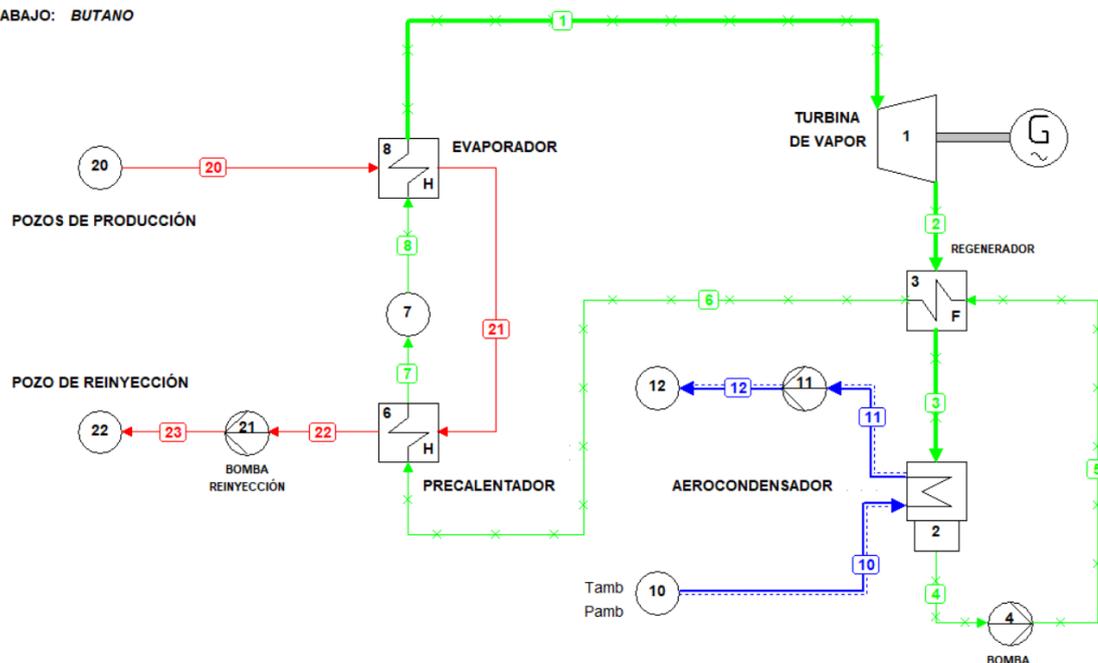


Figura 34 Esquema de una planta binaria de ciclo Rankine orgánico regenerativo. Fuente: Elaboración propia.

Los componentes principales de una planta binaria son el precalentador, evaporador, turbina, condensador y bomba. En este caso contamos también con un regenerador a la salida de la turbina, que no es más que un intercambiador de calor cuya función es aprovechar la energía térmica del fluido de trabajo a la salida de la turbina para cederla al líquido subenfriado que es bombeado hacia el precalentador.

Como podemos observar en la figura anterior, tras haber recibido calor del regenerador, el fluido de trabajo llega al precalentador donde tiene lugar el primer intercambio de calor con el fluido geotérmico. Del precalentador sale y se dirige hacia el evaporador, ya como líquido saturado, en el que se evapora tras otro intercambio de calor con el fluido geotérmico. Este vapor saturado es el que entra a la turbina donde se produce la expansión del fluido generando trabajo mecánico en el eje de la turbina que se encuentra conectado a un alternador que transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

A diferencia de un ciclo Rankine de vapor, en el que a la salida de la turbina nos encontramos con mezcla bifásica, debido a la pendiente de la curva de saturación del fluido de trabajo en el diagrama T-s, que pertenece a los conocidos

como “fluidos secos”, a la salida de la turbina no se produce condensación y tenemos vapor sobrecalentado. Este vapor, que contiene una considerable cantidad de energía térmica aún, se aprovecha para ceder parte de la misma en el regenerador para así, además, facilitar el proceso de condensación que tiene lugar justo después en el condensador.

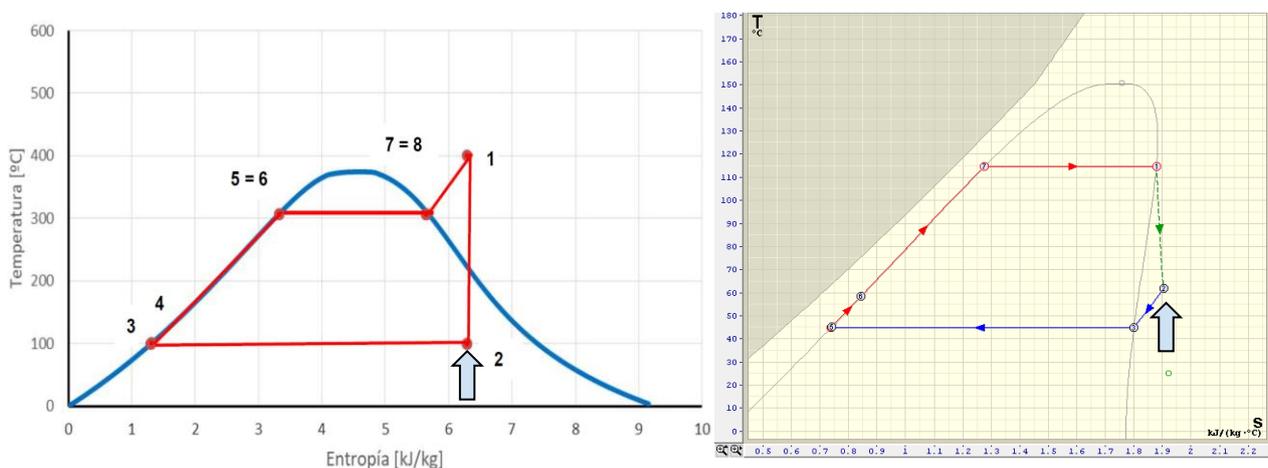


Figura 35 (A) Diagrama T-s de agua para ciclo Rankine. Fuente: (García Afonso 2022) (B) Diagrama T-s del butano para un ciclo ORC. Fuente: (Fariña González 2022)

El fluido de trabajo, tras haber cedido calor al fluido de refrigeración de la planta, abandona el condensador como líquido saturado y es bombeado para comenzar de nuevo el ciclo.

### 7.1.1. Sistemas de refrigeración

Todas las unidades condensadoras en centrales eléctricas binarias son cerradas, lo que significa que el fluido de trabajo no tiene contacto con el refrigerante. Hay tres tipos principales de sistemas de refrigeración utilizados en estas centrales: *refrigeración directa con agua*, *torres de enfriamiento evaporativo* y *condensadores enfriados por aire* (Mendrinós, Kontoleonos, and Karystas). Todos estos sistemas emplean intercambiadores de calor cerrados debido a que el fluido de trabajo circula en un circuito cerrado.

## Refrigeración líquida

En esta categoría, el fluido refrigerante que circula por el condensador y absorbe el calor del fluido de trabajo es agua. Generalmente, se bombea (si fuera necesario) y se transporta desde grandes masas de agua como pueden ser ríos, lagos o desde el mar. El agua tiene mayor estabilidad térmica que el aire, por lo que se dispone de un fluido refrigerante cuya temperatura va a ser relativamente constante y que no se ve apenas afectada por las condiciones ambientales.

El principal problema de este tipo de refrigeración surge de la necesidad de contar con una gran masa de agua para realizar la refrigeración, además de costes añadidos debido al mantenimiento necesario en tuberías y equipos de bombeo para asegurar que no se produce corrosión e incrustación.

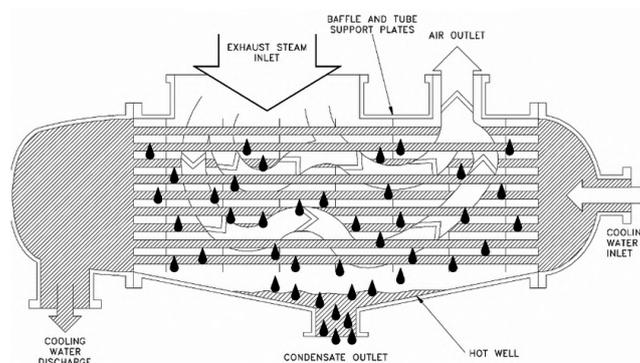


Figura 36 Condensador de tubo y carcasa de paso simple. Fuente: (Fariña González 2022).

## Refrigeración mediante torre de enfriamiento

La torre de enfriamiento es lo que se conoce como enfriador evaporativo. En este tipo de instalaciones, el agua caliente que sale del condensador es llevada a la torre de enfriamiento donde se rocía desde la parte superior. El aire del ambiente entra a la torre desde la parte inferior de esta y sale por la parte superior. Cuando las gotas de agua caen bajo la influencia de la gravedad, una pequeña fracción de agua se evapora y enfría el agua restante debido a que se evapora la película exterior de la gota que se pone en contacto con el aire; este proceso requiere absorber energía (calor latente de evaporación), dicha energía es tomada de la propia gota, provocando entonces el denominado enfriamiento evaporativo.

El agua enfriada se acumula en el fondo de la torre y se bombea de nuevo al condensador para recoger más energía procedente del fluido de trabajo. El agua de reposición debe añadirse al ciclo para sustituir el agua perdida por la evaporación y por el arrastre de agua; en el caso de plantas geotérmicas de tipo Flash se puede emplear como agua de refrigeración una porción del propio fluido geotérmico (el porcentaje que no se reinyecta) una vez ha sido condensado.

Si la circulación del aire en la torre la proporciona un ventilador, a esta torre se la clasifica como torre de enfriamiento de tiro forzado. Otro tipo muy empleado de torre es la torre de enfriamiento de tiro natural, que se asemeja a una gran chimenea, de manera que el aire asciende debido a una diferencia de densidad.

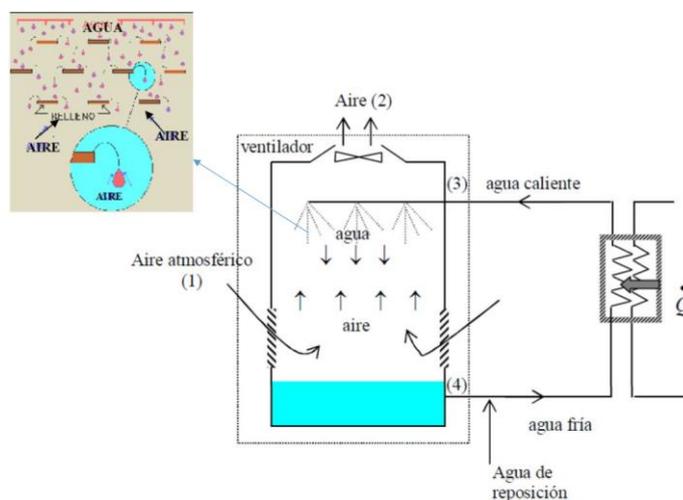


Figura 37 Esquema de funcionamiento de una torre de enfriamiento. Fuente: (Negrín Orán 2021).

### *Refrigeración seca por aire (Dry-cooling)*

Los condensadores enfriados por aire son utilizados en lugares donde no se dispone de agua o donde su uso está restringido por razones ambientales. La eficiencia de estos condensadores depende en gran medida de las condiciones ambientales, por lo que presentan buena eficiencia en climas fríos y son más efectivos durante el invierno, cuando las temperaturas son muy bajas.

De la misma manera, su mayor inconveniente es esto mismo, su eficiencia depende de la temperatura y la humedad del aire circundante, ya que las

variaciones en las condiciones climáticas a lo largo del año pueden afectar la producción de energía de la planta, como ocurre durante los días calurosos del verano, cuando la capacidad de enfriamiento podría resultar insuficiente.

La disminución de la capacidad de enfriamiento del condensador reduce la capacidad de producción de la planta. En regiones con clima continental, la producción puede disminuir considerablemente durante el día debido a la insuficiente capacidad de enfriamiento. En este caso de estudio, en concreto, el acceso a agua de mar supondría un coste excesivamente alto debido a la distancia hacia la costa y la elevación a la que se encuentra el emplazamiento (Vilafior de Chasna), por lo que a la hora de diseñar y simular la planta de ciclo binario, se ha optado por una refrigeración mediante aerocondensadores para realizar la refrigeración seca.



Figura 38: Aerocondensadores adiabáticos EVAPCO y esquema de funcionamiento. Fuente: ("EVAPCO").

Por otra parte, se ha seleccionado esta opción, ya que el clima en Canarias, concretamente en la ubicación elegida, no presenta una variación muy significativa de temperatura si lo comparamos con otros emplazamientos de clima continental. Los valores de temperatura media mensuales oscilan entre 15 °C el mes más frío y 22 °C el más cálido, siendo 18,7 °C la media anual de temperatura ("pvgis", 2023).

Teniendo en cuenta dichos valores, se han llevado a cabo las simulaciones y optimizaciones de planta para cada uno de esos valores de temperatura ambiente.

## 7.1.2. Modelado mediante CycleTempo

Para el modelado y simulación de los ciclos se ha empleado el programa CycleTempo. Se trata de un software bastante completo, trabaja con FluidProp y cuenta con las propiedades termodinámicas de gran variedad de fluidos para trabajar con ellos. Permite modelar ciclos termodinámicos al completo de manera intuitiva y gráfica, de forma que el diseño del ciclo es bastante cómodo y sencillo.

Una vez se han introducido los parámetros correctos que permitan al programa simular los ciclos, este devuelve las variables de flujo másico, temperatura, presión y entalpía en cada punto, además de potencia consumida/generada en los equipos correspondientes como turbinas o bombas. Además de ello, es capaz de realizar varios diagramas, como el diagrama T-Q en intercambiadores de calor o el diagrama T-s aunque este último únicamente si se trabaja con agua.

p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	

Figura 39 Leyenda de variables de salida de CycleTempo. Fuente: CycleTempo.

El diseño de la planta de ciclo binario ORC regenerativo con refrigeración seca y cuyo fluido de trabajo es butano realizado para las simulaciones es el siguiente:

### PLANTA DE CICLO BINARIO ORC REGENERATIVO

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

FLUIDO DE TRABAJO: BUTANO

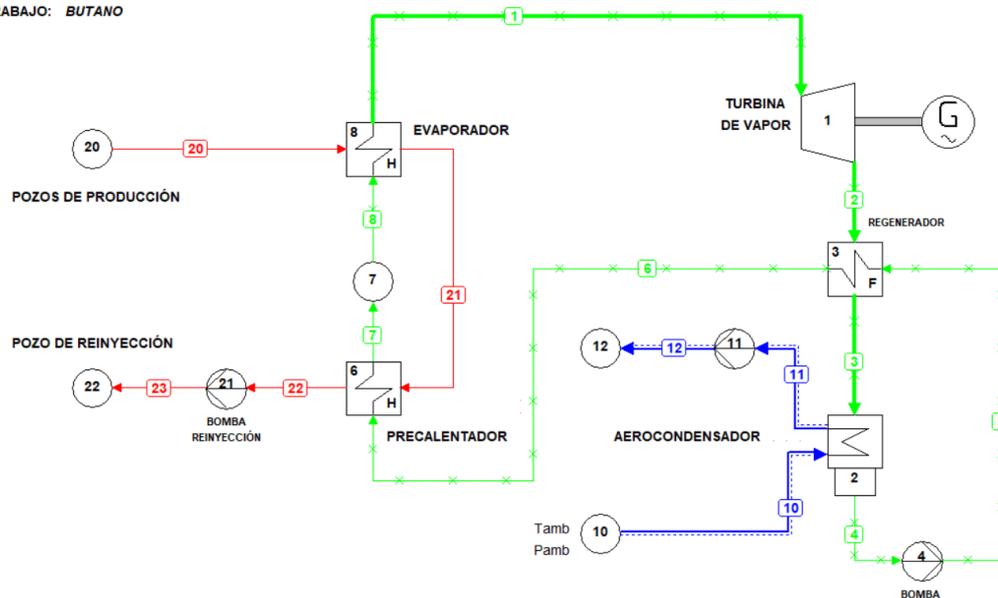


Figura 40: Esquema de la planta de ciclo binario ORC regenerativo con refrigeración seca. Fuente: Elaboración propia.

Todas las simulaciones que se describen en este capítulo y todas aquellas llevadas a cabo para realizar los gráficos de optimización y diseño de la planta se pueden encontrar en el *Anexo II: Simulaciones realizadas en Cycle-Tempo*.

### Parámetros fijados

A continuación, se muestran los valores para los parámetros de funcionamiento del ciclo que permanecen constantes durante las diferentes simulaciones para esta configuración de planta.

- Temperatura del fluido geotérmico: 180 °C
- Presión del yacimiento: 11 bar
- Caudal másico del fluido geotérmico: 224,76 kg/s

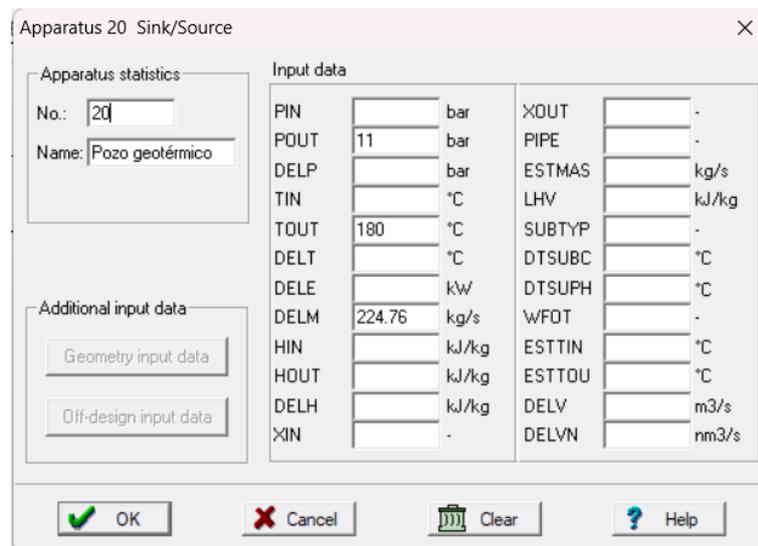


Figura 41 Parámetros de entrada a CycleTempo fijos del recurso geotérmico para la planta binaria.

- Rendimiento isentrópico bombas: 75%
- Rendimiento isentrópico turbina: 85%
- Rendimiento alternador: 95%
- DELTH Precalentador (Pinch point): 10 °C
- DELTH Regenerador: 20 °C
- DELTH Condensador: 5 °C

DELTH: Diferencia terminal de temperatura (ver Figura 42)

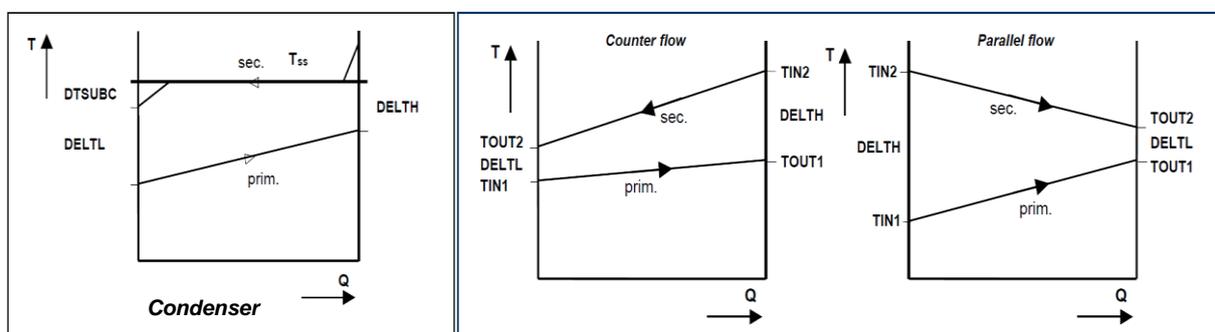


Figura 42 Diagrama T-Q y parámetros de intercambiadores de calor (A) Condensador (B) Contraflujo (C) Flujo paralelo. Fuente: CycleTempo Reference Guide.

- Pérdidas de carga:
  - Precalentador (circuito caliente): 0,01 bar

- Evaporador (circuito caliente): 0,01 bar
- Condensador (circuito frío):  $2 \cdot 10^{-4}$  bar

En el resto de equipos se consideran despreciables los efectos de las pérdidas de carga.

### *Parámetros variables*

Con el objetivo de optimizar el ciclo ORC según la variación de las condiciones ambientales, se han realizado diferentes simulaciones modificando ciertos parámetros que se exponen a continuación, aparte de los valores de temperatura del aire ambiente empleado para el sistema de refrigeración.

Para la ubicación estipulada de la planta, los valores de temperatura y presión media mensuales han sido tomados de la herramienta online PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) de la Unión Europea. A través de dicha herramienta se puede obtener el Año Meteorológico Típico (TMY, Typical Meteorological Year en inglés) que es el conjunto de datos meteorológicos con valores horarios de un año completo para un emplazamiento concreto. Los datos se seleccionan de una serie temporal de valores horarios de varios años (normalmente 10 o más). Esta herramienta de PVGIS permite visualizar interactivamente todos los datos o descargarlos como un archivo de texto.

Tabla 1 Temperaturas y presiones medias mensuales en Vilaflor. Fuente: PVGIS

MES	TEMPERATURA (°C)	PRESIÓN (bar)
ENERO	15,35	0,8801
<b>FEBRERO</b>	<b>15,07</b>	<b>0,8793</b>
MARZO	16,75	0,8767
ABRIL	18,36	0,8761
MAYO	17,17	0,877
JUNIO	21,02	0,8773
<b>JULIO</b>	<b>22,23</b>	<b>0,8764</b>
AGOSTO	22,22	0,8753
SEPTIEMBRE	21,82	0,8751
OCTUBRE	20,49	0,8752
NOVIEMBRE	17,03	0,8778
DICIEMBRE	16,34	0,8828
<b>MEDIA</b>	<b>18,69</b>	<b>0,8774</b>

Para la optimización de la planta tomaremos el valor mínimo (febrero), máximo (julio) y la media total. Esto es, 15,07 °C, 22,23 °C y 18,69 °C.

Debido a que el intercambio de calor en el condensador está limitado por las condiciones ambientales y el valor de DELTH (diferencia de temperatura entre salida del fluido refrigerante y temperatura de condensación), el valor de presión de condensación mínima aceptable común a los 3 valores de temperatura ambiente para que funcione el ciclo correctamente para el fluido de trabajo escogido (butano) es de 3 bar, ya que su temperatura crítica a esta presión es de 31,9 °C (“NIST WebBook”).

Los valores de presión en el condensador con los que se ha trabajado han sido inferiores a 5 bar en todos los casos, llegando hasta el límite permitido por las condiciones ambientales y los parámetros de funcionamiento del condensador.

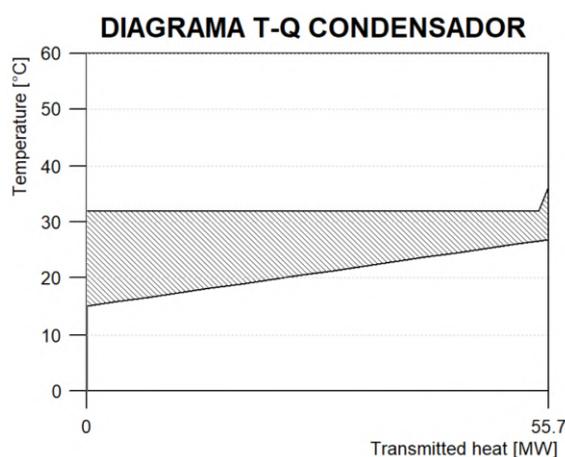


Figura 43 Diagrama T-Q del condensador para  $T_{amb}$  15 °C y presión de condensación 3 bar. Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, debido a las condiciones de temperatura del fluido geotérmico, cuyo valor es 180 °C, se establece un valor de temperatura de entrada a la turbina de 160 °C y una presión de 30 bar para garantizar un ligero sobrecalentamiento.

Este valor de 30 bar se ha modificado y se han realizado las simulaciones tanto para presión de entrada a turbina de 25 bar como para 20 bar. En este último caso, para reducir el sobrecalentamiento tan grande al bajar la presión, se decidió

establecer una temperatura de entrada a turbina algo inferior, siendo 155 °C el nuevo valor.

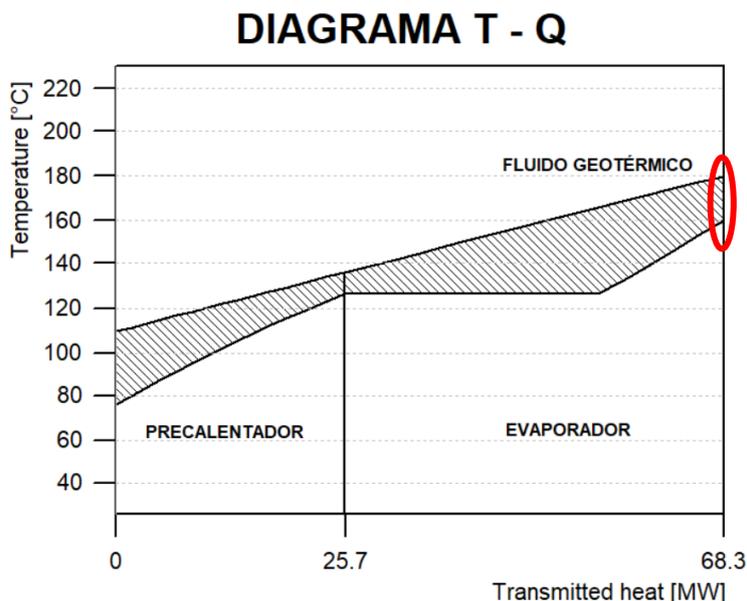


Figura 44 Diagrama T-Q precalentador + evaporador. Diferencia de temperatura entre T entrada turbina y T recurso geotérmico. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestran en las tablas los resultados obtenidos en las simulaciones al variar la presión de entrada a turbina manteniendo la presión de condensación constante a 3 bar. Se observa que se consigue un mayor rendimiento térmico al trabajar con presión de entrada a turbina 25 bar, por lo que las siguientes simulaciones en las que se trabaja con variaciones de presión de condensación y condiciones ambientales se realizarán manteniendo constantes las condiciones de entrada a turbina ( $T = 160 \text{ °C}$  ;  $p = 25 \text{ bar}$ ). El parámetro “rendimiento térmico ( $\eta$ )” ha sido calculado como:

$$\eta = \frac{W_{net}}{Q_{in}} \quad (2)$$

Tabla 2 Parámetros obtenidos al variar condiciones de entrada a turbina. Fuente: Elaboración propia.

<b>p1</b>	<b>25 bar</b>				
<b>pcond</b>	<b>3 bar</b>		<b>Tcond</b>	<b>31,9 °C</b>	
<b>Tamb</b>	<b>18,69 °C</b>		<b>15,07 °C</b>		<b>22,23 °C</b>
<b>pamb</b>	<b>0,877 bar</b>		<b>0,879 bar</b>		<b>0,876 bar</b>
<b>T1</b>	<b>160 °C</b>		<b>160 °C</b>		<b>160 °C</b>
<b>T reinyecc</b>	<b>109 °C</b>		<b>109 °C</b>		<b>109 °C</b>
<b>Wtv</b>	<b>12,69 MW</b>		<b>12,69 MW</b>		<b>12,69 MW</b>
<b>Wfan</b>	<b>189 kW</b>		<b>131 kW</b>		<b>331 kW</b>
<b>Wnet</b>	<b>11,71 MW</b>		<b>11,76 MW</b>		<b>11,56 MW</b>
<b>Qin</b>	<b>68,27 MW</b>		<b>68,27 MW</b>		<b>68,27 MW</b>
<b>Rend. térmico</b>	<b>17,15%</b>	<b>-</b>	<b>17,23%</b>	<b>-</b>	<b>16,94%</b>

<b>p1</b>	<b>30 bar</b>				
<b>pcond</b>	<b>3 bar</b>		<b>Tcond</b>	<b>31,9 °C</b>	
<b>Tamb</b>	<b>18,69 °C</b>		<b>15,066 °C</b>		<b>22,23 °C</b>
<b>pamb</b>	<b>0,877 bar</b>		<b>0,879 bar</b>		<b>0,876 bar</b>
<b>T1</b>	<b>160 °C</b>		<b>160 °C</b>		<b>160 °C</b>
<b>T reinyecc</b>	<b>110 °C</b>		<b>110 °C</b>		<b>110 °C</b>
<b>Wtv</b>	<b>12,75 MW</b>		<b>12,75 MW</b>		<b>12,75 MW</b>
<b>Wfan</b>	<b>188 kW</b>		<b>130 kW</b>		<b>329 kW</b>
<b>Wnet</b>	<b>11,62 MW</b>		<b>11,68 MW</b>		<b>11,48 MW</b>
<b>Qin</b>	<b>67,90 MW</b>		<b>67,90 MW</b>		<b>67,90 MW</b>
<b>Rend. termico</b>	<b>17,11%</b>	<b>-</b>	<b>17,19%</b>	<b>-</b>	<b>16,90%</b>

<b>p1</b>	<b>20 bar</b>				
<b>pcond</b>	<b>3 bar</b>		<b>Tcond</b>	<b>31,9 °C</b>	
<b>Tamb</b>	<b>18,69 °C</b>		<b>15,066 °C</b>		<b>22,23 °C</b>
<b>pamb</b>	<b>0,877 bar</b>		<b>0,879 bar</b>		<b>0,876 bar</b>
<b>T1</b>	<b>155 °C</b>		<b>155 °C</b>		<b>155 °C</b>
<b>T reinyecc</b>	<b>105 °C</b>		<b>105 °C</b>		<b>105 °C</b>
<b>Wtv</b>	<b>12,73 MW</b>		<b>12,73 MW</b>		<b>12,73 MW</b>
<b>Wfan</b>	<b>203 kW</b>		<b>141 kW</b>		<b>357 kW</b>
<b>Wnet</b>	<b>11,86 MW</b>		<b>11,92 MW</b>		<b>11,70 MW</b>
<b>Qin</b>	<b>72,83 MW</b>		<b>72,83 MW</b>		<b>72,83 MW</b>
<b>Rend. termico</b>	<b>16,28%</b>	<b>-</b>	<b>16,36%</b>	<b>-</b>	<b>16,07%</b>

Se procede a explicar los términos expuestos en la tabla y la manera en la que se definen:

- p1: presión de entrada a la turbina.
- p<sub>cond</sub>: presión en el condensador.
- T<sub>amb</sub>: temperatura ambiente.

- $p_{amb}$ : presión ambiente.
- $T_{reinyecc}$ : temperatura de reinyección del fluido geotérmico.
- $W_{tv}$ : potencia bruta desarrollada por la turbina
- $W_{fan}$ : consumo de potencia del ventilador del sistema de refrigeración
- $W_{net}$ : potencia neta desarrollada por la turbina.

$$- \quad W_{net} = W_{tv} - W_b - W_{fan} - W_{geo}$$

*\* $W_b$ ,  $W_{geo}$  no se muestran en la Tabla 2.*

- $W_b$ : Consumo de la bomba de condensado
- $W_{geo}$ : Consumo de la boma de reinyección del fluido geotérmico
- $Q_{in}$ : Calor absorbido por el fluido de trabajo en el precalentador + evaporador

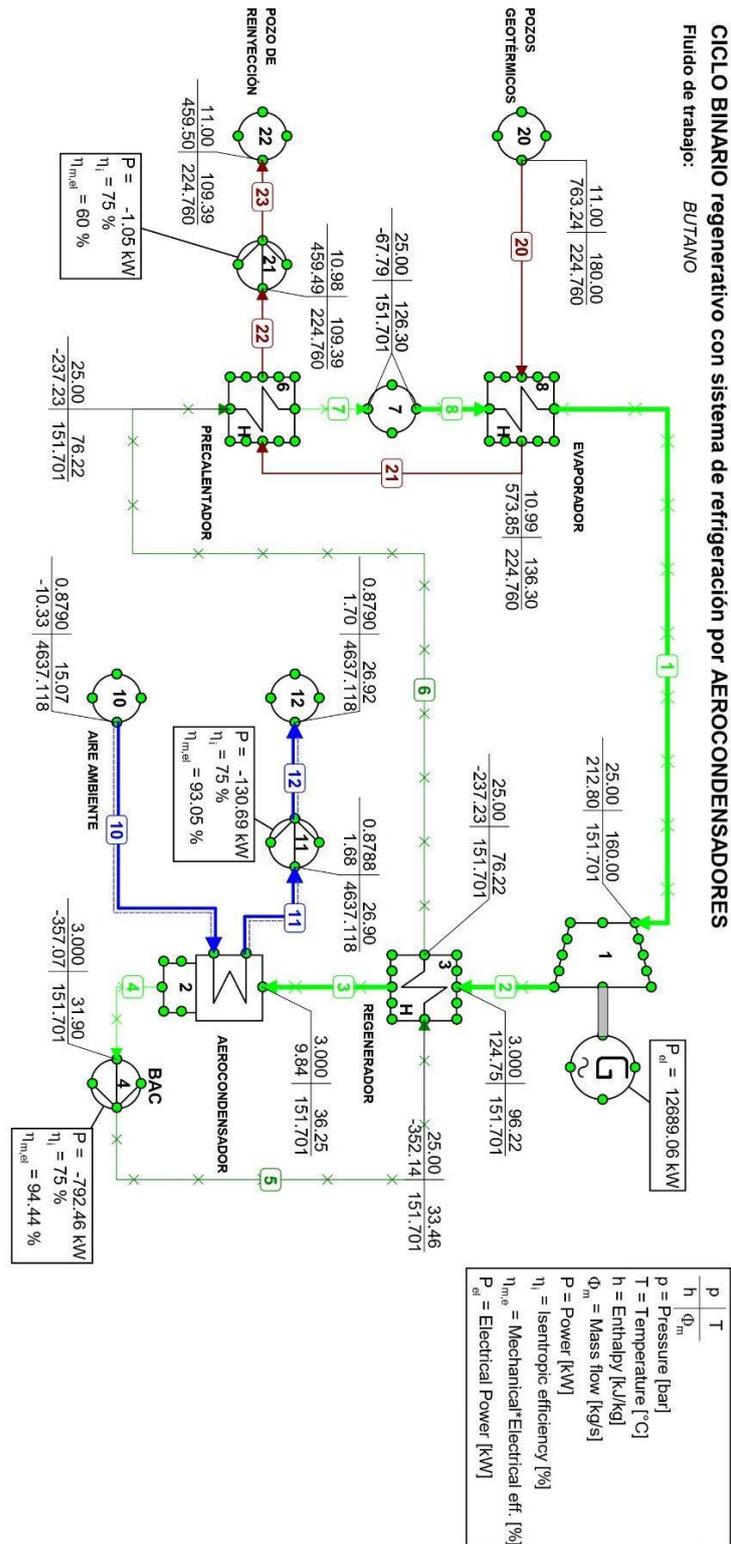


Figura 45 Simulación planta binaria ORC. p1: 25 bar; p2: 3 bar; T amb: 15 °C

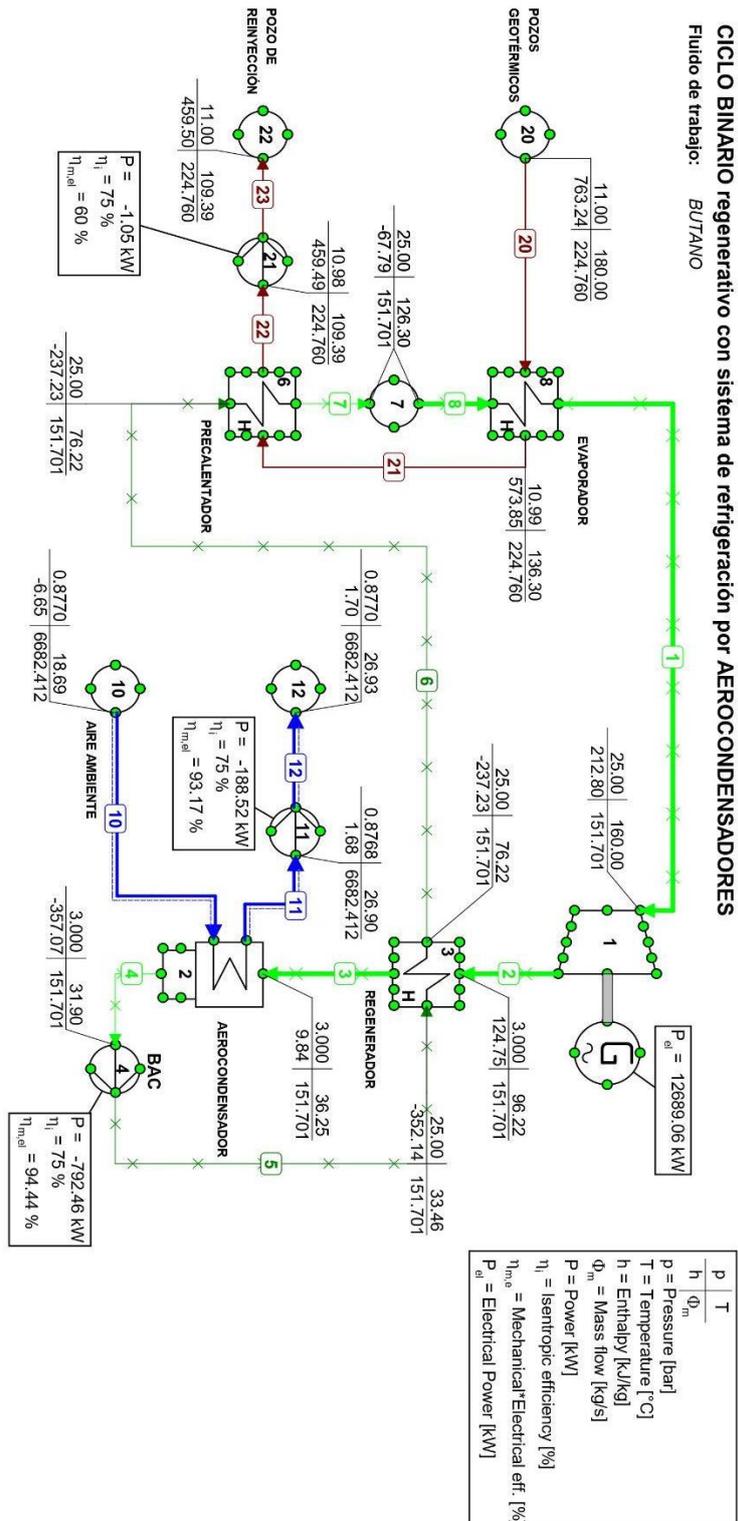


Figura 46 Simulación planta binaria ORC. p1: 25 bar; p2: 3 bar; T amb: 18,7 °C

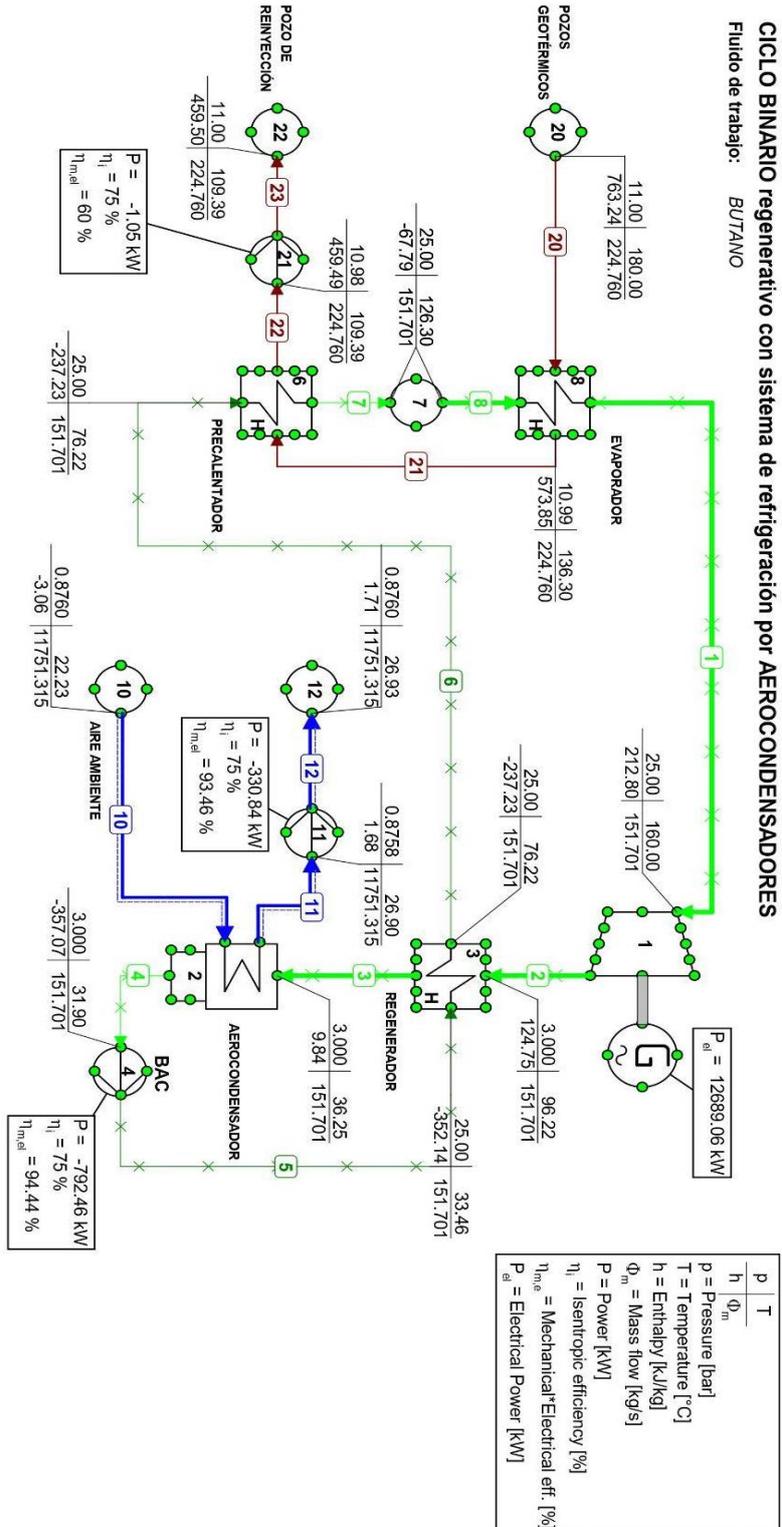


Figura 47 Simulación planta binaria ORC. p1: 25 bar; p2: 3 bar; T amb: 22,23 °C

Habiendo fijado las condiciones de entrada a turbina, y con el objetivo de estudiar el impacto que tienen las condiciones ambientales en la operación de la planta, se estudiará la planta en tres situaciones ambientales diferentes. Según los datos obtenidos por PVGIS, se estudiará la operación a:

1. Temperatura media anual: 18,69 °C
2. Temperatura media mensual mínima: 15,07 °C
3. Temperatura media mensual máxima: 22,23 °C

Para cada uno de estos escenarios, se variará la presión de condensación del fluido de trabajo para estudiar el comportamiento y rendimiento de la instalación.

Conociendo los valores de temperatura ambiente, temperaturas de saturación del butano y habiendo añadido el parámetro DELTH del condensador como valor fijo de 5 °C (generalmente se conoce a este valor como Pinch point), ya nos podemos hacer una idea de los valores de presión de condensación en los que trabajaremos.

El valor de DELTH determina la diferencia de temperatura entre la temperatura de condensación del fluido de trabajo y la temperatura de salida del fluido refrigerante, en este caso, el aire ambiente. A menor presión, menor será la temperatura de condensación, por lo que, a mayor temperatura ambiente, el incremento de temperatura permitido para el aire refrigerante es menor; esto implicaría un mayor caudal para evacuar el calor cedido por el butano, por ende, un mayor consumo del ventilador del condensador debido al mayor gasto másico que debe trasegar.

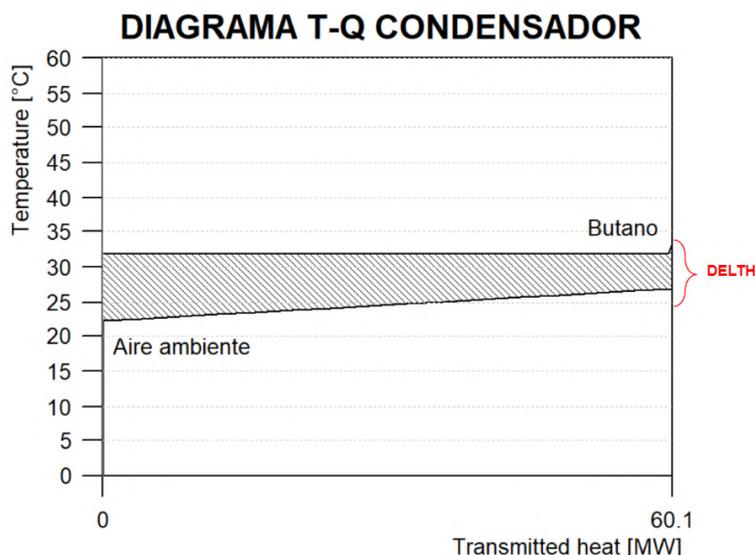


Figura 48 Parámetro DELTH en diagrama T-Q del condensador.

Fijándonos en la figura anterior, a menor temperatura ambiente, más baja puede ser la temperatura de condensación, lo que significa que también podemos reducir la presión de condensación. Esto, teniendo fijadas unas condiciones de entrada a turbina significa, como veremos más adelante, una mayor potencia desarrollada por la turbina.

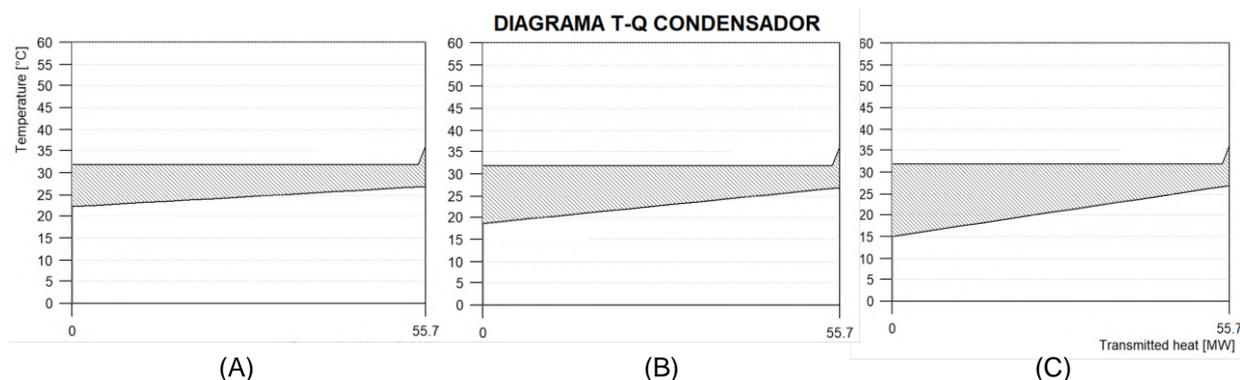


Figura 49 Diagrama T-Q condensador para  $p_{cond}$  3 bar y  $T_{amb}$  (A) 22,23 °C (B) 18,7 °C (C) 15,07 °C. Fuente: Elaboración propia.

### 7.1.3. Resultados obtenidos

En las siguientes gráficas se muestran los resultados de potencia neta y rendimiento térmico de la planta según el valor de la presión de condensación.

Estos valores se han obtenido para cada una de las tres situaciones ambientales ya definidas.

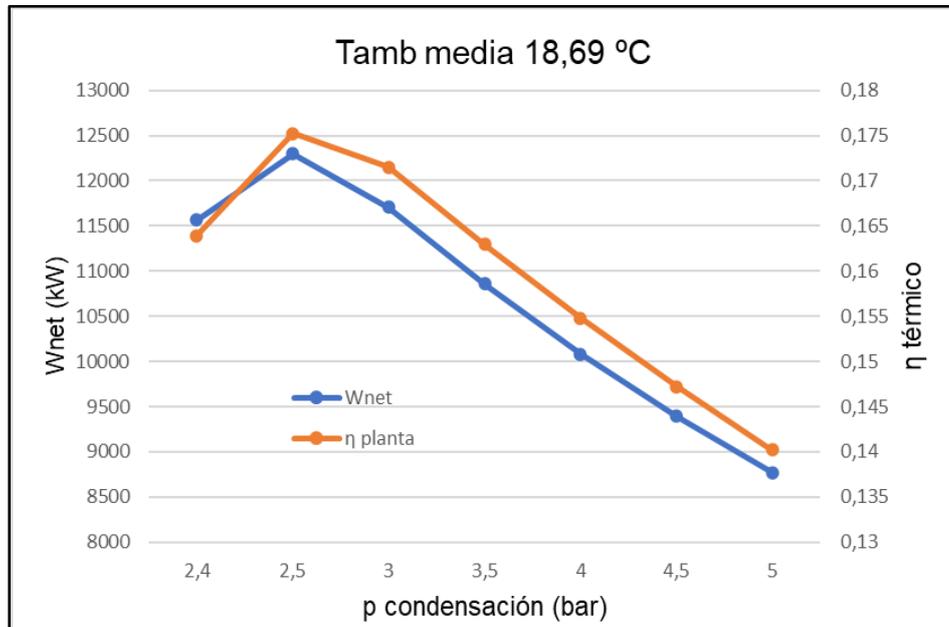


Figura 50 Potencia neta y rendimiento de la planta según la presión de condensación a temperatura ambiente 18,69 °C. Fuente: elaboración propia.

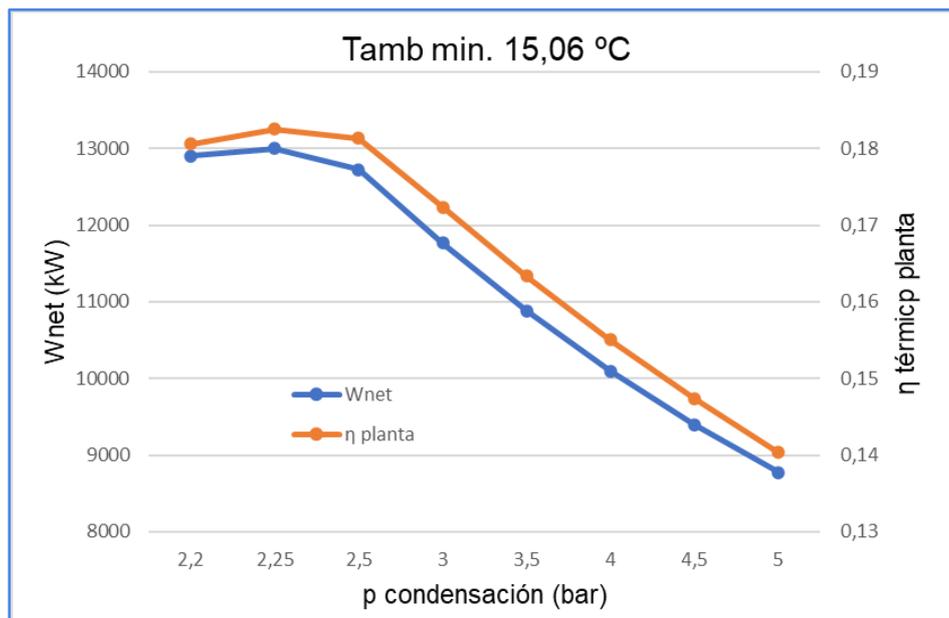


Figura 51 Potencia neta y rendimiento de la planta según la presión de condensación a temperatura ambiente 15,07 °C. Fuente: elaboración propia.

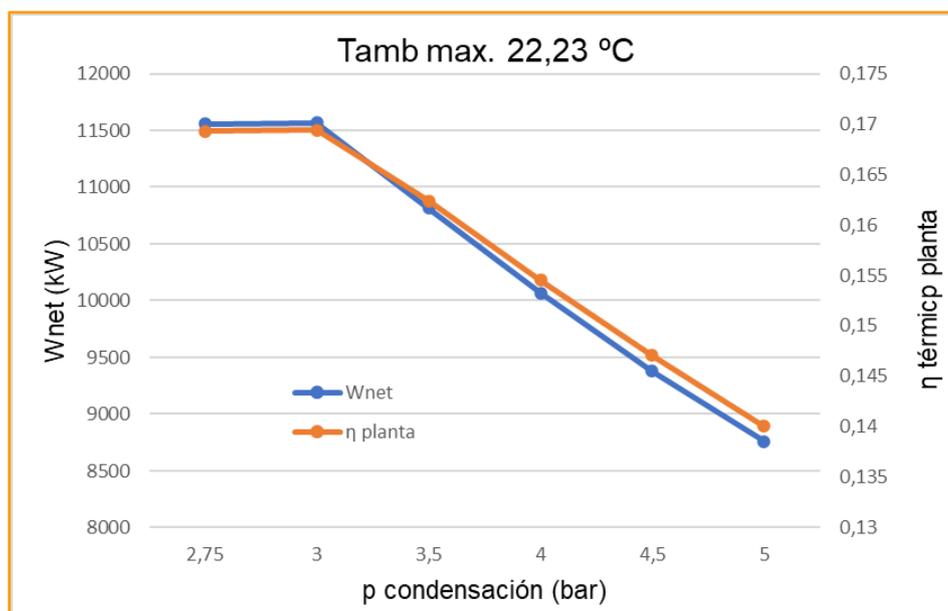


Figura 52 Potencia neta y rendimiento de la planta según la presión de condensación a temperatura ambiente 22,23 °C. Fuente: elaboración propia.

Se aprecia cómo, a medida que disminuimos la presión de condensación, tanto la potencia neta como el rendimiento térmico de la planta aumenta hasta llegar a un máximo. Este punto máximo tiene relación directa con la temperatura ambiente, ya que cuanto más baja es la temperatura, más baja es la presión de condensación a la que tiene lugar este rendimiento y potencia máximos. Observamos que, para la temperatura media anual, el máximo ocurre a una presión de condensación de 2,5 bar; para el valor de temperatura ambiente más alto, esta presión es 3 bar, y para la temperatura más fría, la presión de condensación de máximo rendimiento es 2,25 bar.

Importante observar también la magnitud de estos máximos de rendimiento y potencia neta. A temperatura ambiente más baja, mayor es la potencia y el rendimiento. Se procede a continuación al análisis con más detalle de los valores de potencia neta y rendimiento obtenidos.

En las siguientes gráficas se expone la potencia neta de la planta, calculada con base en la potencia bruta generada por la turbina (teniendo en cuenta el rendimiento del alternador) y el consumo de potencia de todos los equipos auxiliares como son las bombas del ciclo y equipo de refrigeración. Por otro lado, se muestra la evolución de la potencia neta del ciclo ORC, en el que únicamente

se contabiliza el consumo auxiliar de la bomba de condensado y no se tiene en cuenta el consumo del ventilador en el condensador.

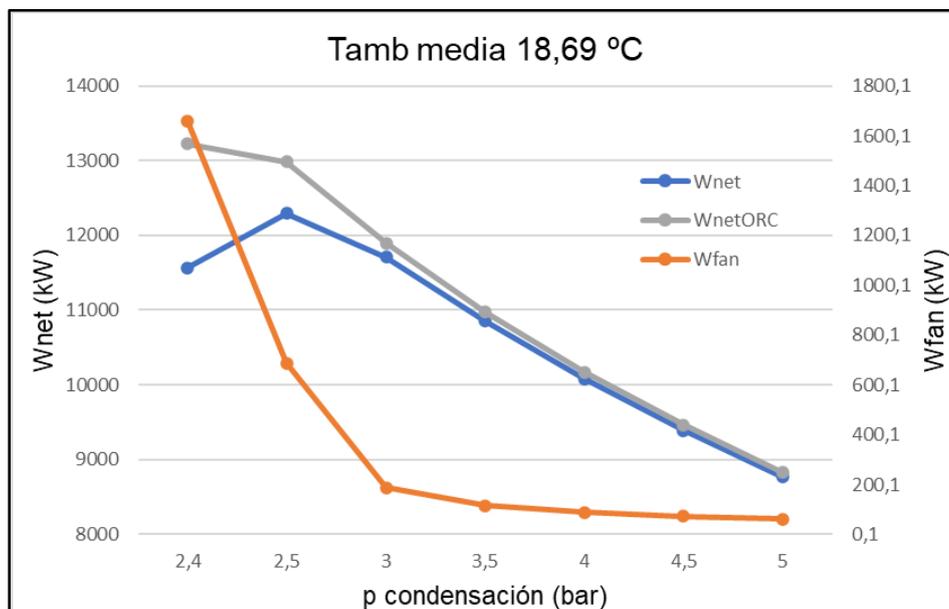


Figura 53 Potencia neta de la planta, del ciclo, y consumo del ventilador del condensador en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 18,69 °C. Fuente: Elaboración propia.

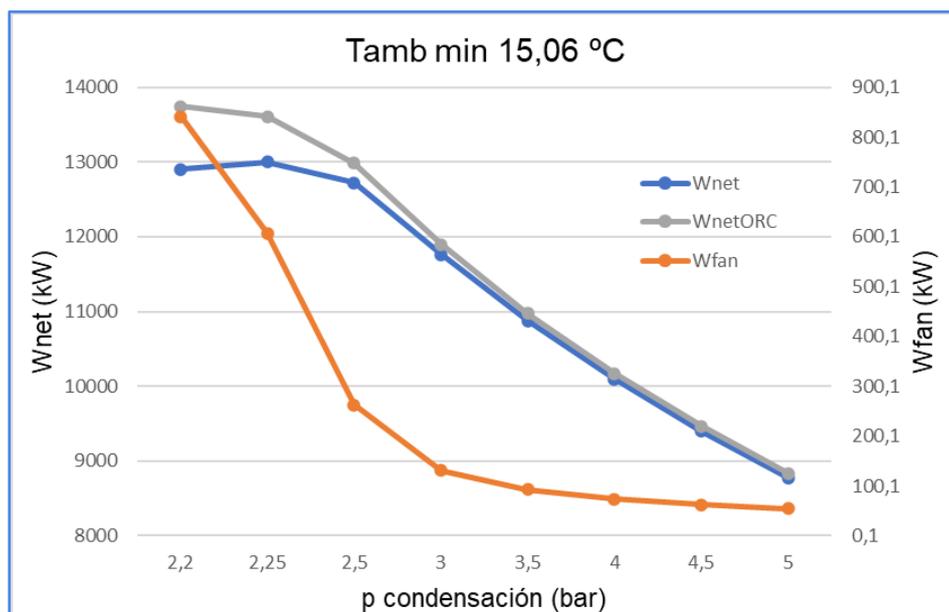


Figura 54 Potencia neta de la planta, del ciclo, y consumo del ventilador del condensador en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 15,07 °C. Fuente: Elaboración propia.

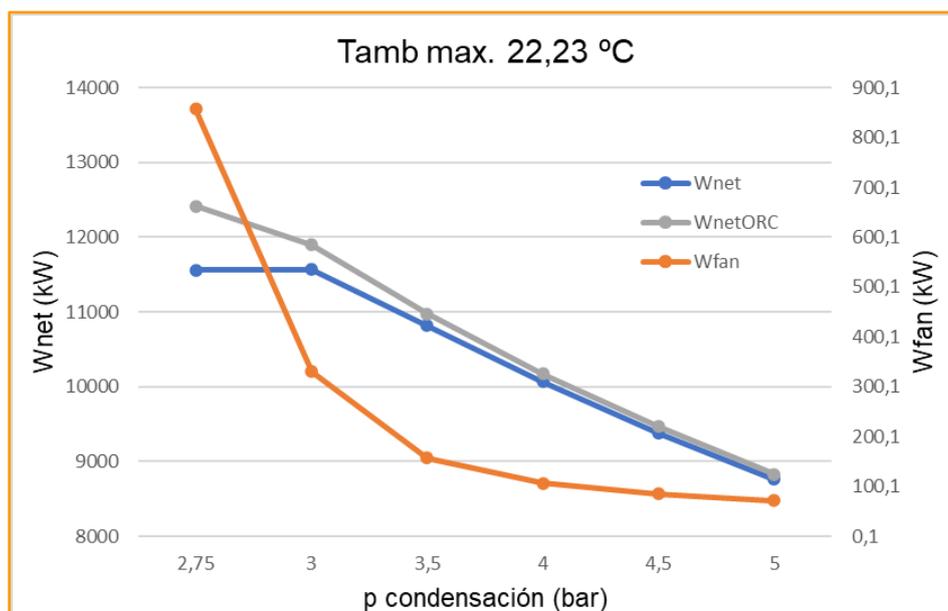


Figura 55 Potencia neta de la planta, del ciclo, y consumo del ventilador del condensador en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 22,23 °C. Fuente: Elaboración propia.

Definimos los parámetros de potencia como:

- Potencia bruta generada por la turbina:  $W_{tv}$
- Potencia consumida por el ventilador del condensador:  $W_{fan}$
- Potencia consumida por la bomba de salida del condensador:  $W_b$
- Potencia consumida por la bomba de reinyección del fluido geotérmico:  $W_{geo}$
- Potencia neta de la planta:  $W_{net} = W_{tv} - W_b - W_{geo} - W_{fan}$  (4)
- Potencia neta del ciclo ORC:  $W_{net, ORC} = W_{tv} - W_b$  (5)

Podemos apreciar que la potencia neta del ciclo ORC aumenta a medida que bajamos la presión de condensación a diferencia de la potencia de la planta, cuyo valor empieza a disminuir a partir de cierta presión, como ya vimos anteriormente. En estos gráficos se explica el motivo principal, la tercera serie mostrada en los gráficos representa la potencia consumida por el ventilador del condensador ( $W_{fan}$ ), obligado a trabajar con un mayor caudal de aire a medida que disminuye la presión (y temperatura) de condensación para compensar el poco margen de incremento de temperatura permitido para el aire, como ya observamos en los diagramas T-Q anteriores.

De manera análoga, podemos observar esta situación analizando el comportamiento del rendimiento térmico de la planta y el del ciclo ORC por separado. Si definimos el rendimiento térmico como:

$$\eta = \frac{W_{net}}{Q_{in}} \quad (6)$$

Sirviendo esta definición tanto para la planta como para el ciclo, con la única diferencia que para el rendimiento del ciclo ( $\eta_{ORC}$ ),  $W_{net} = W_{net, ORC}$  y teniendo en cuenta que  $Q_{in}$  no depende de las condiciones ambientales, únicamente de las condiciones de condensación, como podemos observar en el siguiente gráfico en el que se aprecia como aumenta la transferencia de calor de forma lineal a medida que disminuye la presión de condensación:

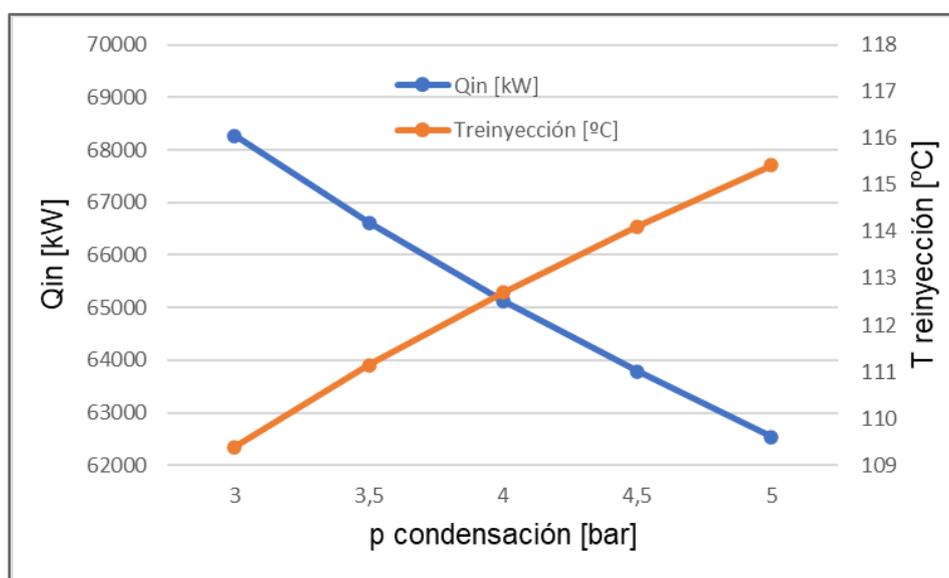


Figura 56 Qin y temperatura de reinyección del fluido geotérmico en función de la presión de condensación.

Podemos apreciar cómo, al mantenerse constante  $Q_{in}$ , pero  $W_{net}$  de la planta verse afectado al disminuir demasiado la temperatura de condensación, el rendimiento térmico de la planta disminuye de manera paralela a la potencia neta, mientras que si solo analizamos el ciclo ORC, éste aumenta tanto su potencia neta como rendimiento a valores más bajos de presión de condensación.

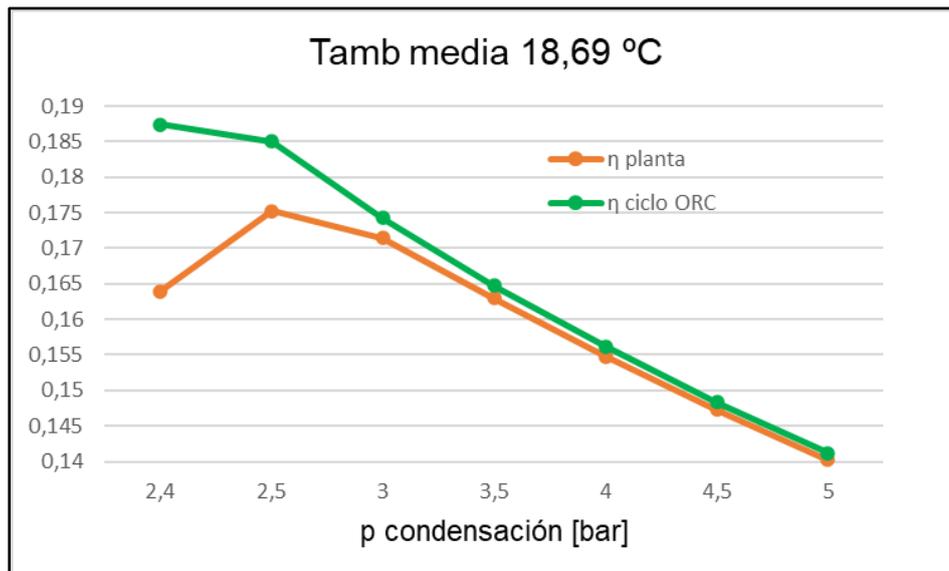


Figura 57 Rendimiento térmico de la planta y del ciclo ORC en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 18,69 °C, Fuente: elaboración propia.

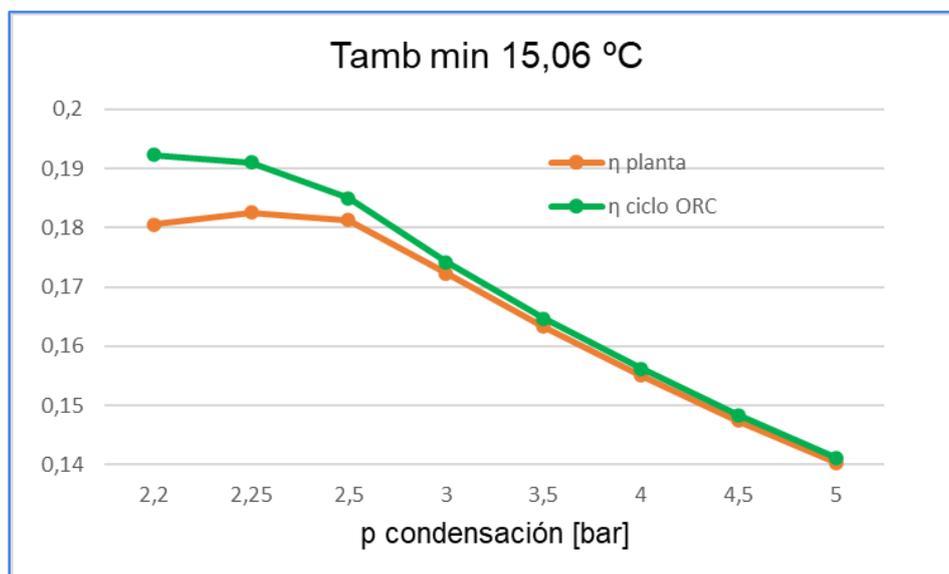


Figura 58 Rendimiento térmico de la planta y del ciclo ORC en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 15,07 °C, Fuente: elaboración propia.

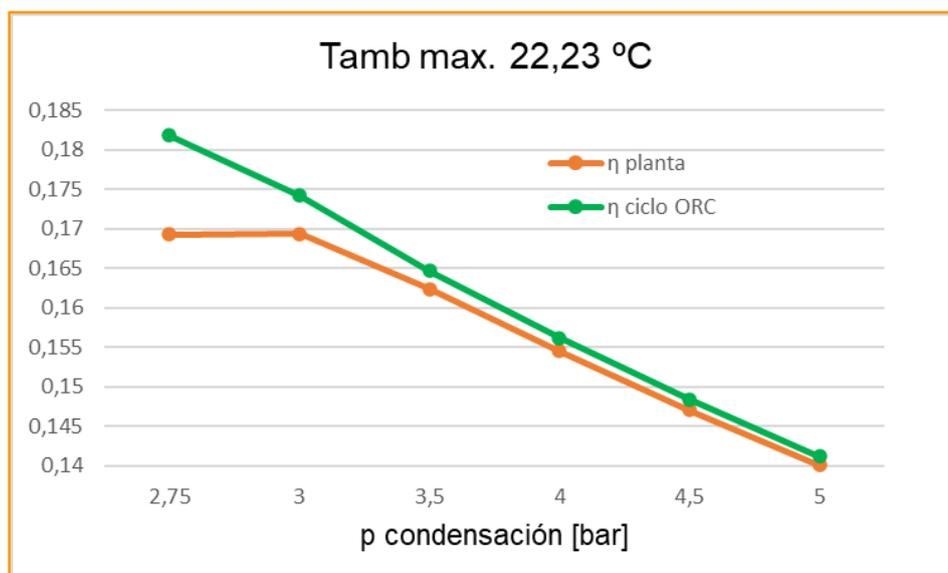


Figura 59 Rendimiento térmico de la planta y del ciclo ORC en función de la presión de condensación a temperatura ambiente 22,23 °C, Fuente: elaboración propia.

Se muestra en la siguiente tabla, para cada temperatura ambiente, los parámetros de funcionamiento en las condiciones en las que la potencia neta es máxima. Recordemos que las condiciones de entrada a turbina son iguales para los tres casos,  $p = 25 \text{ bar}$  y  $T = 160 \text{ °C}$ .

Tabla 3 Parámetros máximos de operación para cada temperatura ambiente.

CICLO BINARIO ORC						
<i>T entrada turbina = 160 °C</i>						
<i>Presión entrada turbina = 25 bar</i>						
T amb	T cond	p cond	T reiny	Wnet, max	Wfan	Wtv
°C	°C	bar	°C	MW	kW	MW
15,07	23,21	2,3	106,51	13,001	477,88	14,281
18,69	27,15	2,6	107,82	12,310	439,69	13,549
22,23	30,77	2,9	109,02	11,663	435,48	12,893

Se confirma que, cuanto más fría sea la temperatura ambiente, más se le permite al ciclo bajar la temperatura de condensación. Bajar la temperatura de condensación va de la mano de una reducción de la presión de condensación, aumentando la relación de expansión, lo que desemboca en más trabajo de la turbina y mayor generación de potencia.

A continuación, se exponen los resultados obtenidos mediante las simulaciones en CycleTempo para las condiciones de trabajo en las que la potencia neta y el rendimiento de la planta son máximos para cada temperatura

ambiente estudiada. Se muestran tanto los esquemas de planta con los resultados como los diagramas T-Q de los intercambiadores de calor que componen las instalaciones.

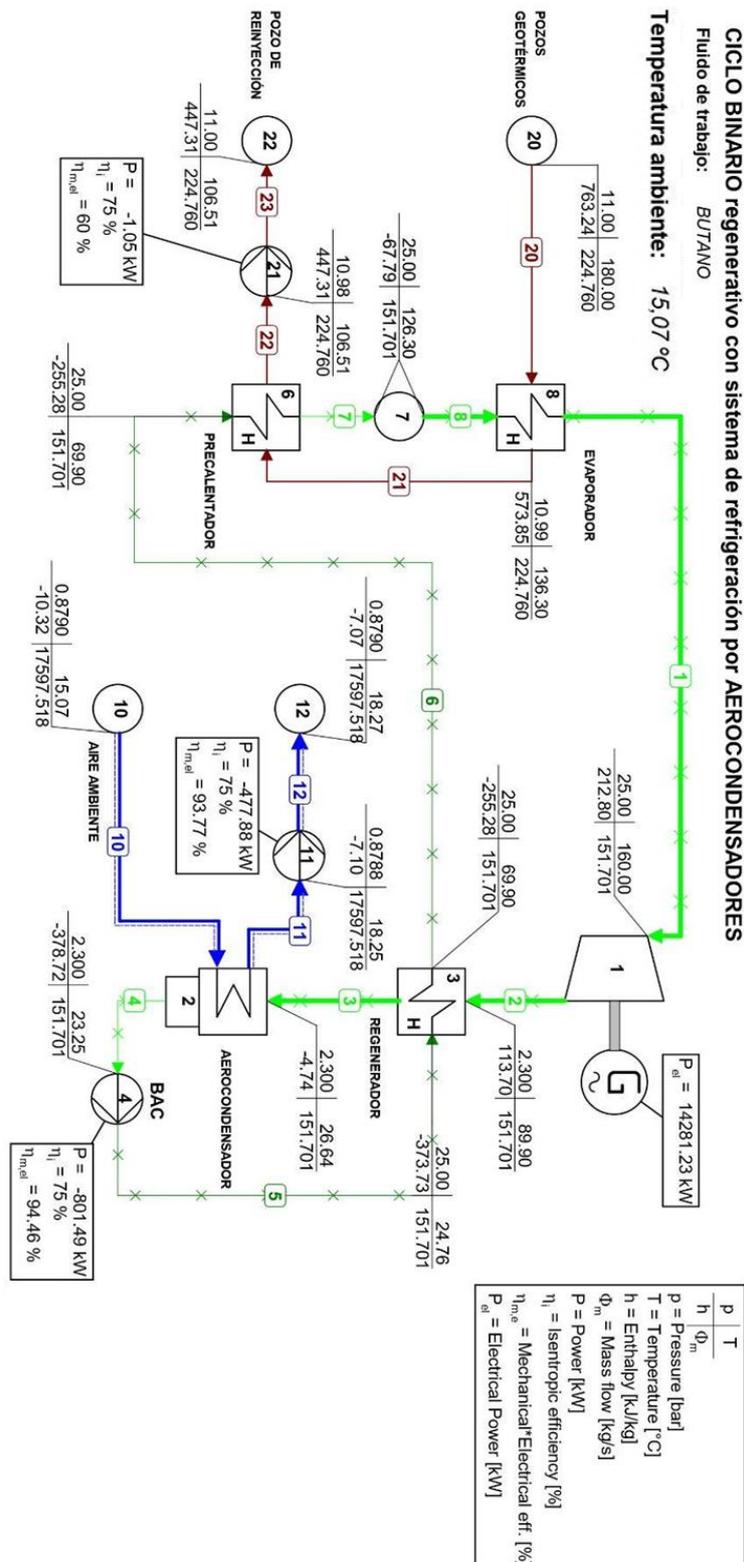


Figura 60 Planta binaria ORC en condiciones de máximo rendimiento y potencia neta a 15,07 °C de temperatura ambiente.



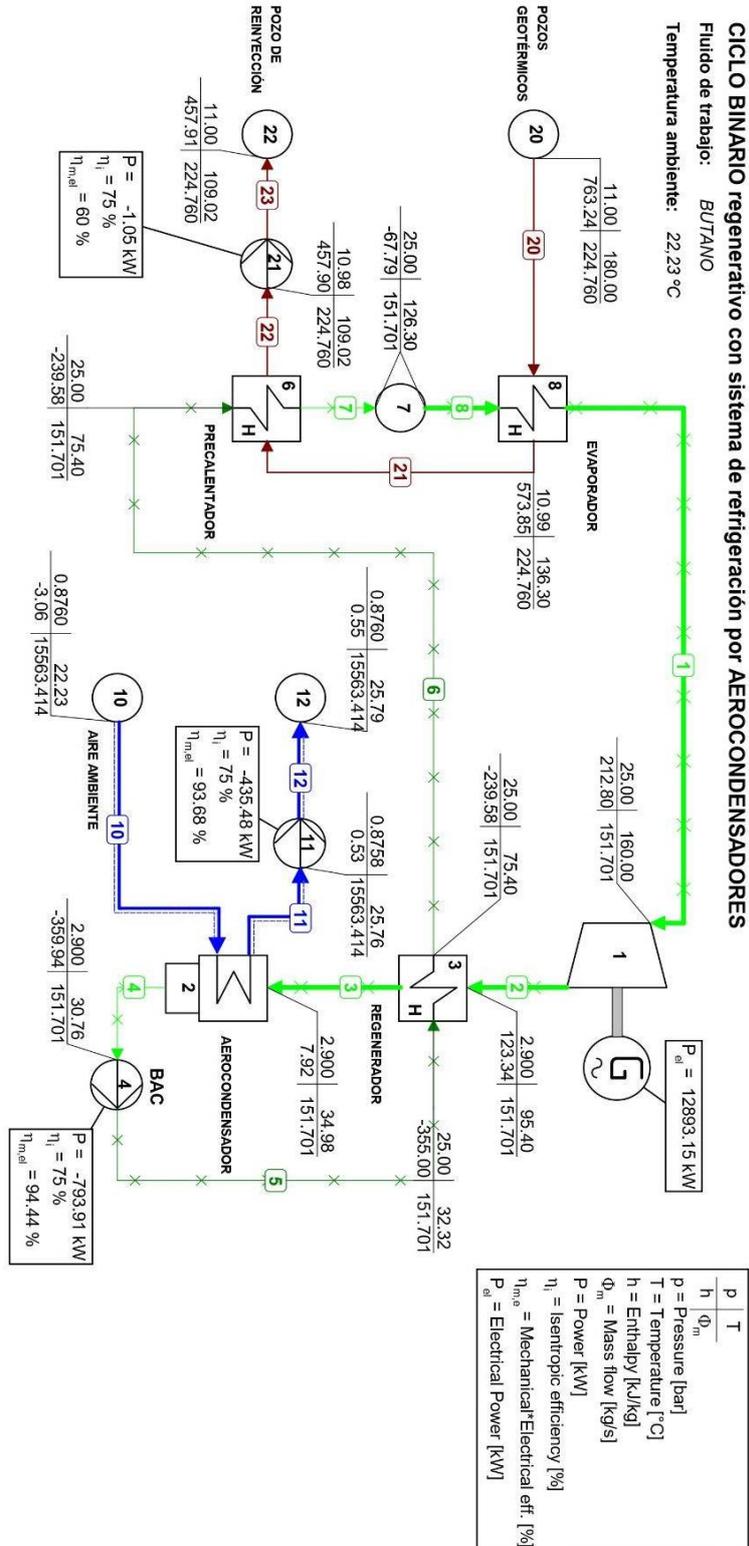


Figura 62 Planta binaria ORC en condiciones de máximo rendimiento y potencia neta a 22,23 °C de temperatura ambiente.

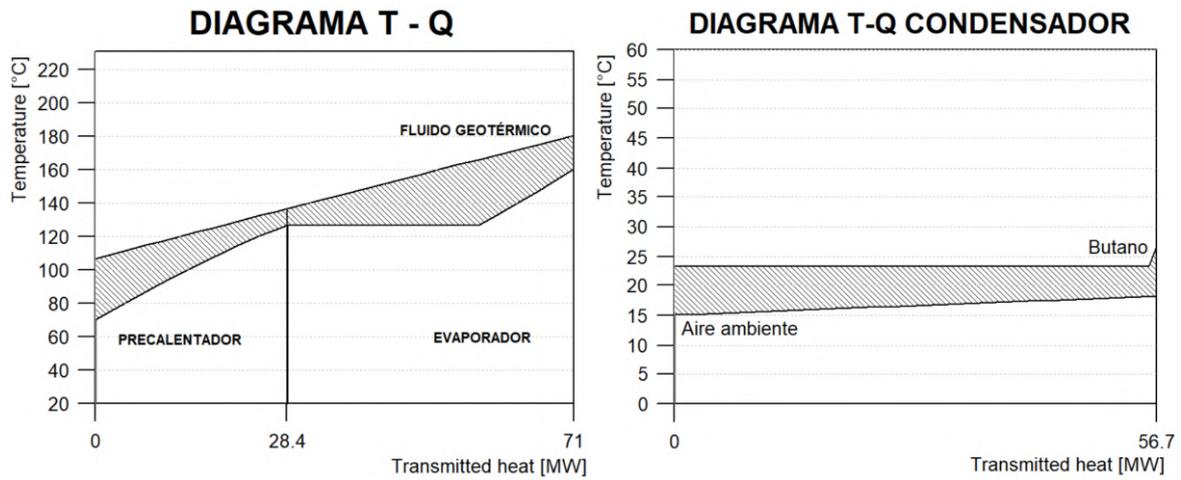


Figura 63 Diagrama TQ Precalentador + Evaporador y condensador:  $T_{amb} = 15,07\text{ °C}$   $p_{cond} = 2,3\text{ bar}$ .

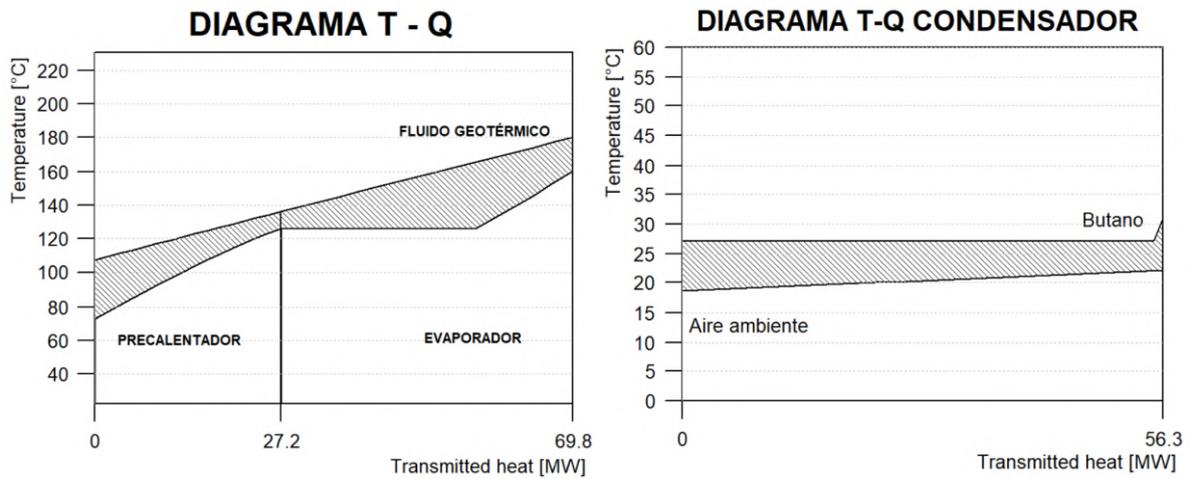


Figura 64 Diagrama TQ Precalentador + Evaporador y condensador:  $T_{amb} = 18,7\text{ °C}$   $p_{cond} = 2,6\text{ bar}$

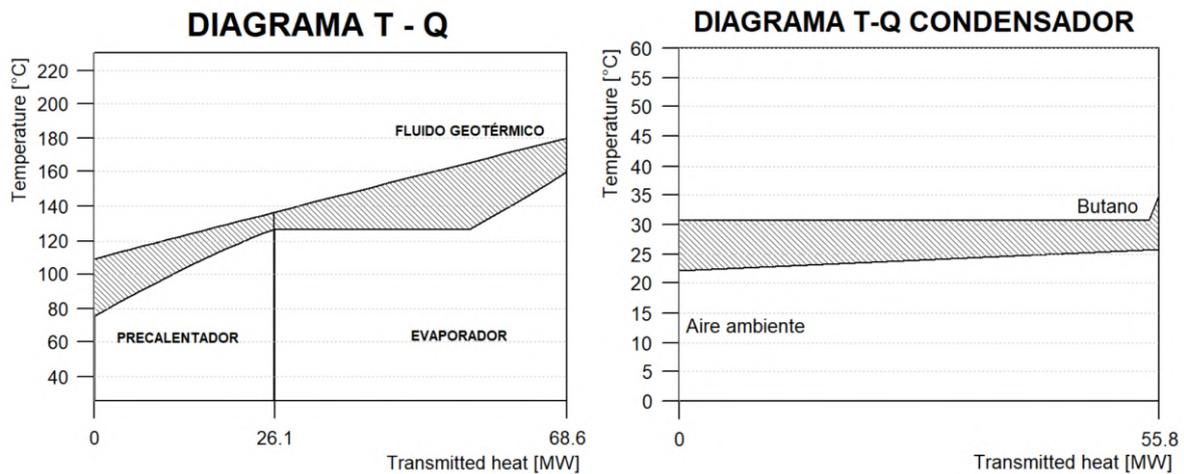


Figura 65 Diagrama TQ Precalentador + Evaporador y condensador:  $T_{amb} = 22,23\text{ °C}$   $p_{cond} = 2,9\text{ bar}$

En los gráficos que se muestran a continuación queda reflejada la evolución de los rendimientos térmicos de las plantas junto a la potencia neta desarrollada y la temperatura de reinyección del fluido geotérmico en función de la presión de condensación para cada una de las tres temperaturas ambientales consideradas. Cabe destacar que para todos los casos, la temperatura no sobrepasa el límite estimado para la reinyección según la gran mayoría de autores, dicho valor límite de temperatura se encuentra entre los 70 - 80 °C; para estas simulaciones apenas se llega a los 105 °C por lo que el riesgo de provocar un efecto adverso en la temperatura del yacimiento es mínimo.

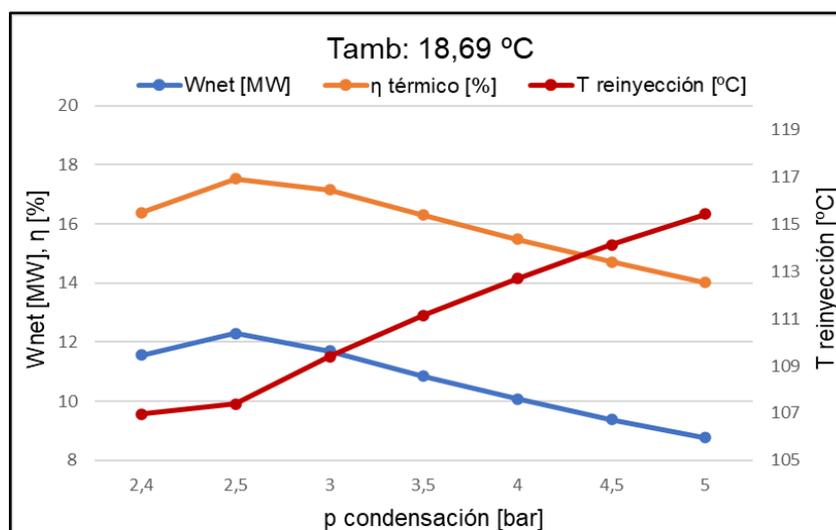


Figura 66 Treinyección, potencia neta y rendimiento de la planta en función de la presión de condensación a Tamb 18,69 °C.

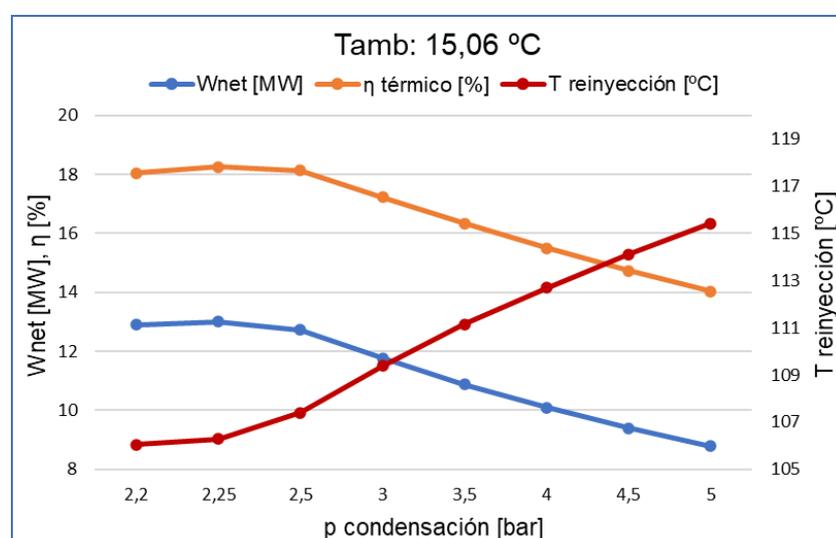


Figura 67 Treinyección, potencia neta y rendimiento de la planta en función de la presión de condensación a Tamb 15,07 °C.

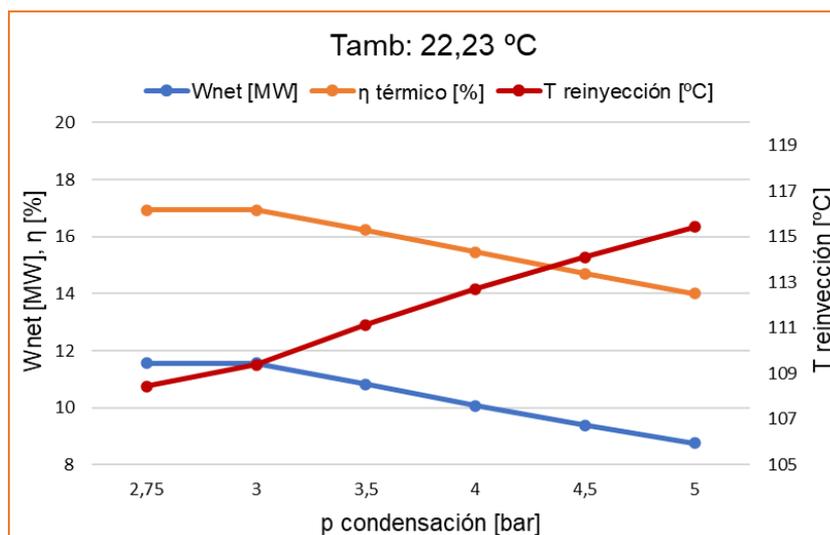


Figura 68: Treinyección, potencia neta y rendimiento de la planta en función de la presión de condensación a Tamb 22,23 °C.

En el siguiente gráfico se muestra el resultado final de todo el proceso de optimización realizado. En él, se muestra la potencia bruta desarrollada ( $W_{tv}$ ) y la potencia neta ( $W_{net}$ ) para cada temperatura ambiente, así como el consumo de potencia del sistema de refrigeración ( $W_{fan}$ ). Se ha realizado el estudio variando la presión de condensación desde 5 bar hasta 3 bar en intervalos de 0,5 bar.

A partir de este valor de presión de condensación, debido a que es ahí cuando empiezan a hacerse notables los efectos de la temperatura del aire refrigerante, se ha realizado el estudio hasta el mínimo de presión de condensación permitido con intervalos de 0,05 bar.

A continuación del gráfico se muestra la Tabla 4, en la que se recogen todos los datos incluidos en dicho gráfico, además del valor de temperatura de condensación y la temperatura de reinyección del fluido geotérmico. Se encuentran resaltados cada uno en un color distinto (azul para  $T_{amb} = 15,07$  °C ; verde para  $T_{amb} = 18,69$  °C y rojo para  $T_{amb} = 22,23$  °C) los puntos de trabajo para potencia y rendimiento máximos según la temperatura. Una temperatura ambiente más fría permite condensar a menor temperatura y presión y, por lo tanto, a condiciones de entrada a turbina fijas, la generación de potencia es mayor.

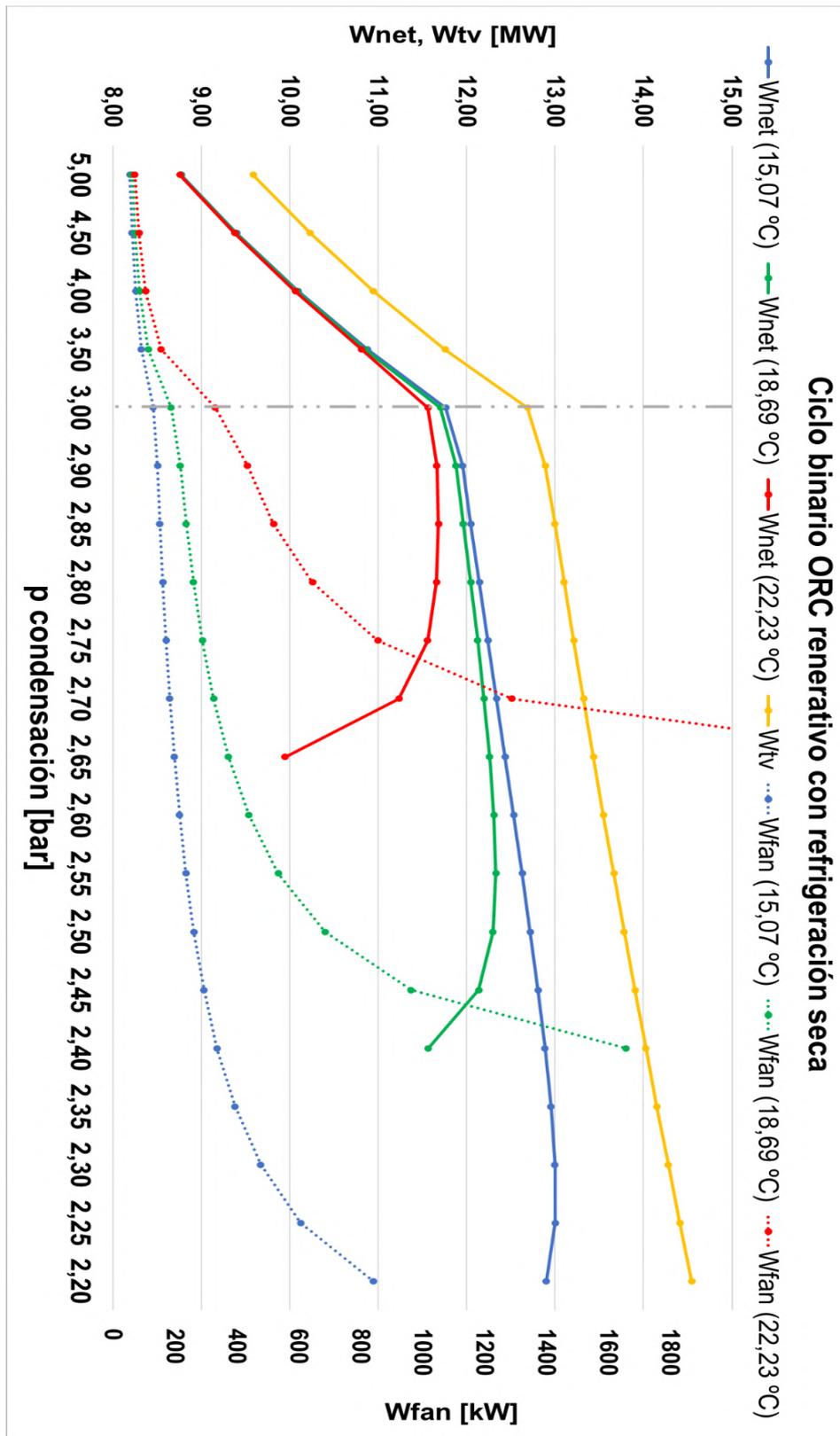


Figura 69 Potencia bruta, neta de la turbina y consumo del ventilador de la planta binaria ORC regenerativa en función de la presión de condensación.

Tabla 4 Resultados de optimización de la planta binaria ORC regenerativa.

T entrada turbina = 160 °C			Potencia neta (Wnet)			Rendimiento térmico (η)			Potencia consumida ventilador (Wfan)			Potencia bruta (Wtr)
Presión entrada turbina = 25 bar			MW	MW	MW	%	%	%	KW	KW	KW	MW
T cond °C	p cond bar	T reinhyecc °C	Tamb: 15,07 °C	Tamb: 18,69 °C	Tamb: 22,23 °C	Tamb: 15,07 °C	Tamb: 18,69 °C	Tamb: 22,23 °C	Tamb: 15,07 °C	Tamb: 18,69 °C	Tamb: 22,23 °C	
50,33	5,00	115,42	8,78	8,77	8,76	14,03%	14,02%	14,01%	55	62	71	9,59
46,33	4,50	114,11	9,40	9,39	9,38	14,74%	14,72%	14,70%	63	72	85	10,23
41,99	4,00	112,70	10,10	10,08	10,06	15,50%	15,48%	15,45%	74	88	107	10,95
37,23	3,50	111,14	10,88	10,86	10,82	16,33%	16,30%	16,24%	92	116	157	11,76
31,91	3,00	109,39	11,76	11,71	11,56	17,23%	17,15%	16,94%	131	189	331	12,69
30,77	2,90	109,02	11,95	11,88	11,66	17,42%	17,31%	16,99%	144	218	435	12,89
30,19	2,85	108,83	12,05	11,96	11,68	17,51%	17,39%	16,98%	153	238	519	13,00
29,60	2,80	108,63	12,15	12,05	11,66	17,60%	17,46%	16,90%	162	261	646	13,10
29,00	2,75	108,43	12,24	12,13	11,56	17,70%	17,53%	16,93%	172	290	857	13,21
28,39	2,70	108,23	12,34	12,20	11,23	17,79%	17,58%	16,19%	185	326	1290	13,32
27,78	2,65	108,03	12,44	12,26	9,95	17,88%	17,63%	14,30%	199	374	2686	13,43
27,15	2,60	107,82	12,53	12,31	-	17,97%	17,65%	-	216	440	-	13,55
26,52	2,55	107,61	12,63	12,33	-	18,05%	17,62%	-	237	535	-	13,66
25,88	2,50	107,40	12,72	12,30	-	18,13%	17,53%	-	262	686	-	13,78
25,23	2,45	107,18	12,81	12,14	-	18,20%	17,25%	-	295	964	-	13,90
24,56	2,40	106,96	12,89	11,57	-	18,26%	16,39%	-	337	1657	-	14,03
23,89	2,35	106,74	12,96	7,08	-	18,30%	10,00%	-	395	6269	-	14,15
23,21	2,30	106,51	13,00	-	-	18,31%	-	-	478	-	-	14,28
22,51	2,25	106,28	13,00	-	-	18,25%	-	-	607	-	-	14,41
21,80	2,20	106,04	12,90	-	-	18,06%	-	-	841	-	-	14,55

Recordar que las simulaciones llevadas a cabo para completar esta tabla se encuentran disponibles en el Anexo II: Simulaciones realizadas con Cycle-Tempo.

En la Tabla 5, que se expone más adelante, se muestran los resultados obtenidos para la situación ambiental media ( $T_{amb} = 18,69 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ) a la presión de condensación más baja en la que la planta desarrolla su potencia máxima bajo las condiciones ambientales más limitantes, esto es,  $T_{amb} = 22,23 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , cuya potencia y rendimiento máximos tienen lugar cuando la condensación ocurre a 2,90 bar ( $p_1=25 \text{ bar}$  ;  $p_{cond}=2,90 \text{ bar}$ ). Esto sirve para determinar el diseño de planta que se introducirá a continuación en el programa SAM. Dicho procedimiento se muestra en el siguiente apartado, así como también los resultados obtenidos tras realizar las consiguientes simulaciones.

Se escoge 2,9 bar como presión de condensación debido a que es el valor mínimo común para las tres condiciones ambientales, manteniendo unos valores de rendimiento y potencia neta considerables. Sería más óptimo trabajar a 2,5 bar de presión, pero esto significa que para  $T_{amb} = 22,23 \text{ }^{\circ}\text{C}$  el rendimiento y la potencia se verían reducidos como vimos en las tablas y gráficos anteriores.

Tabla 5 Parámetros de operación para la mínima  $p_{cond}$  común a las tres  $T_{amb}$  (15, 18 y 22  $^{\circ}\text{C}$ ) en condiciones de  $T_{amb}$ , media.

T entrada turbina = 160 $^{\circ}\text{C}$ Presión entrada turbina = 25 bar							
T amb	T cond	p cond	T reiny	Wnet	$\eta$	Wfan	Wtv
$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	bar	$^{\circ}\text{C}$	MW	%	kW	MW
18,69	30,77	2,9	109,02	11,88	17,31%	218	12,89

#### 7.1.4. Simulación mediante SAM

SAM (System Advisor Model) es un software gratuito creado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL por sus siglas en inglés, National Renewable Energy Laboratory), con el objetivo de ayudar a los profesionales del sector de las energías renovables a tomar decisiones informadas. SAM no se limita solo a la simulación de centrales geotérmicas, sino que también puede modelar diferentes tipos de proyectos de energía renovable, como la energía fotovoltaica, la energía termosolar, la energía eólica, los sistemas de agua caliente sanitaria (ACS) y la biomasa.

Para cada tipo de proyecto, SAM permite adoptar diferentes modelos económicos para simular su funcionamiento durante un periodo de tiempo. En este trabajo no nos centraremos en la parte económica, únicamente en producción de energía por lo que escogemos el modelo no financiero (*No financial model*).

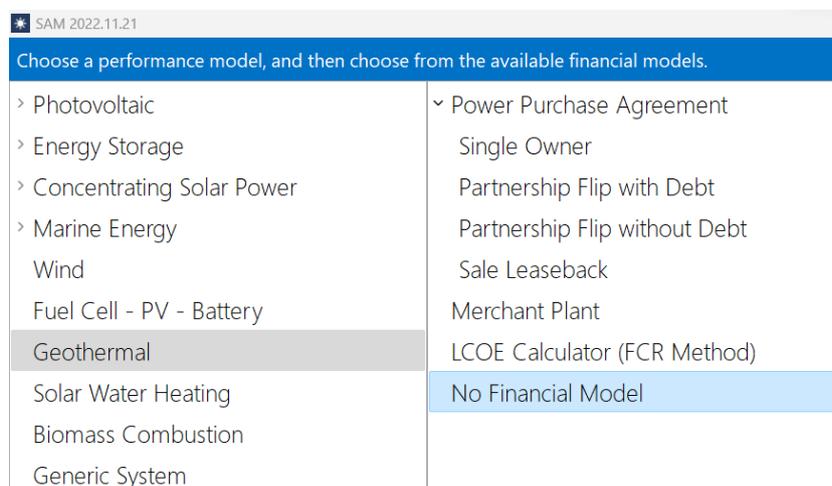


Figura 70: Tipos de sistemas energéticos y modelos financieros de SAM.

En primer lugar, SAM solicita al usuario introducir los datos meteorológicos en la ubicación de la planta a simular. Utilizando los datos del archivo TMY obtenido a través de la herramienta PVGIS que ya se mencionó anteriormente, podemos introducir dichos datos en el software. SAM cuenta ya de serie con una pequeña base de datos ambientales de diferentes ubicaciones, esto será de gran ayuda más adelante para comparar el impacto del ambiente en la operación de la planta.

**Weather Data Information**

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

**-Header Data from Weather File-**

Latitude	<input type="text" value="28.137"/> degrees	Location	<input type="text" value="unknown"/>
Longitude	<input type="text" value="-16.66"/> degrees	Data Source	<input type="text" value="ECMWF/ERA"/>
Time zone	<input type="text" value="GMT 0"/>	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	
Elevation	<input type="text" value="1235"/> m		
Time step	<input type="text" value="60"/> minutes		

**-Annual Averages Calculated from Weather File Data-**

Global horizontal	<input type="text" value="5.11"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	<b>-Optional Data-</b>
Direct normal (beam)	<input type="text" value="5.05"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	
Diffuse horizontal	<input type="text" value="1.92"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	
Average temperature	<input type="text" value="18.7"/> °C	
Average wind speed	<input type="text" value="2.8"/> m/s	*NaN indicates missing data.

Figura 71 Información meteorológica de la ubicación.

Una vez se ha determinado la ubicación y se han introducido las condiciones ambientales, lo que se le solicita al usuario son las características del recurso geotérmico. El potencial total del recurso, así como la temperatura del mismo, como se explicó anteriormente en el punto 9.4.1, han sido obtenidos de la recopilación de información y cálculos realizados en (Fariña González 2022) a través de los recursos públicos de información disponibles entre los que se encuentran informes técnicos y manuales del IDAE e investigaciones del IGME (Sánchez Guzmán, Sanz López, and Ocaña Robles 2011).

**Resource Characterization**

Hydrothermal  
 Enhanced Geothermal System (EGS)

[View the NREL Geothermal Prospector online](#)

Total Resource Potential	<input type="text" value="31.84"/> MW
Resource Temperature	<input type="text" value="180"/> °C
Resource Depth	<input type="text" value="3000"/> m

Figura 72 Cuadro para la caracterización del recurso geotérmico.

Podemos apreciar en la siguiente tabla, tabla 8.5. del informe técnico del IDAE “Evaluación del potencial de energía geotérmica” como para la dorsal Sur en Tenerife, se estima una temperatura de 180 °C a 3 km de profundidad.

Áreas	Zonas	Superficie (km <sup>2</sup> )	T <sub>3</sub> km (°C)
Tenerife	Dorsal	30	200
	Oeste	16	180
	Sur	20	180

Figura 73 Evaluación de recursos de alta temperatura. Fuente: Tabla 8.5. (Sánchez Guzmán, Sanz López, and Ocaña Robles, 2011).

A continuación, para caracterizar el yacimiento geotérmico, escogemos la primera opción mostrada, en la que debemos introducir los datos de cambio de presión en el yacimiento. Escogemos esta opción porque la segunda es únicamente para yacimientos estimulados (EGS), y para la tercera y cuarta no disponemos de características físicas reales del reservorio como para caracterizarlo correctamente.

Para este caso, debido a que la planta que se va a simular es de tipo binario, todo el fluido extraído es reinyectado de nuevo en el yacimiento, por lo que la presión en el reservorio se mantiene prácticamente constante, es decir, introducimos el valor mínimo permitido por SAM para cambio de presión, esto es, 0,1 psi (pounds-force per square inch, libras por pulgada cuadrada en inglés).

**Reservoir Parameters**

Enter change in pressure across the reservoir in units of psi-h per 1000 lb:  
 Calculate the reservoir pressure change using simple fracture flow (EGS only)  
 Calculate the reservoir pressure change using permeability \* area  
 User-entered reservoir model

**Permeability inputs**

Width: 500 m  
 Height: 100 m  
 Permeability: 0.05 Darcy units  
 Distance From Injection to Production Wells: 1500 m

**Entered pressure change input**

Pressure change: 0.1 psi/(1000 lb/h)

**EGS Fracture model inputs**

Fracture Spacing: 50 m  
 Fracture Length: 1000 m  
 Fracture Aperture: 0.0004 m  
 Number of Fractures: 6  
 Fracture Width: 175 m  
 Fracture Angle: 15 deg from horizontal  
 Rock Density: 2,600.000 kg/m<sup>3</sup>  
 Rock Specific Heat: 950.000 J/kg-°C  
 Rock Thermal Conductivity: 3.000 W/m-K  
 Subsurface Water Loss: 2 % of water injected

Figura 74 Parámetros para caracterizar el yacimiento geotérmico.

En el siguiente apartado se realiza la configuración de la planta. Para ello, SAM permite seleccionar entre dos opciones como primer parámetro para caracterizar la planta; la potencia neta o el número de pozos de producción. En este caso, disponemos del valor de potencia neta tras haber realizado las simulaciones en CycleTempo. El valor de potencia neta que produce la configuración de planta que se ha escogido es de 11,879 MW (expansión de 25 a 2,9 bar a  $T_{amb} = 18,69 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

Parameter	Value	Unit
Specify plant output	11879.8	kW
Use exact number of wells	2	
Number of Wells in Analysis	1.000	wells
Actual Plant Efficiency	7.746	w-hr/lb
Gross Plant Output	13.811	MW
Net Plant Output	11.880	MW
Conversion Plant Type	Binary	
Plant efficiency set as percentage of max plant efficiency	76.5	%
Plant Design Temperature	180	°C
Temperature Loss in Prod. Well	0.000	°C
Subtype	Unconstrained Single Flash	
Enter Plant Design Temperature (EGS only)	200	°C

Figura 75 Menú de configuración de la planta en SAM.

Una vez introducido el valor de potencia neta, seleccionamos el tipo de tecnología de aprovechamiento; para este caso, planta binaria, y debemos introducir un valor de eficiencia de planta.

Este valor de eficiencia de planta se define como porcentaje sobre la eficiencia máxima de conversión. Esta eficiencia máxima puede ser expresada a través de la ecuación del rendimiento de Carnot o de la eficiencia triangular:

$$\eta_C = 1 - \frac{T_c}{T_h} \quad (6)$$

$$\eta_{tri} = \frac{T_h - T_c}{T_h + T_c} \quad (7)$$

Según (DiPippo, 2012), la forma más realista de expresar el rendimiento ideal de un ciclo binario de una planta geotérmica es a través de la fórmula de la eficiencia triangular. Ambas fórmulas están definidas por las temperaturas [K] de los focos caliente ( $T_h$ ) y frío ( $T_c$ ) del ciclo. Optamos por la eficiencia triangular debido a que el fluido geotérmico no es una fuente de calor isotérmica, ya que va perdiendo temperatura a medida que cede calor al fluido de trabajo.

Este valor es dependiente del caudal másico de fluido geotérmico. En nuestro caso, conocemos este caudal, así como la potencia desarrollada gracias al trabajo previo realizado mediante CycleTempo. SAM no permite introducir el caudal másico total directamente. A la hora de configurar la planta, si se escoge la opción de “Especificar potencia de la planta”, SAM calcula el número de pozos basándose en las variables de entrada de potencia neta, eficiencia y el caudal másico por pozo.

Pumping Parameters					
Production Well Flow Rate	224.76	kg/s per well	Pump Depth	880.355	ft
Pump Efficiency	75	%	Pump Work	1.931	MW
Pressure Difference Across Surface Equipment	40	psi	Production Pump Size	1057.516	hp
Excess Pressure at Pump Suction	50	psi	Injection Pump Size	1532.169	hp
Production Well Diameter	12.25	inches	<input type="checkbox"/> Specify Pump Work		
Production Pump Casing Size	9.625	inches	Specified Pump Work	0.07	MW
Injection Well Diameter	12.25	inches			
Injection Pump Casing Size	11.5	inches			

Figura 76 Parámetros de bombeo de SAM.

Al no coincidir en la manera exacta de procesar la información entre los diferentes software, así como los distintos métodos de cálculo para recursos geotérmicos que hay; lo que hacemos es, introducir la potencia de diseño de la planta y el caudal másico total estimado. Con estos datos iremos variando la eficiencia para conseguir que SAM considere que la planta cuenta con un único pozo de producción. Realizaremos esta suposición, ya que no es objeto de este trabajo el cálculo del número de pozos de la instalación.

Plant Configuration						
<input checked="" type="radio"/> Specify plant output:	11879.8	kW	Number of Wells in Analysis	1.000	wells	
<input type="radio"/> Use exact number of wells:	2		Actual Plant Efficiency	7.746	w-hr/lb	
Conversion Plant Type	Plant efficiency set as percentage of max plant efficiency		Gross Plant Output	13.811	MW	
<input checked="" type="radio"/> Binary	Plant Efficiency	76.5	%	Net Plant Output	11.880	MW
<input type="radio"/> Flash	Subtype	Unconstrained Single Flash		Plant Design Temperature	180	°C
Enter Plant Design Temperature (EGS only)	200	°C	Temperature Loss in Prod. Well	0.000	°C	
			<input type="checkbox"/> Calculate temperature loss in production well			

Figura 77 Cálculo del n.º de pozos

En el siguiente apartado se determina el ratio de pérdida de temperatura del yacimiento y el valor máximo de descenso de temperatura del yacimiento

antes de realizar nuevas perforaciones. Para el primer valor, se utiliza el valor típico para las plantas de tipo binario, 0,5% al año según (Beckers et al. 2017). Debido a la estimación de 180 °C de temperatura de recurso y a que se han realizado las simulaciones bajando la temperatura de entrada a turbina hasta los 150 °C, consideraremos este valor como el límite antes de llevar a cabo nuevas perforaciones.



Figura 78 Estimación del descenso de la temperatura.

El último apartado que configuraremos en SAM para la realización de este proyecto es el bloque de potencia. El modelo que nos interesa es el “Power Block Hourly” que devuelve los valores de salida horarios del bloque de potencia.



Figura 79 Modelo del bloque de potencia.

En cuanto al diseño, introducimos los valores obtenidos tras la simulación en CycleTempo para rendimiento (17,31%), temperatura de reinyección (109,02 °C), presión de operación de caldera (25 bar), y por último, fracción de purga del ciclo de vapor. Según la ayuda de SAM, la fracción de purga hace referencia a la cantidad de vapor que se extrae de un ciclo de energía y se reemplaza con agua fresca. Esta fracción se multiplica por la tasa de flujo de masa de vapor en el ciclo de energía durante cada hora de operación para determinar la cantidad total de agua de reposición necesaria para el ciclo. La fracción de purga se utiliza para calcular el consumo de agua directamente relacionado con el reemplazo del vapor en el ciclo de energía.

Para el caso de enfriamiento por agua, el valor predeterminado de la fracción de purga es 0,013, lo que incluye el agua de reposición necesaria para el enfriamiento y el reemplazo del vapor durante la operación y el arranque. Para sistemas enfriados por aire seco, el valor de la fracción de purga apropiado es de

0,016, ya que se necesita considerar el enfriamiento adicional por aire de superficie húmeda para los componentes críticos del ciclo de Rankine.

Power Block Design Point	
Rated Cycle Conversion Efficiency	0.17311
Design Inlet Temperature	180 °C
Design Outlet Temperature	109.02 °C
Boiler Operating Pressure	25 bar
Steam Cycle Blowdown Fraction	0.016

Figura 80 Diseño del bloque de potencia

Para el sistema de refrigeración, elegimos el condensador refrigerado por aire e introducimos los siguientes parámetros. Primero, la temperatura ambiente de diseño, la planta se simulará con la temperatura ambiente media anual según los datos del PVGIS, esto es, 18,69 °C.

Para el caso de refrigeración por aire, los dos siguientes parámetros no se tienen en cuenta, diferencia de temperatura del agua de condensación y approach se tratan únicamente en el caso de sistema de refrigeración líquida. A continuación, se encuentra el ITD (Initial Temperature Difference), este valor representa la diferencia de temperatura entre el vapor a la salida de la turbina respecto al aire de entrada al condensador ( $34,98\text{ °C} - 18,69\text{ °C} = 16,29\text{ °C}$ ). El ratio de caída de presión a través conducto del aire del condensador se utiliza para calcular la caída de presión a través del condensador y el correspondiente consumo de potencia (lo que en CycleTempo sería  $W_{fan}$ ) necesario para mantener la tasa de flujo de aire.

A continuación se establece la presión mínima del condensador, expresada en pulgadas de mercurio, para evitar que la presión del condensador caiga por debajo de un valor determinado. De acuerdo con SAM, para la refrigeración evaporativa (refrigeración húmeda) se establece un valor por defecto de 1,25 pulgadas de mercurio, mientras que para la refrigeración por aire (refrigeración seca) el valor por defecto es de 2 pulgadas de mercurio. En el caso de sistemas híbridos, se puede utilizar el valor de refrigeración seca de 2 pulgadas de mercurio.

Finalmente, se presentan los niveles de carga parcial del sistema de refrigeración. Estos niveles indican los puntos de funcionamiento de rechazo de calor. Por ejemplo, un valor de 2 significa que el sistema puede funcionar con un rechazo del 100% o del 50%, lo que indica que el sistema de refrigeración puede trabajar a plena carga o a media carga. Los niveles de carga parcial determinan cómo se produce el rechazo de calor cuando la carga de calor es inferior a la carga completa. Para este caso de estudio, se establece un valor por defecto de 8 en SAM.

Cooling System		Hybrid Dispatch	
Condenser type	Air-cooled	Period 1:	0
Ambient Temperature at Design	18.69 °C	Period 2:	0
Ref. Condenser Water dT	10 °C	Period 3:	0
Approach Temperature	5 °C	Period 4:	0
ITD at Design Point	16.29 °C	Period 5:	0
Condenser Pressure Ratio	1.00023	Period 6:	0
Minimum Condenser Pressure	2 inHg	Period 7:	0
Cooling System Part Load Levels	8	Period 8:	0
		Period 9:	0

Hybrid dispatch control parameters refer to the dispatch periods defined below. These parameters are only available for hourly models using hybrid condensers.

Figura 81 Configuración del sistema de refrigeración

La tabla mostrada a continuación expone, a modo de resumen, las variables de entrada introducidas en SAM para realizar la simulación de la planta binaria ORC ubicada en Vilaflor de Chasna, Tenerife, tal y como se ha explicado en este apartado.

Tabla 6 Variables de entrada SAM.

<b>CONDICIONES AMBIENTE</b>	Archivo de datos TMY	
<b>RECURSO GEOTÉRMICO</b>	<b>Caracterización del recurso</b>	
	Hydrothermal	
	Potencial total del recurso	31,84 MW
	Temperatura del recurso	180 °C
	Profundidad del recurso	3000 m
	<b>Parámetros del yacimiento</b>	
	Cambio de presión	0,1 psi
<b>PLANTA &amp; EQUIPAMIENTO</b>	<b>Configuración de la planta</b>	
	Potencia neta de la planta	11880 kW
	Eficiencia de la planta	76,50 %
	<b>Descenso de la temperatura</b>	
	Ratio de descenso	0,5 %/año
	Máx. descenso permitido	30 °C
	<b>Parámetros de bombeo</b>	
	Caudal másico producción	224,76 kg/s por pozo
	Rendimiento de las bombas	75 %
<b>BLOQUE DE POTENCIA</b>	<b>Modelo del bloque de potencia</b>	
	Power block hourly	
	<b>Punto de diseño</b>	
	Rendimiento del ciclo	17,31 %
	Temperatura de reinyección	109,02 °C
	Presión de caldera	25 bar
	Fracción de purga	0,016
	<b>Sistema de refrigeración</b>	
	Tipo de condensador	Air-cooled
	Temperatura ambiente de diseño	18,69 °C
	ITD de diseño	16,29 °C
	Presión mín. condensador	2 inHg
	Niveles de carga parcial	8

## 7.1.5. Desempeño de la planta

En este apartado se muestran los resultados obtenidos a través de las simulaciones realizadas mediante SAM. Una vez caracterizados todos los aspectos necesarios, explicados en el apartado anterior, se puede proceder a la simulación de la operación de la planta.

Cabe realizar un inciso importante en cuanto a los resultados obtenidos, ya que no se pueden tomar como datos exactos o extremadamente precisos, simplemente sirven para tener una idea del comportamiento o patrón que seguiría la planta en base a los parámetros introducidos, que no van a ser exactamente iguales a los reales. En cuanto a este caso en concreto de planta binaria, los resultados son meramente orientativos, pues el fluido de trabajo que

emplea SAM no es un fluido orgánico sino agua. El software lleva a cabo las simulaciones empleando un ciclo Rankine de vapor y no un ciclo ORC.

En la siguiente tabla se refleja el valor de energía total producida durante el primer año en funcionamiento, así como el factor de capacidad.

Tabla 7: Resultados de trabajo planta binaria obtenidos en SAM.

<b>Energía total producida en 1 año</b>	90.823 MWh
<b>Factor de capacidad</b>	87,3 %

En la siguiente gráfica obtenida mediante simulación en SAM observamos la variación de generación de potencia de la planta durante un año natural. Se aprecia claramente un descenso de la producción durante los meses de junio, julio y agosto; como hemos ido describiendo a lo largo de este documento, la explicación principal la encontramos en la gráfica posterior. Los meses de junio, julio y agosto son los meses en los que la temperatura es más alta de todo el año. De la misma manera, durante los meses de invierno en los que baja la temperatura ambiente, la producción aumenta considerablemente.

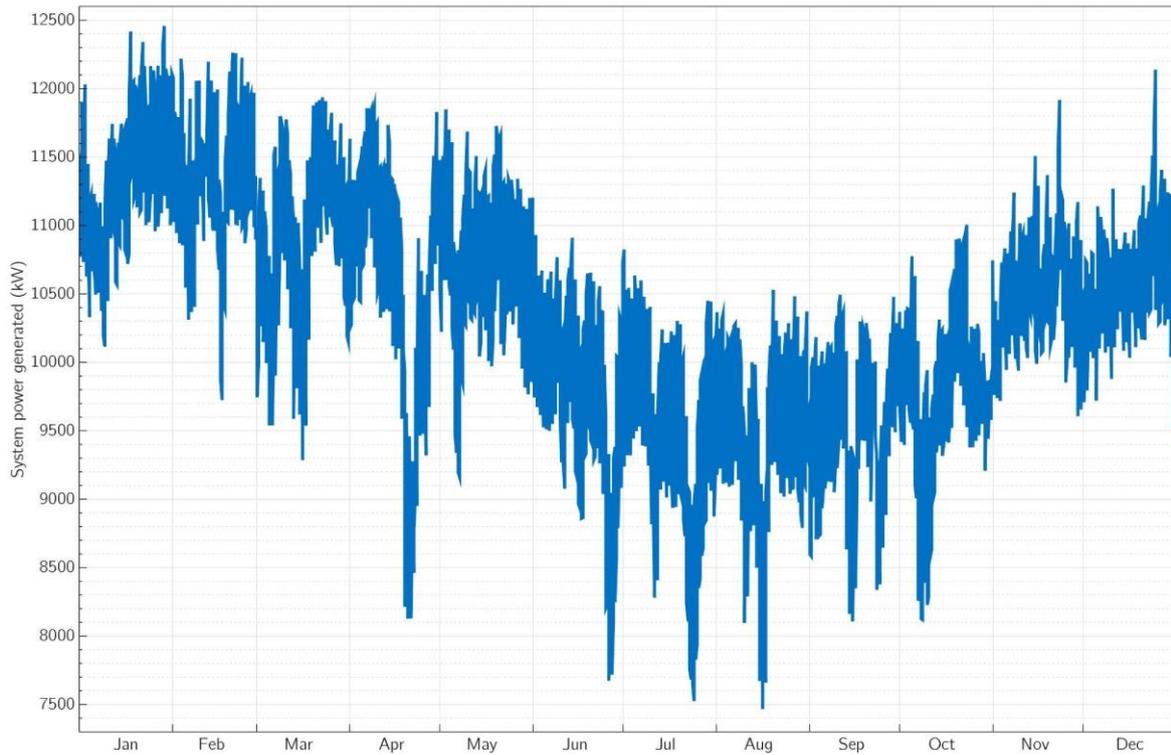


Figura 82 Evolución de la potencia generada por la planta binaria durante un año

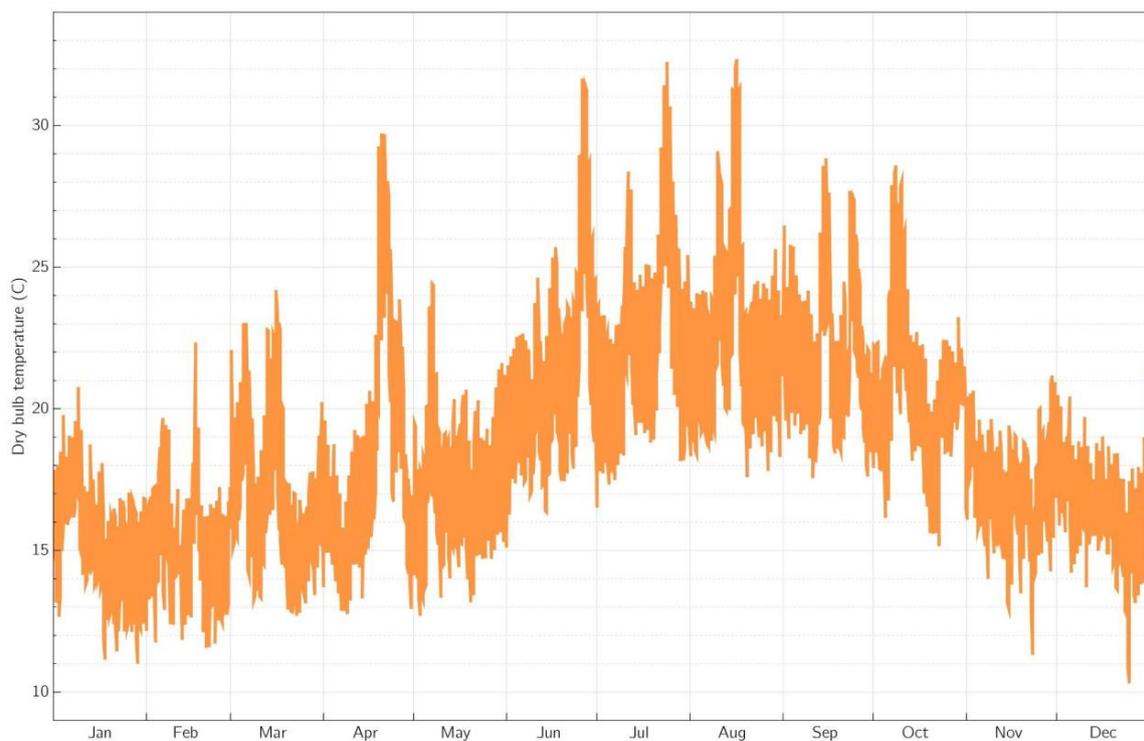


Figura 83: Evolución de la temperatura ambiente en Vilaflor durante un año

De acuerdo con estos resultados se podría decir que la potencia generada por la planta es inversamente proporcional a la temperatura ambiente; si solapamos ambas gráficas, como se ve a continuación, se ratifica esta hipótesis. Podemos afirmar además que los cambios en las condiciones ambientales tienen una repercusión prácticamente inmediata en la operación de la planta, pues cada pico de temperatura se ve reflejado en la potencia, tanto positiva como negativamente. Un aumento puntual en la temperatura implica una reducción de la generación, de la misma manera que una bajada de temperatura significa un aumento de potencia.

Canarias cuenta con un clima subtropical en el que las variaciones de temperatura a lo largo del año no son extremas y se mantienen dentro de un rango bastante constante,  $15,7\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 22,23\text{ }^{\circ}\text{C}$ , por lo que realmente la variación de potencia intermensual no es tan excesiva. Más adelante, se procederá a la comparación del efecto de la temperatura ambiente en el caso de que el clima fuera más extremo, con máximos y mínimos más alejados entre sí.

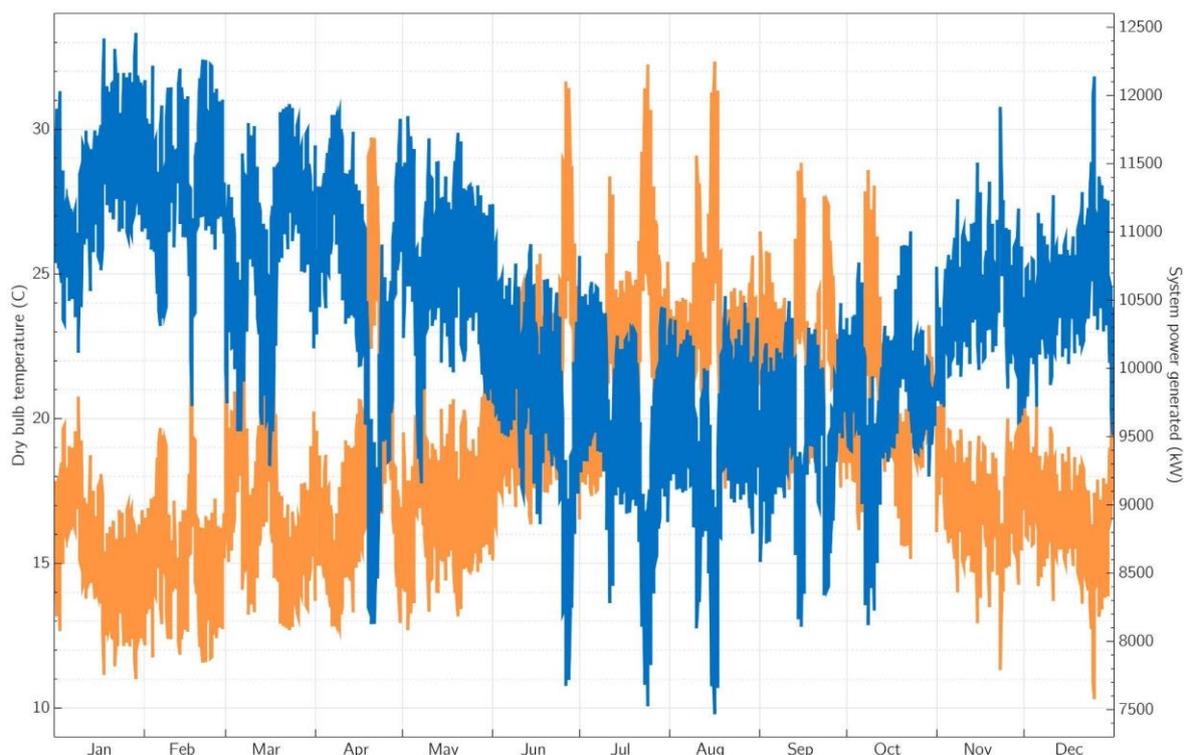


Figura 84: Impacto de la temperatura ambiente (naranja) sobre la generación de potencia (azul) durante un año para una planta binaria diseñada a la T ambiente promedio anual.

Con el objetivo de indagar más a fondo y confirmar las conclusiones obtenidas, se hace uso de la función “Parametrics” de SAM para realizar simulaciones paramétricas. Una simulación paramétrica implica asignar más de un valor a una o más variables de entrada para explorar la dependencia de un resultado en esas entradas, son útiles para crear gráficos que muestren las relaciones entre una métrica de resultados y los inputs, también pueden servir para optimizar el valor de las variables de entrada.

Se ha tomado el valor de temperatura ambiente para cada una de las tres situaciones ambientales estudiadas, así como las potencias netas máximas desarrolladas con su correspondiente rendimiento según lo obtenido por CycleTempo además del valor ITD del condensador y se han dado como valores de entrada a SAM, como outputs se ha solicitado la potencia generada y el factor de capacidad. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Tabla 8 Parámetros de la planta binaria en condiciones de Wnet máx para cada Tamb. Fuente: Elaboración propia.

<b>CICLO BINARIO ORC</b>						
<i>T entrada turbina = 160 °C</i>						
<i>Presión entrada turbina = 25 bar</i>						
<b>T amb</b>	<b>T cond</b>	<b>p cond</b>	<b>T reiny</b>	<b>Wnet, max</b>	<b>Wfan</b>	<b>Wtv</b>
°C	°C	bar	°C	MW	kW	MW
<b>15,07</b>	23,21	2,3	106,51	13,00	478	14,28
<b>18,69</b>	27,15	2,6	107,82	12,31	440	13,55
<b>22,23</b>	30,77	2,9	109,02	11,66	435	12,89

Quick setup... Inputs... Outputs... Run simulations >						Number of runs: <input type="text" value="3"/>
	Plant nameplate (kW)	Ambient Temperature at Design (°C)	ITD at Design Point (°C)	Rated Cycle Conversion Efficiency	Capacity factor	
<b>1</b>	13001	15.07	11.57	0.18309	92.3068	
<b>2</b>	12310	18.69	12.3	0.17646	92.1412	
<b>3</b>	11663	22.23	12.75	0.16994	92.0841	

Figura 85 Parámetros de entrada de SAM Parametrics y Factor de capacidad.

Se muestran en verde en la tabla los factores de capacidad calculados para cada condición ambiental y en la gráfica se muestra la evolución de la generación de potencia para cada modelo optimizado.

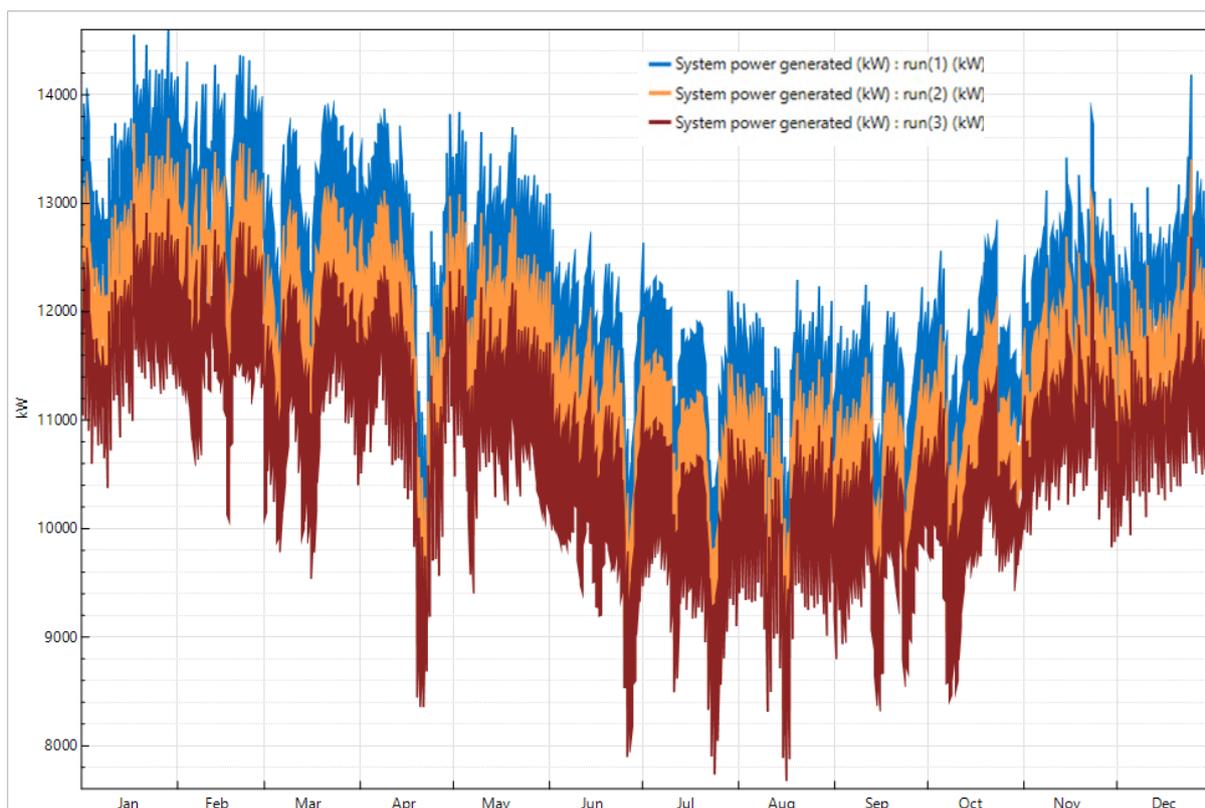


Figura 86 Evolución de la potencia generada durante un año para cada condición de diseño en Parametrics.

La serie azul representa la potencia generada según el diseño para el caso de mayor rendimiento y mayor potencia, mientras que la serie roja representa la menor potencia neta y peor rendimiento. Los resultados obtenidos en la gráfica son coherentes y confirman lo observado previamente. La planta que opera a menor temperatura ambiente genera más potencia que aquella que lo hace a mayor temperatura.

Estos resultados obtenidos de operación de la planta binaria ORC se comparan más adelante en este Trabajo modificando la configuración de la planta a tipo flash simple cuyo desarrollo se expone a continuación.

## 7.2. Planta de tipo flash simple

Según los resultados obtenidos por (Fariña González 2022) referentes a potencial energético en el yacimiento geotérmico, éste podría ser aprovechable

mediante plantas de tipo binario o flash simple. A pesar de que las plantas tipo flash requieran de ciertas condiciones físicas del recurso geotérmico, ya que no disponemos con certeza de la composición del recurso, vamos a suponer que se trata de una mezcla bifásica a la misma temperatura que trabajamos para el modelo anterior ( $T = 180\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) teniendo en cuenta que una temperatura de tal magnitud se encuentra en el límite inferior del rango de temperaturas ( $180 - 250\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) de operación de las centrales que emplean este tipo de tecnología y que lo ideal para una planta flash sería un recurso a mayor temperatura incluso para favorecer la separación del vapor, además se considera que el fluido no contiene componentes que impidan su uso directo en el ciclo de potencia.

El término "flash simple" se utiliza para describir una situación en la que el fluido geotérmico ha pasado por un solo proceso de flash. Este proceso se refiere a la transformación del líquido presurizado en una mezcla de líquido y vapor, que ocurre cuando se reduce la presión del fluido por debajo de la presión de saturación correspondiente a su temperatura.

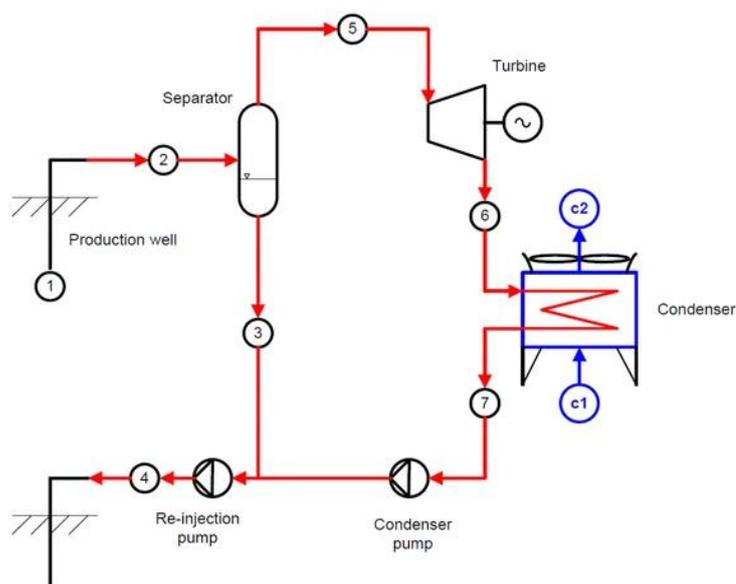


Figura 87 Diagrama de una planta de potencia de tipo flash. Fuente: (El Haj Assad, Bani-Hani, and Khalil, 2017).

Una vez ha ocurrido el proceso flash, ambas fases de la mezcla se separan, el líquido sale por la parte inferior del separador y es bombeado para ser enviado al pozo de reinyección, mientras que el vapor se dirige hacia la turbina. Es importante separar eficientemente las dos fases antes de que se admita el vapor a la turbina ya que en caso de que hubiera líquido arrastrado por el vapor, este

podría causar incrustaciones y/o erosión de las tuberías y los componentes de la turbina.

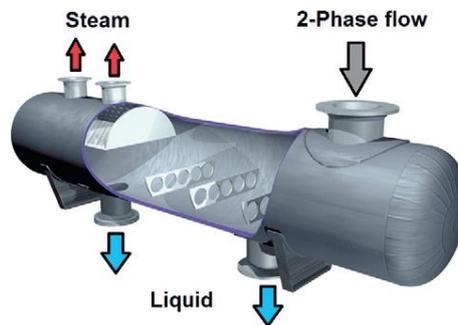


Figura 88 Vista seccionada de un separador flash. Fuente: DiPippo, 2012.

El vapor de la turbina se condensa mediante un condensador del tipo de superficie o en un condensador de contacto directo de tipo barométrico o de bajo nivel. Según (DiPippo, 2012) la mayoría de las plantas ahora emplean condensadores de superficie en los que el vapor geotérmico pasa por el lado de la carcasa y el agua de enfriamiento pasa por el lado del tubo. Esto mantiene la separación física y química entre el vapor geotérmico y el agua de enfriamiento, y permite una eliminación y tratamiento más efectivo de los gases no condensables.

El agua de enfriamiento suele obtenerse de una torre de enfriamiento que recircula una parte del vapor condensado después de haber sido enfriado por evaporación parcial en presencia de una corriente de aire en movimiento (elementos CT y CWP en Figura 89). Esto significa que las plantas de vapor-flash geotérmico no necesitan un suministro significativo de agua de enfriamiento, lo que es una gran ventaja en áreas áridas. Sin embargo, se necesita una pequeña cantidad de agua para reemplazar el agua de purga de la torre.

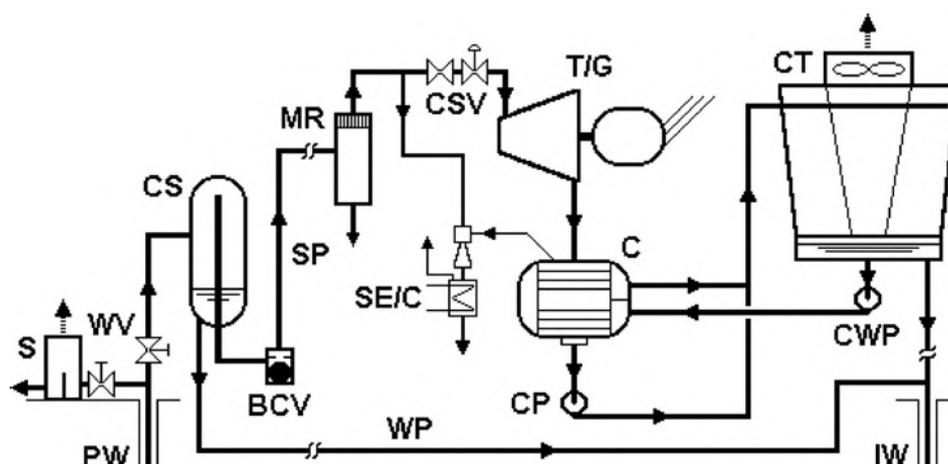


Figura 89 Esquema de una planta de tipo flash simple. Fuente: DiPippo, 2012.

Para este caso, con el objetivo principal de comparar la incidencia de las condiciones ambientales en la operación de la planta, emplearemos para esta planta de diferente tecnología de aprovechamiento el mismo sistema de refrigeración que en la planta binaria ORC, esto es, refrigeración seca o dry-cooling.



Figura 90 Condensadores enfriados por aire para geotermia. Fuente: SPG DryCooling.

En la Figura 91, se muestra el diagrama T-s (DiPippo, 2012) del proceso que tiene lugar en una planta geotérmica de tipo flash simple. Podemos observar la evolución isoentálpica durante el proceso de flash. Se considera así debido a que tiene lugar de manera constante, espontánea y adiabática, sin intervención de trabajo, además de considerarse despreciable cualquier cambio en la energía cinética y potencial del fluido a medida que experimenta este fenómeno. La posterior separación tiene lugar a presión y temperatura constantes, para obtener líquido y vapor saturados (3 y 4).

Este vapor saturado entra en la turbina y se expande (de manera isentrópica, 5s, en un proceso ideal) para posteriormente entrar al condensador y ceder calor al medio refrigerante mientras cambia a estado de líquido saturado (6). En nuestro caso, al no contar con torre de enfriamiento que requiera de la recirculación del fluido geotérmico hacia la torre, una vez condensado el fluido se dirige hacia el pozo de reinyección.

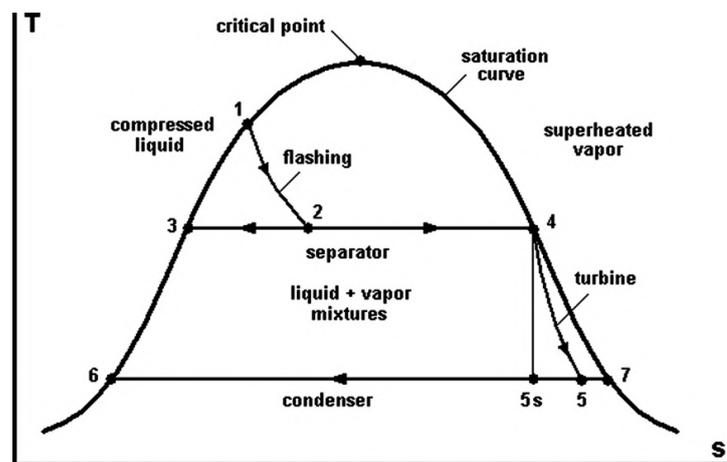


Figura 91 Diagrama T-s de una planta de tipo flash simple. Fuente: DiPippo, 2012

### 7.2.1. Modelado mediante CycleTempo

De la misma manera que con la planta binaria, se ha procedido a la simulación de la planta de tipo Flash utilizando CycleTempo variando las condiciones ambientales. El diseño de la planta, empleando un sistema de refrigeración seca, es el siguiente:

**PLANTA FLASH SIMPLE**  
REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

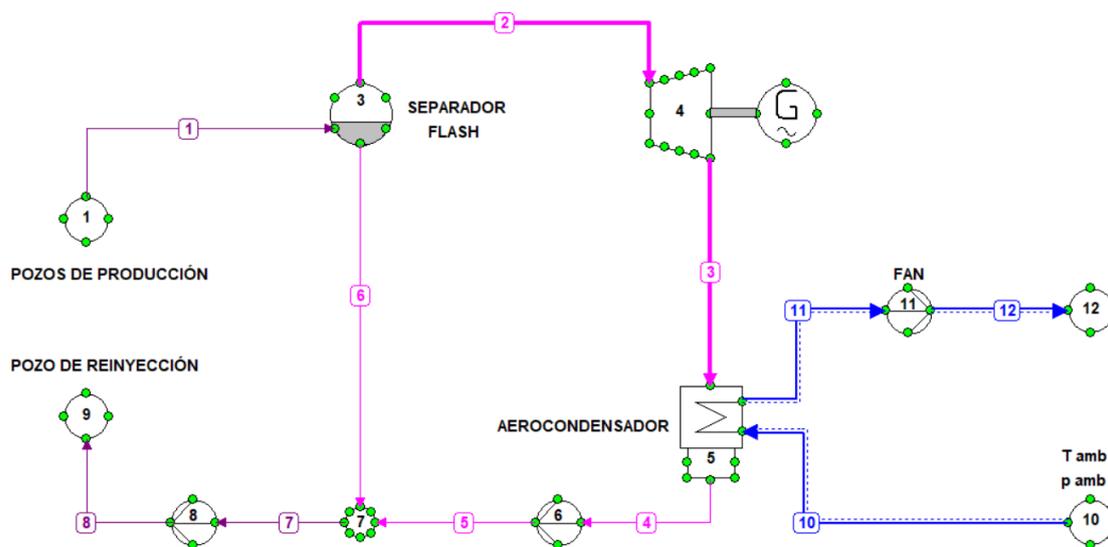


Figura 92 Esquema de planta tipo flash simple en CycleTempo. Fuente: Elaboración propia.

### Parámetros fijados

Los parámetros de entrada que se mantendrán fijos durante las diferentes simulaciones son los mostrados a continuación:

- Temperatura del fluido geotérmico: 180 °C
- Caudal másico del fluido geotérmico: 221,6 kg/s

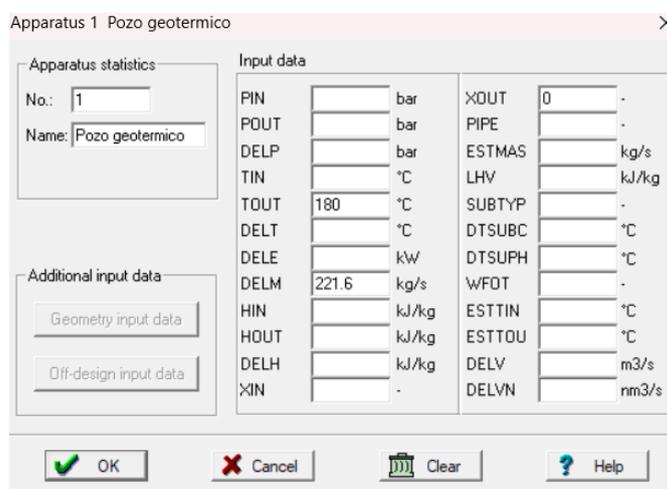


Figura 93 Parámetros de entrada a CycleTempo fijos del recurso geotérmico para la planta flash.

El valor del caudal másico de fluido geotérmico que se extrae del yacimiento ha sido obtenido de los cálculos realizados en el TFM de Daniel Fariña para la configuración Flash. Por otro lado, utilizamos la temperatura del recurso estimada por el IDAE y consideramos que se encuentra en estado de líquido saturado.

Temperature (C)	Pressure (bar)
180.00	10.028

Figura 94: Presión de saturación del agua a 180 °C. Fuente: NIST WebBook.

- DELTH Condensador: 5 °C
- Rendimiento isentrópico bombas: 75%
- Rendimiento isentrópico turbina: 85%
- Rendimiento alternador: 95%
- Pérdidas de carga\*:
  - Condensador (circuito frío):  $2 \cdot 10^{-4}$  bar
  - Unión en T (reinyección): 0,2 bar

\*En el resto de equipos se consideran despreciables los efectos de las pérdidas de carga.

### *Parámetros variables*

Los parámetros de entrada que se muestran en este apartado son aquellos que, de manera análoga al trabajo realizado con la planta binaria, se han ido modificando para analizar su impacto y poder optimizar el funcionamiento de la instalación. Dichos parámetros variables son, aparte de las 3 condiciones ambientales estudiadas para la configuración binaria, la presión de condensación y la presión de flash.

Para elegir las posibles presiones de condensación, se ha procedido igual que con la anterior configuración. Se conoce la temperatura de entrada del aire de refrigeración y el parámetro DELTH de diseño del condensador cuyo valor es 5 °C, se establece un valor mínimo de incremento de temperatura del aire de 1 °C para garantizar el correcto funcionamiento del ventilador, de tal forma que se evita el cruce de temperatura en el intercambiador de calor del condensador. Por lo tanto, los valores de temperatura de condensación (y presión) mínimos estimados para cada temperatura ambiente son los siguientes:

Tabla 9 Temperatura y presión mínima de condensación admisible para cada temperatura ambiente. Fuente: NIST WebBook.

Tamb [°C]	Tcond min[°C]	pcond min [bar]
15,07	21,07	0,025
18,69	24,69	0,031
22,23	28,23	0,038

Se trabaja con un valor de presión de condensación que varía entre 0,1 bar y el mínimo permitido para cada temperatura ambiente. Los resultados se muestran graficados más adelante. Como muestra la Tabla 10, observamos que a medida que baja la temperatura ambiente, más se permite disminuir la presión en el condensador, los efectos provocados en potencia generada y potencia neta se verán en la gráfica mencionada.

Para elegir la presión en el separador flash se ha empleado el método descrito por (DiPippo, 2012) en el que explica una regla para determinar la temperatura óptima de evaporación que garantiza un desarrollo de potencia máximo en la turbina. Dicha regla se define a través de la siguiente expresión:

$$T_{flash,opt} = \frac{T_{geo} - T_{cond}}{2} \quad (7)$$

Se concluye que la temperatura óptima a la que realizar el flash es aquella temperatura media entre la temperatura del recurso geotérmico y la temperatura de condensación. De esta forma, conociendo ambos parámetros y sabiendo que se trata de un fluido saturado, podemos conocer la presión.

Tabla 10 Presión y temperatura de flash óptimas. Fuente: Elaboración propia

T geo = 180 °C			
T cond	p cond	T opt,flash	p flash
°C	bar	°C	bar
45,81	<b>0,100</b>	112,90	<b>1,579</b>
42,66	<b>0,085</b>	111,33	<b>1,499</b>
41,51	<b>0,080</b>	110,75	<b>1,471</b>
40,29	<b>0,075</b>	110,15	<b>1,441</b>
39,00	<b>0,070</b>	109,50	<b>1,410</b>
37,63	<b>0,065</b>	108,81	<b>1,378</b>
36,16	<b>0,060</b>	108,08	<b>1,344</b>
34,58	<b>0,055</b>	107,29	<b>1,308</b>
32,87	<b>0,050</b>	106,44	<b>1,273</b>
31,01	<b>0,045</b>	105,51	<b>1,230</b>
28,96	<b>0,040</b>	104,48	<b>1,187</b>
26,67	<b>0,035</b>	103,34	<b>1,141</b>
25,16	<b>0,032</b>	102,58	<b>1,111</b>
24,08	<b>0,030</b>	102,04	<b>1,090</b>
22,94	<b>0,028</b>	101,47	<b>1,068</b>
21,72	<b>0,026</b>	100,86	<b>1,046</b>
21,08	<b>0,025</b>	100,54	<b>1,034</b>

## 7.2.2. Resultados obtenidos

Inicialmente, se realizó la simulación de la planta flash estableciendo unas condiciones de condensación fijas y comunes, variando las condiciones ambientales para visualizar el efecto en la potencia desarrollada. Conociendo las presiones y temperaturas de saturación del agua, además de las condiciones de trabajo del condensador (DELTH = 5 °C), se estableció dicha presión de condensación en 0,05 bar. A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones:

Tabla 11 Parámetros de funcionamiento de la planta flash a pcond = 0,05 bar para cada condición ambiente. Fuente: Elaboración propia.

T1 = 180 °C	Tamb	Wtv	Wpump	Wgeo	Wfan	Wnet	Wnet ciclo
pcond = 0,05 bar	°C	kW	kW	kW	kW	kW	kW
Tcond = 32,874 °C	<b>15,07</b>	11804	6,59	7,77	<b>147</b>	<b>11643</b>	11798
Topt flash = 106,437 °C	<b>18,69</b>	11804	6,59	7,77	<b>205</b>	<b>11585</b>	11798
p flash = 1,273 bar	<b>22,23</b>	11804	6,59	7,77	<b>332</b>	<b>11457</b>	11798

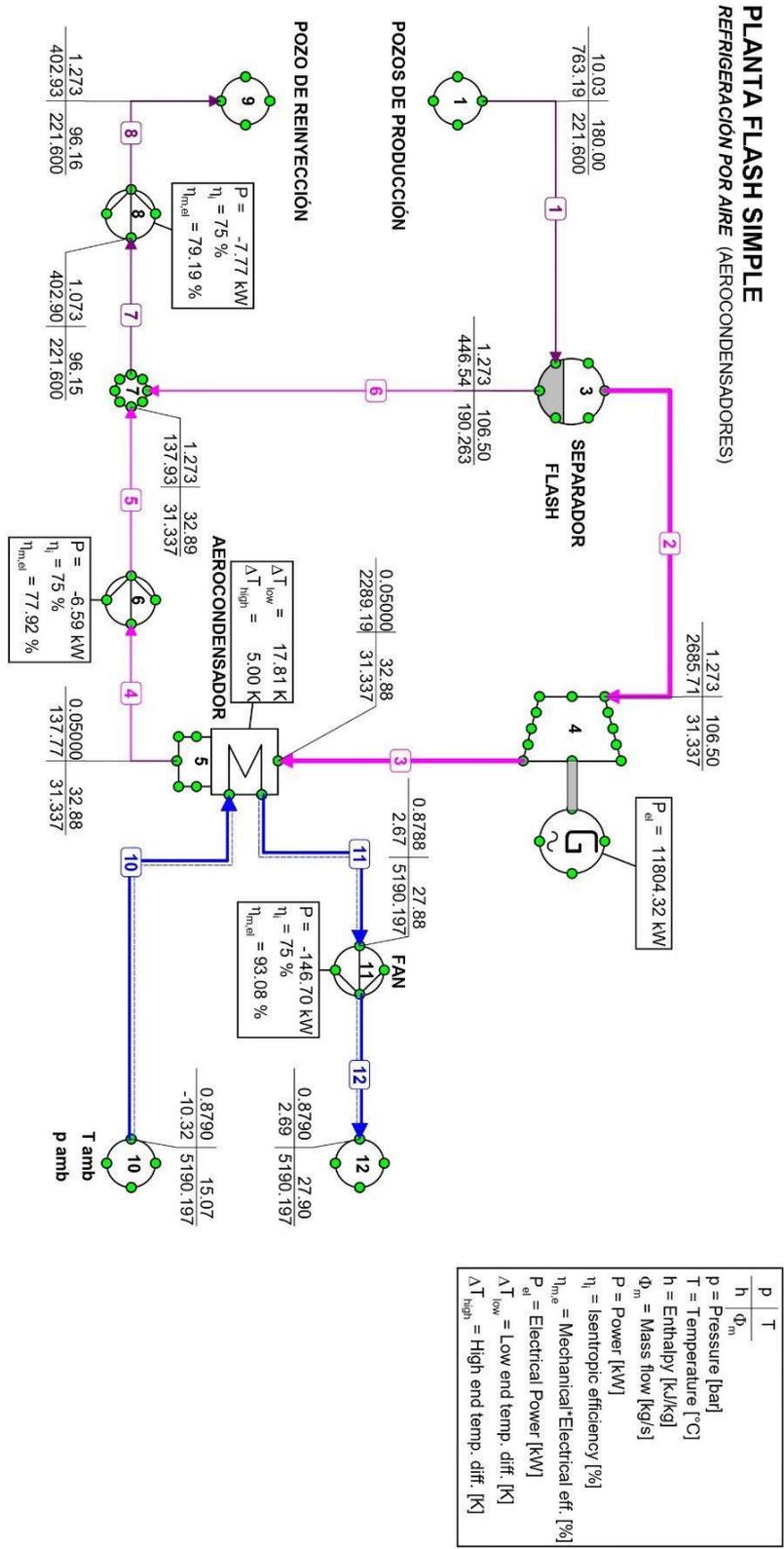


Figura 95 Planta de tipo flash simple con presión de condensación 0,05 bar y temperatura ambiente 15,07 °C

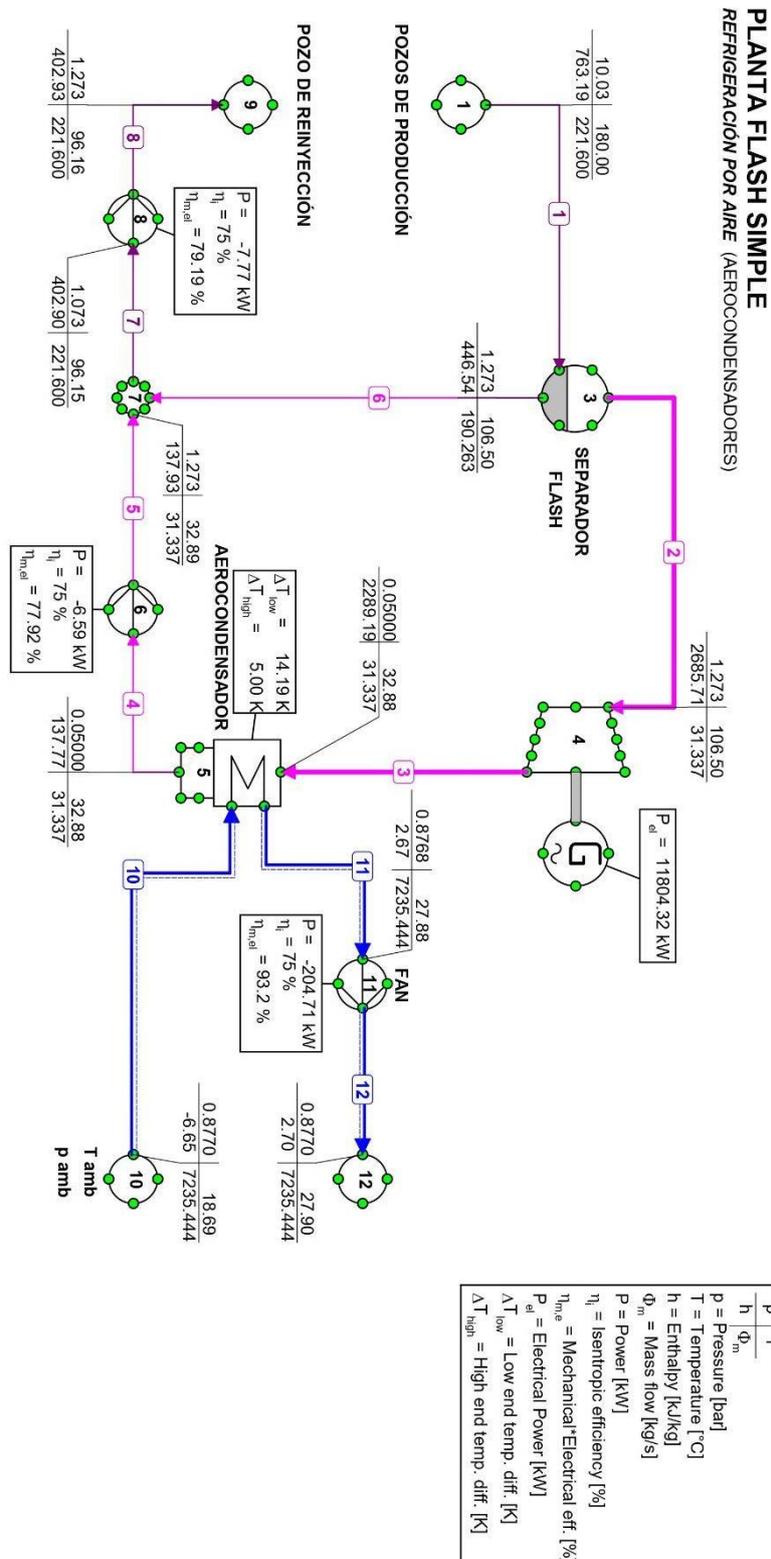


Figura 96 Planta de tipo flash simple con presión de condensación 0,05 bar y temperatura ambiente 18,69 °C.

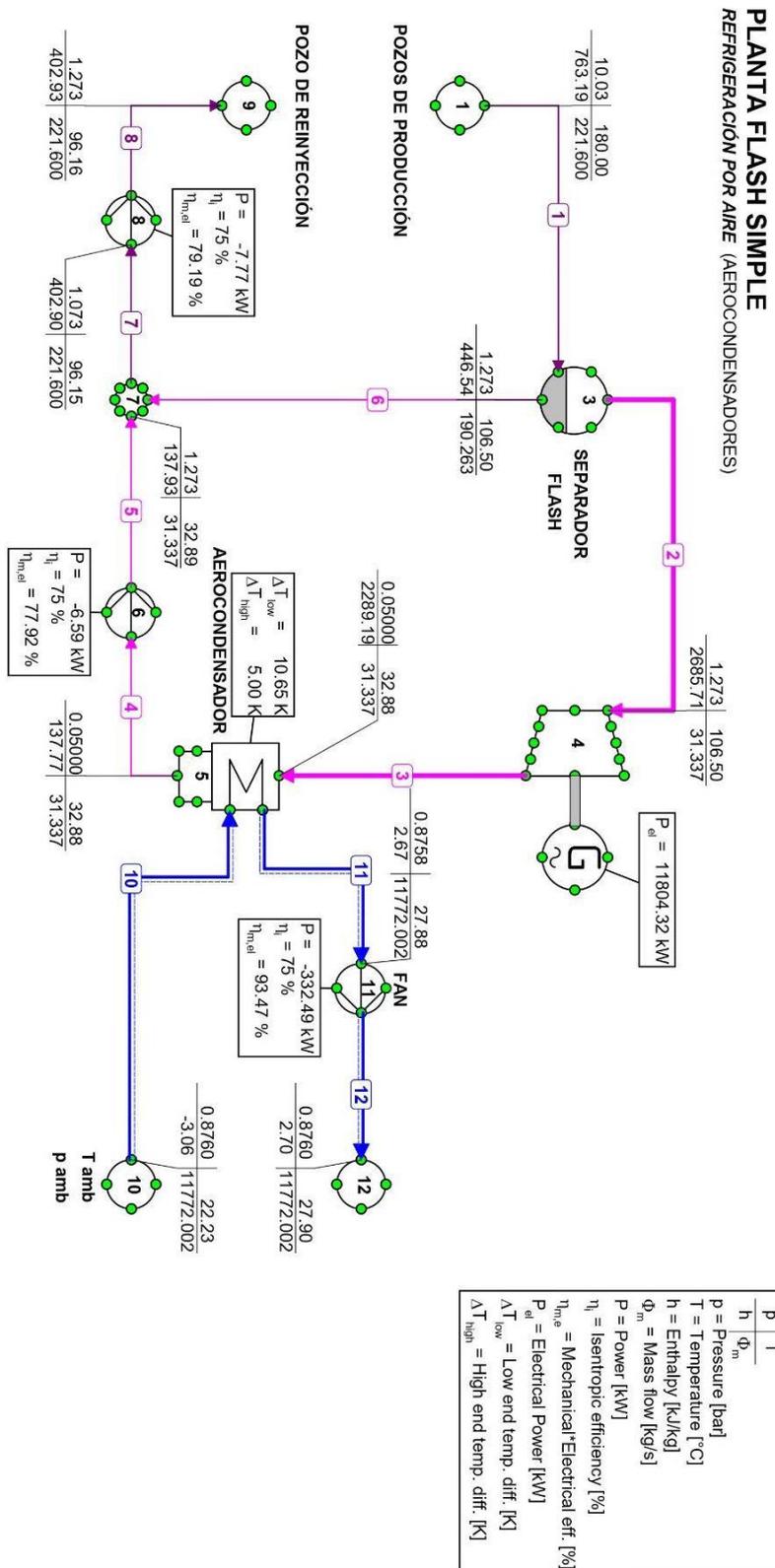


Figura 97 Planta de tipo flash simple con presión de condensación 0,05 bar y temperatura ambiente 22,23 °C

Una vez obtenidos los resultados, y con el objetivo de poder obtener con mayor detalle y precisión los efectos de las condiciones ambientales, se ha ido variando la presión de condensación, así como la presión flash (según lo establecido previamente) para observar la evolución de la potencia neta desarrollada, la potencia bruta y el consumo de potencia del ventilador instalado en el condensador (dichas simulaciones se encuentran disponibles en el Anexo II) Los resultados obtenidos se muestran en el siguiente gráfico:

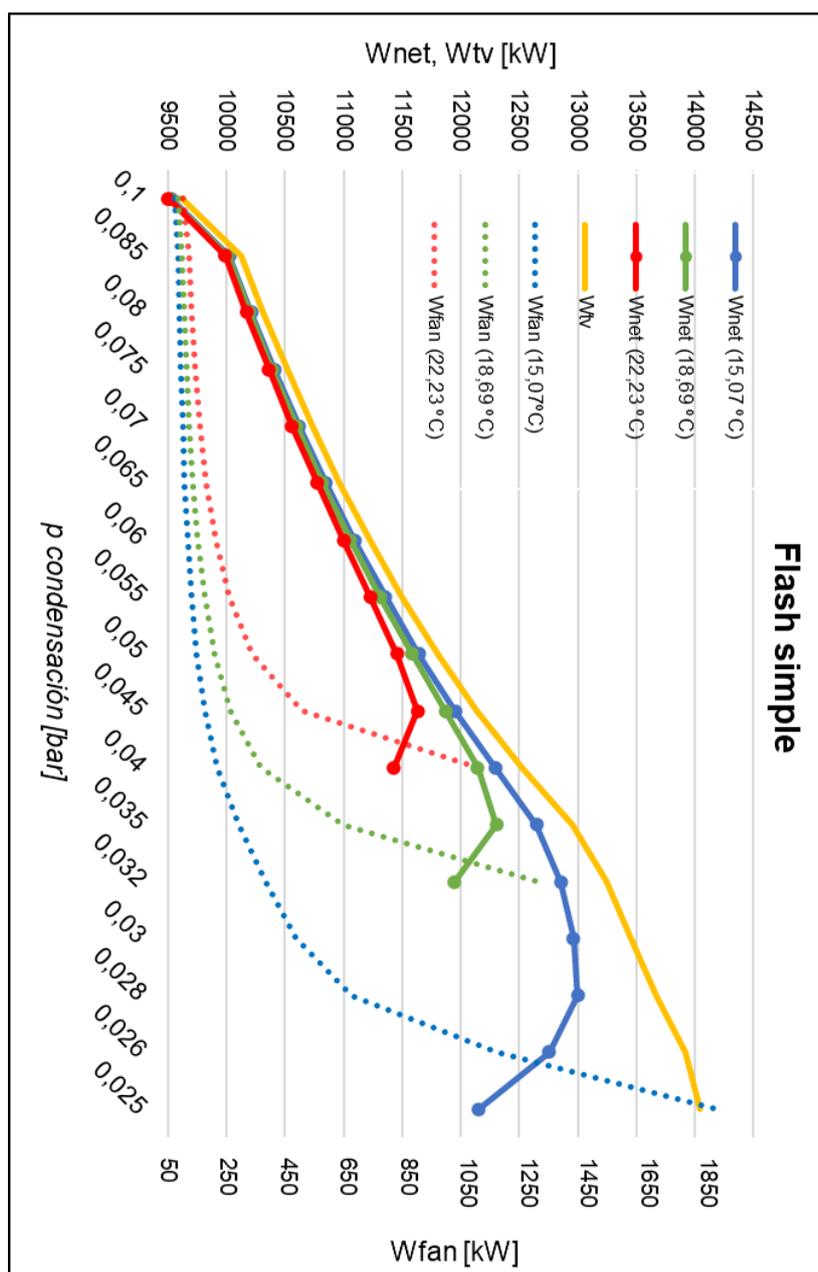


Figura 98 Resultados obtenidos planta flash simple

Tabla 12: Resultados obtenidos planta flash simple

Tcond	pcond	Wnet [kW]			Wtv [kW]	Wfan [kW]		
		Tamb 15,07°C	Tamb 18,69°C	Tamb 22,23°C		Tamb 15,07°C	Tamb 18,69°C	Tamb 22,23°C
45,81	0,1	9528	9517	9503	9616	73	84	99
42,66	0,085	10025	10011	9990	10123	83	98	119
41,51	0,08	10211	10195	10170	10314	87	104	129
40,29	0,075	10409	10391	10361	10517	93	111	141
39,00	0,07	10621	10599	10562	10734	99	121	157
37,63	0,065	10848	10821	10776	10969	106	133	179
36,16	0,06	11093	11059	11000	11223	116	150	209
34,58	0,055	11357	11314	11231	11501	129	172	255
32,87	0,05	11643	11585	11457	11804	147	205	332
31,01	0,045	11957	11871	11632	12143	173	258	497
28,96	0,04	12295	12149	11430	12522	213	359	1078
26,67	0,035	12651	12305	-	12954	288	634	-
25,16	0,032	12856	11950	-	13244	374	1280	-
24,08	0,03	12964	-	-	13453	475	-	-
22,94	0,028	13000	-	-	13678	664	-	-
21,72	0,026	12758	-	-	13919	1147	-	-
21,08	0,025	12157	-	-	14047	1876	-	-

Se puede apreciar cómo, a medida que disminuye la presión de condensación, la potencia neta aumenta de manera lineal hasta que llega al valor máximo, coincidiendo que dicha potencia se produce aproximadamente a la presión de condensación mínima estimada en la Tabla 9 anteriormente. Como era de esperar, para una temperatura ambiente más fría, la presión de condensación a la que tiene el desarrollo máximo de potencia neta es más baja. A continuación, se muestran los resultados obtenidos para la planta en configuración de máxima potencia neta para cada condición ambiente.

Tabla 13 Condiciones de la planta a máxima potencia neta para cada temperatura ambiente.

FLASH						
Tamb	Tcond	p cond	Treiny	W net, max	Wfan	Wtv
°C	°C	bar	°C	MW	kW	MW
15,07	22,94	0,028	89,76	13,00	664	13,68
18,69	26,67	0,035	92,15	12,31	634	12,95
22,23	31,01	0,045	94,91	11,63	497	12,14

Como vimos en la tabla de presión óptima de flash según las condiciones del recurso geotérmico y las de condensación como describe (DiPippo, 2012), al disminuir la presión de condensación también lo hace la presión flash óptima, pero no de manera lineal. De hecho, como se observa en la siguiente tabla, la relación de expansión de la turbina aumenta a medida que se disminuye la presión de condensación.

Tabla 14 Evolución de la relación de expansión en función de la presión de condensación y presión flash óptima

<b>T<sub>geo</sub> = 180 °C</b>				
<b>T cond</b>	<b>p cond</b>	<b>T opt,flash</b>	<b>p flash</b>	<b>rexp</b>
<i>°C</i>	<i>bar</i>	<i>°C</i>	<i>bar</i>	<i>p1/p2</i>
45,81	<b>0,100</b>	112,90	<b>1,579</b>	<b>15,8</b>
42,66	<b>0,085</b>	111,33	<b>1,499</b>	<b>17,6</b>
41,51	<b>0,080</b>	110,75	<b>1,471</b>	<b>18,4</b>
40,29	<b>0,075</b>	110,15	<b>1,441</b>	<b>19,2</b>
39,00	<b>0,070</b>	109,50	<b>1,410</b>	<b>20,1</b>
37,63	<b>0,065</b>	108,81	<b>1,378</b>	<b>21,2</b>
36,16	<b>0,060</b>	108,08	<b>1,344</b>	<b>22,4</b>
34,58	<b>0,055</b>	107,29	<b>1,308</b>	<b>23,8</b>
32,87	<b>0,050</b>	106,44	<b>1,273</b>	<b>25,5</b>
31,01	<b>0,045</b>	105,51	<b>1,230</b>	<b>27,3</b>
28,96	<b>0,040</b>	104,48	<b>1,187</b>	<b>29,7</b>
26,67	<b>0,035</b>	103,34	<b>1,141</b>	<b>32,6</b>
25,16	<b>0,032</b>	102,58	<b>1,111</b>	<b>34,7</b>
24,08	<b>0,030</b>	102,04	<b>1,090</b>	<b>36,3</b>
22,94	<b>0,028</b>	101,47	<b>1,068</b>	<b>38,2</b>
21,72	<b>0,026</b>	100,86	<b>1,046</b>	<b>40,2</b>
21,08	<b>0,025</b>	100,54	<b>1,034</b>	<b>41,4</b>

Este aumento de la relación de expansión confirma los resultados arrojados sobre la gráfica, ya que la potencia bruta desarrollada por la turbina crece bajo estas mismas condiciones. El parámetro que se ve afectado considerablemente es la potencia neta que, de la misma forma que observamos con la planta binaria, ve limitado su evolución hasta cierto valor antes de sufrir los efectos del aumento del consumo auxiliar de potencia y decrecer de manera clara. El motivo principal de ello es el consumo de potencia del ventilador del condensador debido al aumento del caudal de aire necesario para evacuar el calor cedido por el ciclo. Dicho aumento de caudal tiene su explicación en el incremento de temperatura, cada vez menor, permitido para el aire refrigerante.

Como ya se mencionó anteriormente en la planta binaria ORC, al bajar la presión de condensación, también lo hace la temperatura a la que tiene lugar dicho cambio de estado, por lo que el agua que realiza el ciclo llega al condensador cada vez a menor temperatura. Esto limita el incremento de temperatura para el aire refrigerante y ha de ser compensado con un aumento del caudal másico de aire.

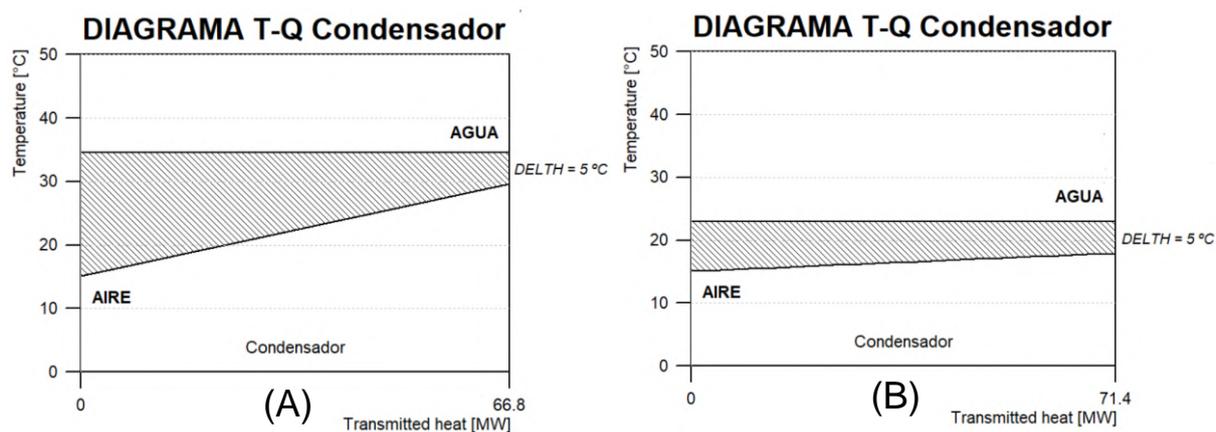


Figura 99 Diagrama T-Q a  $T_{amb} = 15,07$  °C. (A)  $p_{cond} = 0,055$  bar (B)  $p_{cond} = 0,028$  bar

Por último, se muestran las configuraciones para conseguir la generación de potencia neta máxima bajo cada una de las condiciones ambientales obtenidas a través de las simulaciones realizadas en CycleTempo.

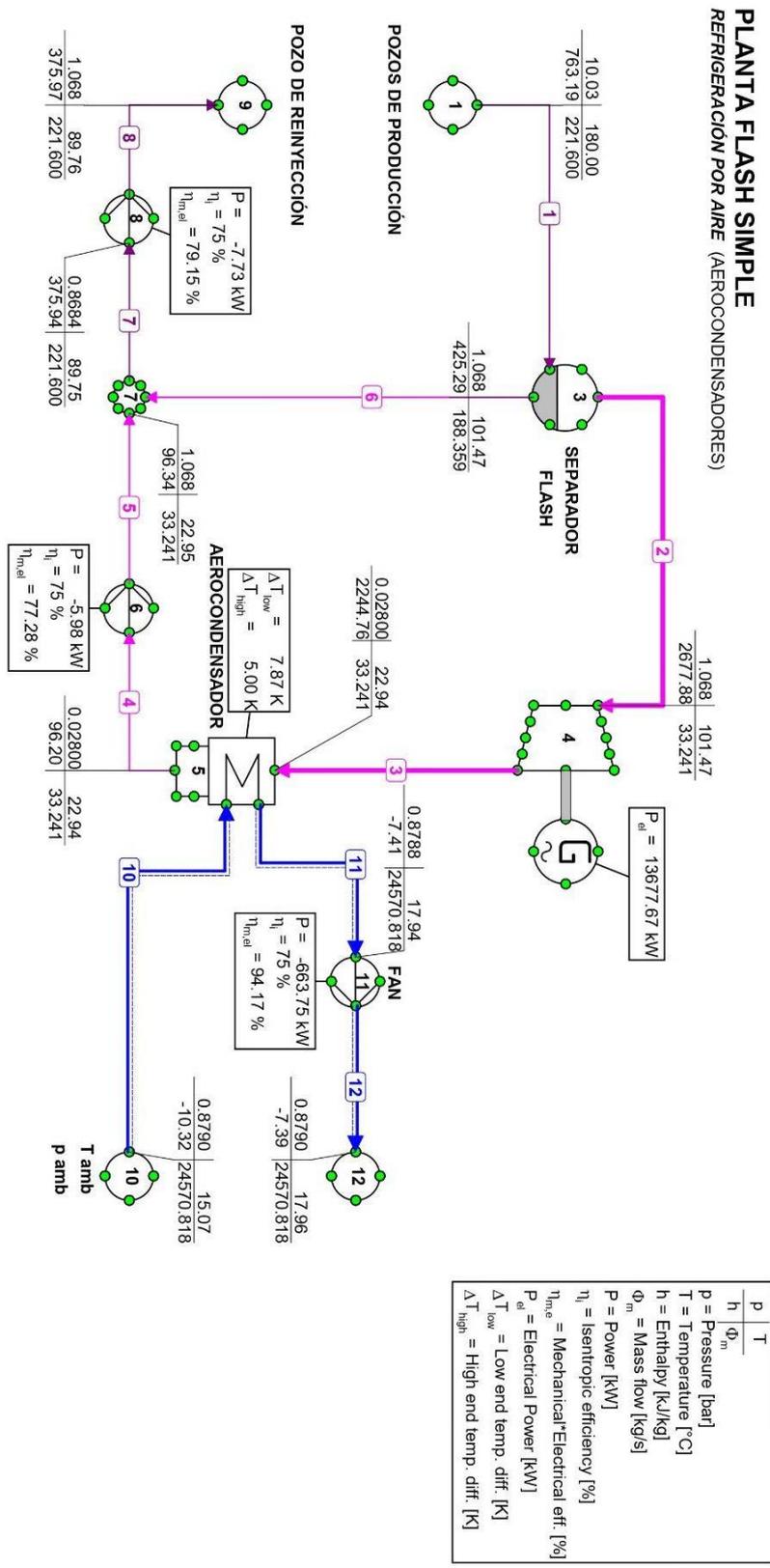


Figura 100 Esquema de la planta para máxima potencia neta a  $T_{amb} = 15,07 \text{ °C}$ . Fuente: Elaboración propia.

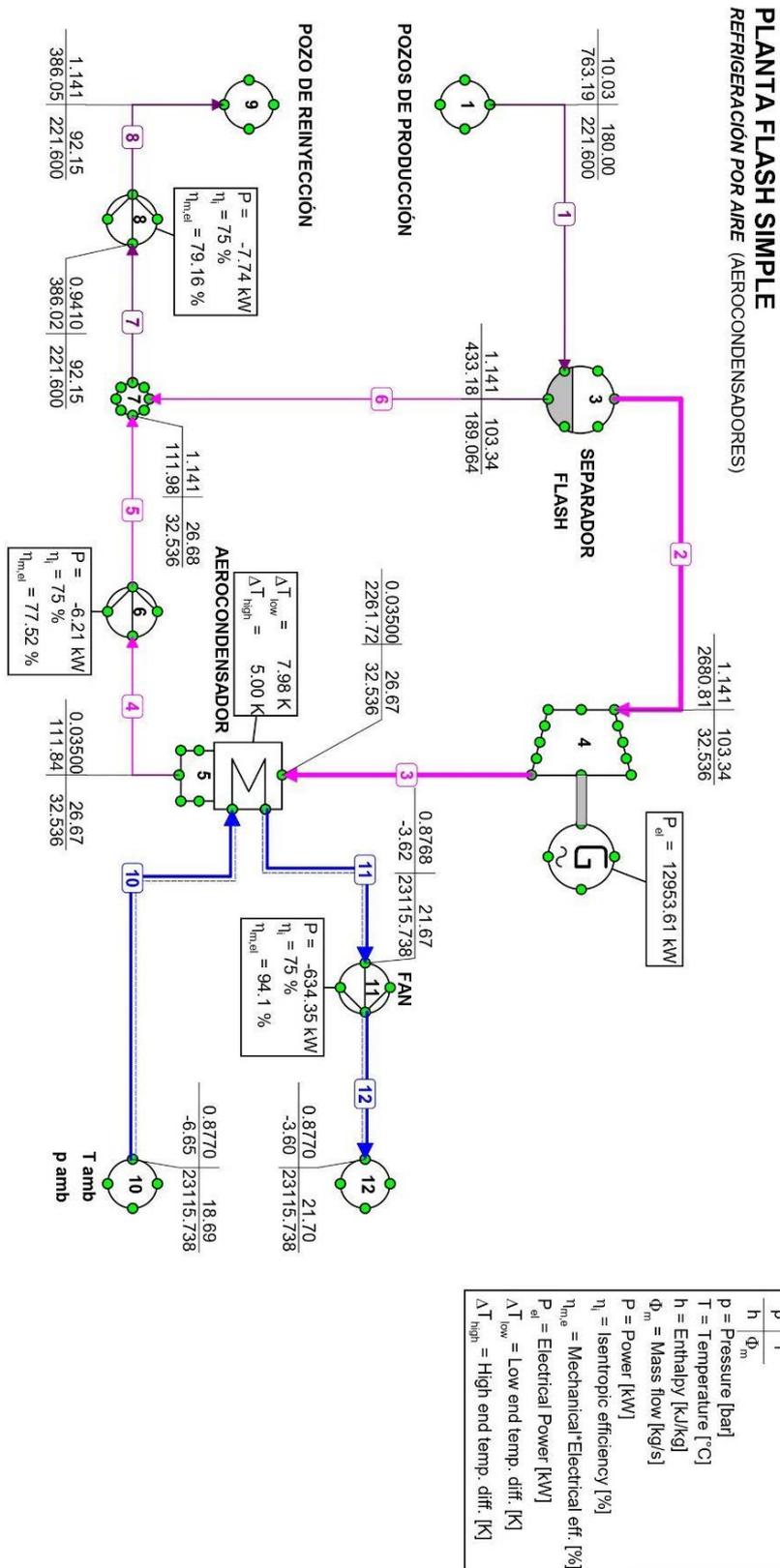


Figura 101 Esquema de la planta para máxima potencia neta a  $T_{amb} = 18,69 \text{ °C}$ . Fuente: Elaboración propia.

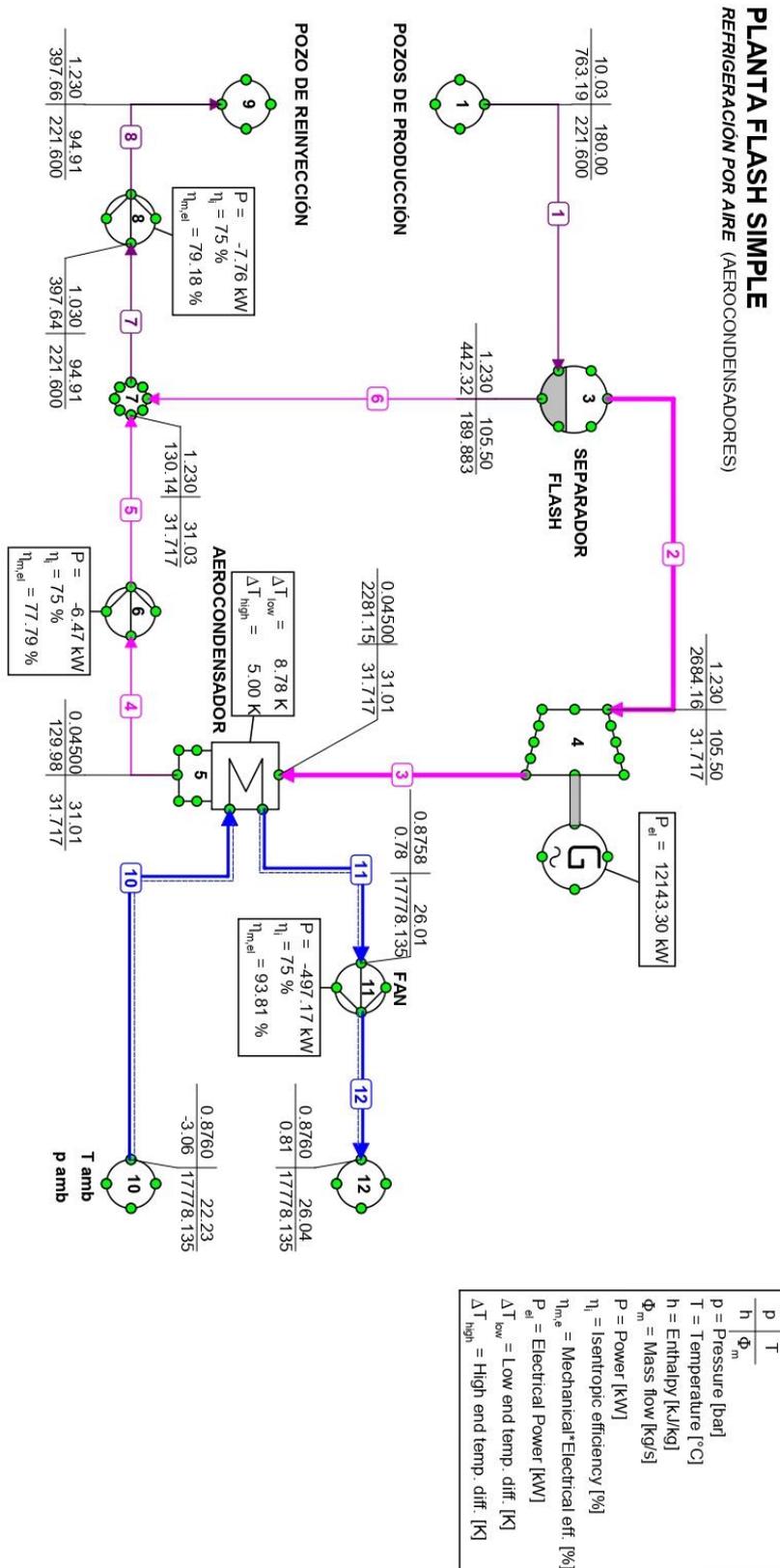


Figura 102 Esquema de la planta para máxima potencia neta a  $T_{amb} = 22,23^\circ\text{C}$ . Fuente: Elaboración propia.

## 7.2.3. Simulación mediante SAM

De la misma manera en la que se trabajó con anterioridad con el software SAM para la simulación de operación de la planta binaria, se realiza la simulación en este apartado para la planta de tipo flash simple. El diseño de planta ya optimizado mediante CycleTempo cuyos parámetros introduciremos en SAM es el siguiente:

Tabla 15: Parámetros de entrada a SAM.

Tflash = 105,56 °C p flash = 1,23 bar			Tgeo = 180 °C Treinyección = 94,91 °C			m [kg/s] = 221,6	
Tamb	p cond	Tcond	W net	Wfan	Wtv	Qin	η
°C	bar	°C	MW	kW	MW	MW	%
18,69	0,045	31,01	11,87	257,94	12,14	81,00	14,66%

El parámetro principal que determina el funcionamiento de la planta es la presión de condensación y dicho valor es  $p_{\text{cond}} = 0,045$  bar. Se han elegido estas condiciones por el mismo motivo por el que se escogieron para la configuración binaria, se establece la presión de condensación más baja a la que permite trabajar la temperatura ambiente más restrictiva (22,23 °C) pero se utilizan las variables de trabajo del ciclo para la temperatura ambiente media. De esta forma, garantizamos cierta margen de seguridad en la operación de la planta ante la oscilación de la temperatura. Si consideráramos el modelo de trabajo para  $p_{\text{cond}} = 0,035$  bar la potencia neta será mayor, pero si la temperatura ambiente supera los 18,69 °C la planta no operará correctamente tal y como se muestra en la Tabla 12.

Al introducir las variables de entrada en SAM, los apartados de condiciones ambiente y recurso geotérmico se mantienen sin cambio con respecto a la planta binaria y con el resto de parámetros se procede de manera exactamente igual, variando ciertos puntos que se explican a continuación. A la hora de elegir la configuración de la planta, debemos introducir el valor de potencia neta de la planta (tabla x) y escoger la opción de planta tipo Flash en lugar de Binario.

Figura 103 Opciones de configuración de tipo de planta.

En el apartado de descenso de la temperatura se establece 0,8 % en lugar del 0,5 % que teníamos marcado, según lo estimado en (Beckers et al. 2017).

Figura 104 Descenso de temperatura anual y descenso máximo antes de nuevos pozos.

Para plantas flash existe una opción, que no se encuentra para plantas binarias, en la cual se solicita introducir la temperatura bulbo húmedo y la presión ambiente en libras por pulgada cuadrada. Disponemos de estos valores en el archivo TMY empleado para establecer las condiciones ambientales.

Figura 105 Parámetros de entrada para plantas tipo Flash.

En cuanto al diseño del bloque de potencia, conocemos el valor del rendimiento del ciclo, la temperatura de reinyección así como la presión del separador flash. El valor de la fracción de vapor es un valor por defecto en relación con el sistema de refrigeración utilizado, por lo que lo dejamos igual que para el ciclo binario porque el sistema de refrigeración empleado es por aire.

El valor de rendimiento se ha calculado de la siguiente manera:

$$\eta = \frac{W_{net}}{Q_{in}} \quad (9)$$

En este caso particular, al no tratarse de un ciclo cerrado, el término de  $Q_{in}$  lo hemos definido como la diferencia de entalpía del fluido en el pozo de producción y en el pozo de reinyección, mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{in} = m \cdot (h_1 - h_9) \quad (10)$$

$Q_{in}$ : calor recibido por el ciclo [kW]

$m$ : Caudal másico [kg/s]

$h_i$ : entalpía específica del fluido [kJ/kg]

1: pozo de producción.

9: pozo de reinyección.

La nomenclatura 1 y 9 corresponden a la numeración empleada en el esquema realizado en CycleTempo.

Power Block Design Point	
Rated Cycle Conversion Efficiency	0.14655
Design Inlet Temperature	180 °C
Design Outlet Temperature	94.91 °C
Boiler Operating Pressure	1.23 bar
Steam Cycle Blowdown Fraction	0.016

Figura 106 Punto de operación del bloque de potencia

Por último, el sistema de refrigeración. El único valor modificado respecto a la configuración binaria es el ITD, ya que la condensación ocurre a diferente temperatura al trabajar con agua en vez de butano. La presión de condensación establecida es 0,045 bar por lo que la temperatura del agua es de 31,01 °C, así que el ITD es 12,32 °C al considerar la temperatura ambiente media (18,69 °C).

**Cooling System**

Condenser type	Air-cooled	Hybrid Dispatch
Ambient Temperature at Design	18.69 °C	Period 1: 0
Ref. Condenser Water dT	10 °C	Period 2: 0
Approach Temperature	5 °C	Period 3: 0
ITD at Design Point	12.32 °C	Period 4: 0
Condenser Pressure Ratio	1.00023	Period 5: 0
Minimum Condenser Pressure	2 inHg	Period 6: 0
Cooling System Part Load Levels	8	Period 7: 0
		Period 8: 0
		Period 9: 0

Hybrid dispatch control parameters refer to the dispatch periods defined below. These parameters are only available for hourly models using hybrid condensers.

Figura 107 Configuración del sistema de refrigeración.

## 7.2.4. Desempeño de la planta

La simulación de operación durante un año de la planta de tipo flash simple en SAM arroja los siguientes resultados sobre la producción de energía total y factor de capacidad.

Tabla 16 Resultados de trabajo planta flash obtenidos en SAM

<b>Energía total producida en 1 año</b>	87.714 MWh
<b>Factor de capacidad</b>	84,3 %

En cuanto a la variación de la producción en el tiempo, tenemos la siguiente gráfica en la que se muestra el comportamiento de la planta. Se trata de un patrón muy similar al obtenido para la configuración binaria; de la misma forma, se muestra en la gráfica siguiente la principal explicación.

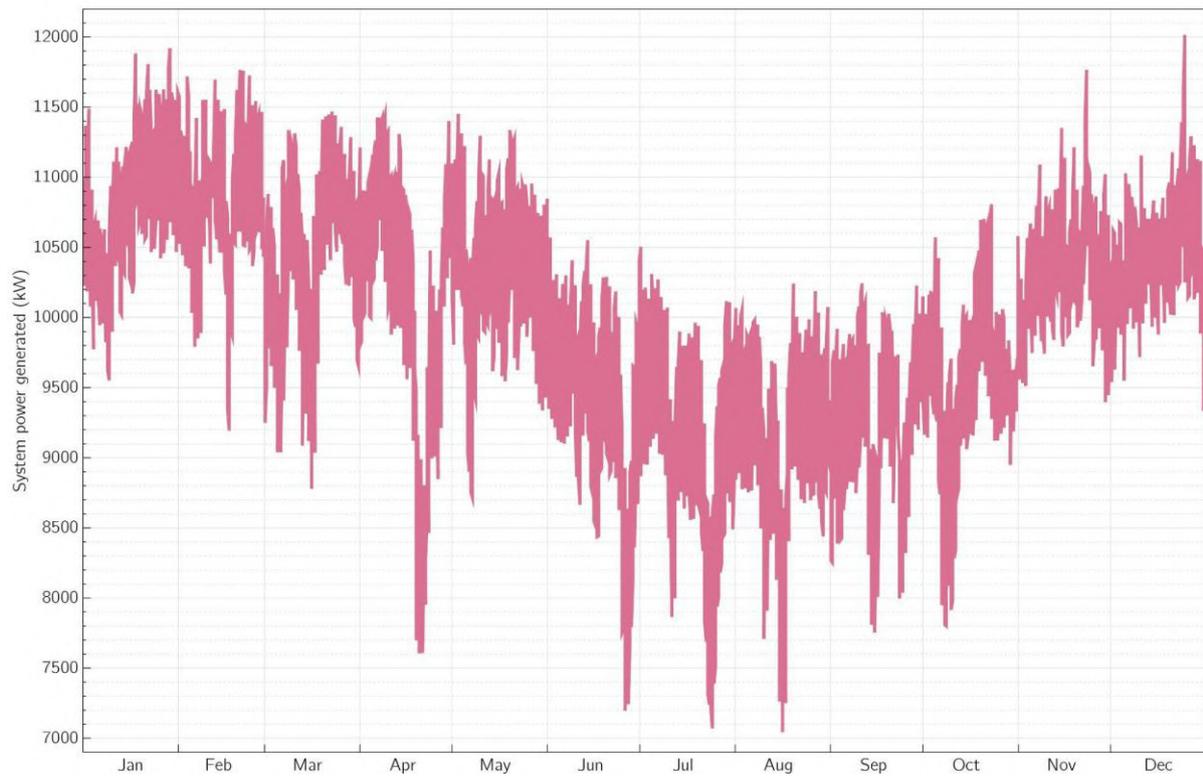


Figura 108 Evolución de la potencia generada por la planta flash durante un año.

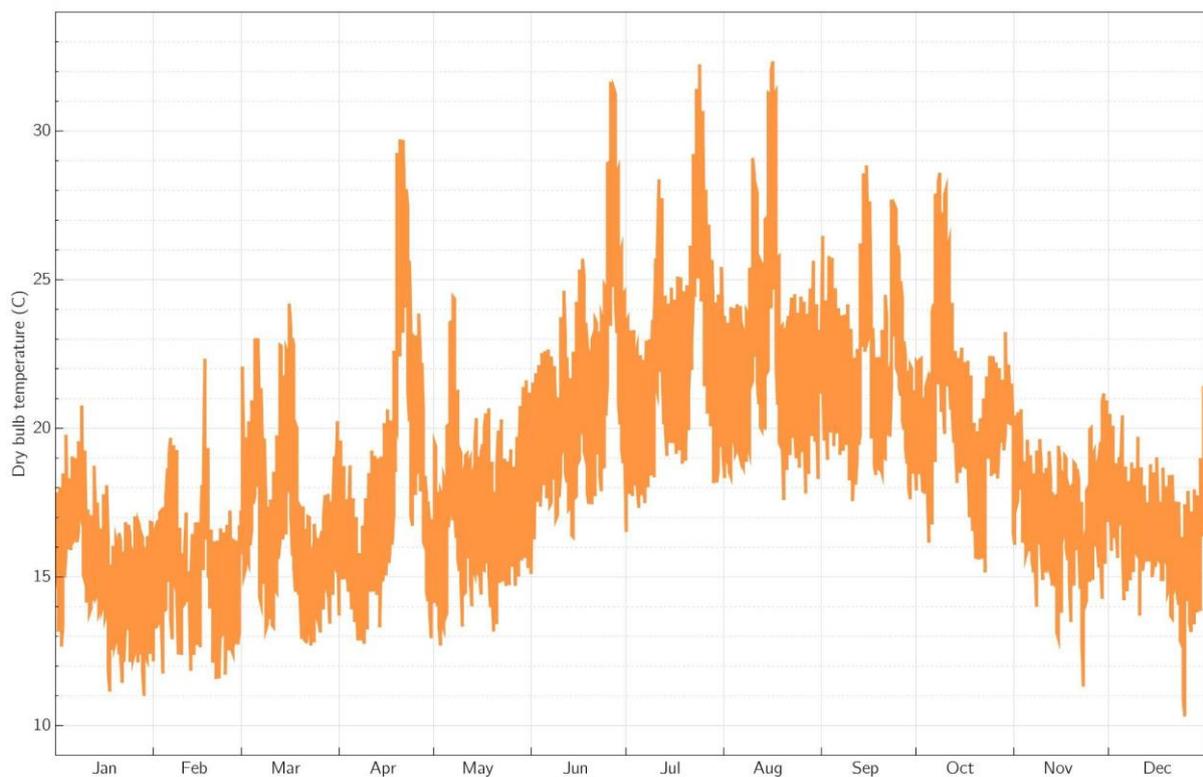


Figura 109 Evolución de la temperatura ambiente durante un año.

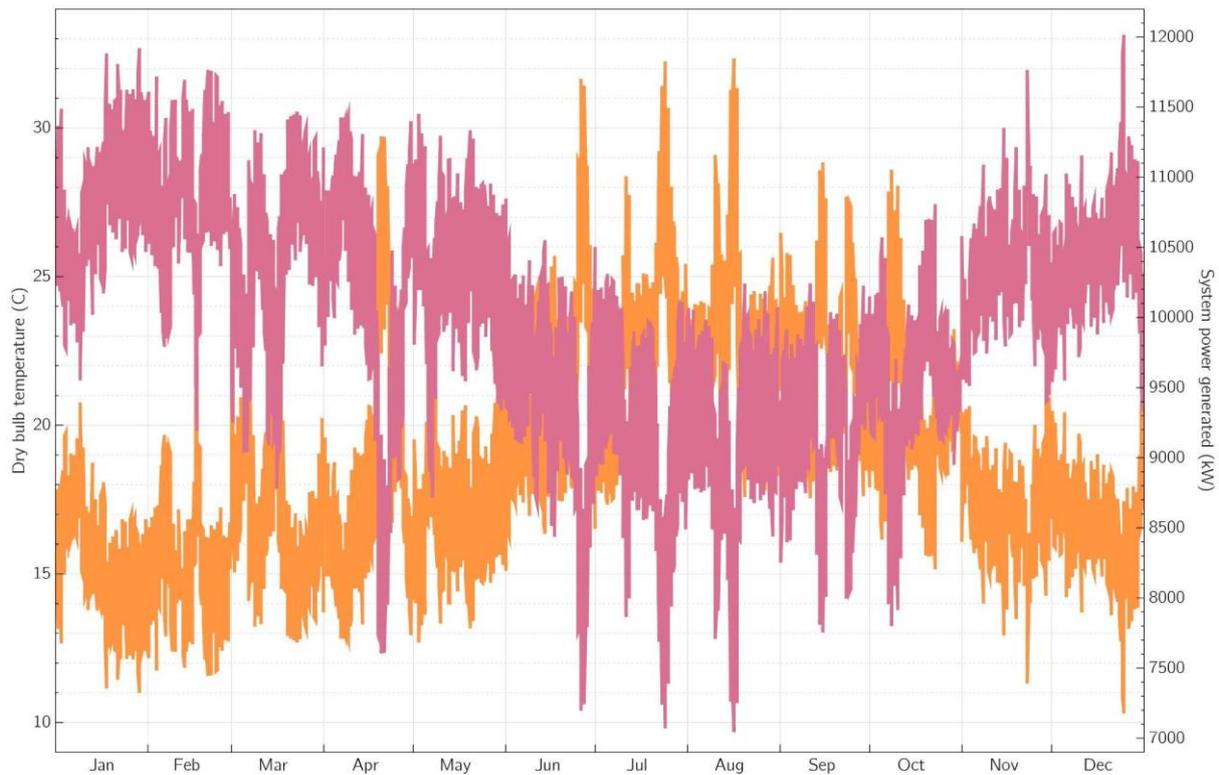


Figura 110 Impacto de la temperatura ambiente (naranja) sobre la generación de potencia (rosa) durante un año.

El aumento de la temperatura en los meses de verano tiene un impacto negativo en la generación de potencia de la misma forma que durante los meses más fríos, la producción aumenta. El punto mínimo de potencia (7 MW) coincide en el punto en el que la temperatura ambiente tiene un valor máximo ( $> 32\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), de la misma forma que sucede al contrario, el máximo de potencia (12 MW) ocurre a la temperatura ambiente mínima ( $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

## 8. COMPARACIONES

El presente Trabajo de Fin de Grado se centra en el análisis y la simulación de un sistema de generación eléctrica mediante energía geotérmica con el objetivo de evaluar su rendimiento y determinar su viabilidad en diferentes escenarios. A lo largo de este estudio, se ha llevado a cabo una exhaustiva

investigación, donde se han diseñado y desarrollado simulaciones que permiten obtener resultados orientativos y lo más parecidos a la realidad posibles.

En este capítulo se aborda un aspecto fundamental del trabajo: la comparación de los resultados obtenidos a través de las simulaciones realizadas. Se realizan comparaciones entre las diferentes configuraciones del sistema, que han sido objeto de estudio durante el desarrollo del TFG. Esto permitirá identificar las fortalezas y debilidades de cada configuración, así como las condiciones en las que el sistema muestra un mejor rendimiento.

El objetivo principal de este capítulo es analizar y contrastar los datos recopilados a través de las simulaciones, para así evaluar el desempeño del sistema de ingeniería bajo diferentes condiciones y escenarios.

## 8.1. Comparación planta binaria - flash

El recurso geotérmico que se ha supuesto para la realización de los cálculos se encuentra a una temperatura de 180 °C, obviando las características y composición físico-química del recurso y suponiendo que no supusiera un impedimento para su aprovechamiento directo en el ciclo, esta temperatura abre la posibilidad de emplear los dos tipos de planta más comunes para energía geotérmica, planta binaria y planta tipo flash.

Las plantas flash se emplean en situaciones en las que existe una mezcla de vapor y agua (salmuera) en un rango de temperatura entre 180 - 250 °C, mientras que las plantas binarias de ciclo ORC, al trabajar con un fluido orgánico con un punto de ebullición más bajo que el agua permiten el aprovechamiento del calor para recursos en los que la temperatura se encuentra entre los 90-100 °C y los 180 °C.

Según (EGEC 2020), tanto en número de turbinas como en potencia instalada en Europa, la tendencia de instalación se decanta claramente por el uso de ciclos binarios por encima de la tecnología Flash desde principios del siglo XXI hasta la actualidad.

### Uso de las diferentes tecnologías en Europa

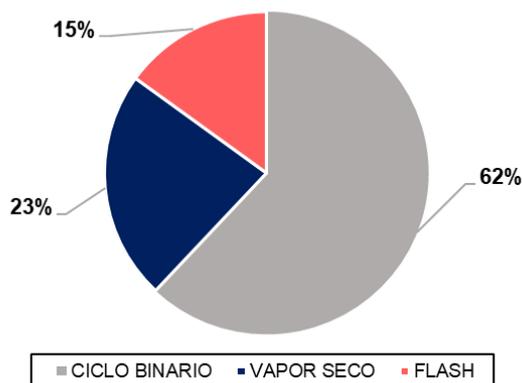


Figura 111 Uso de las diferentes tecnologías de aprovechamiento en Europa. Fuente: EGEC, 2020.

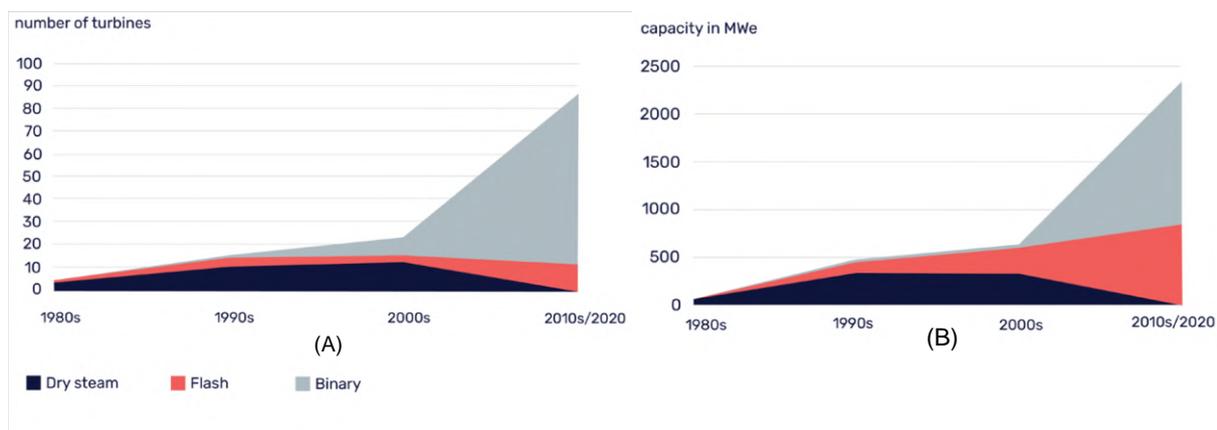


Figura 112(A) Cantidad de turbinas y (B) potencia instalada por tecnología con el paso de los años. Fuente: EGEC, 2020.

Esto se puede deber a que el aprovechamiento mediante tecnología binaria no requiere de un recurso geotérmico cuya temperatura sea tan elevada ni de que se encuentre en forma de vapor como si lo hacen las plantas flash (parcialmente) o las plantas de vapor seco. Además de ello, los requisitos en cuanto a los componentes contenidos en el fluido geotérmico son menos limitantes, ya que no se utiliza directamente para realizar el ciclo de potencia en las turbinas, cosa que sí ocurre en las plantas tipo flash y de vapor seco.

Los resultados de diseño de planta para máxima potencia neta para cada temperatura ambiente estudiada calculados mediante CycleTempo se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 17 Parámetros máximos de operación de la planta binaria ORC para cada temperatura ambiente.

<b>CICLO BINARIO ORC</b>						
<i>T entrada turbina = 160 °C</i>						
<i>Presión entrada turbina = 25 bar</i>						
<b>T amb</b>	<b>T cond</b>	<b>p cond</b>	<b>T reiny</b>	<b>Wnet, max</b>	<b>Wfan</b>	<b>Wtv</b>
°C	°C	bar	°C	MW	kW	MW
15,07	23,21	2,3	106,51	13,00	478	14,28
18,69	27,15	2,6	107,82	12,31	440	13,55
22,23	30,77	2,9	109,02	11,66	435	12,89

Tabla 18 Parámetros máximos de operación de la planta de tipo Flash simple para cada temperatura ambiente.

<b>FLASH</b>						
<b>Tamb</b>	<b>Tcond</b>	<b>p cond</b>	<b>Treiny</b>	<b>W net, max</b>	<b>Wfan</b>	<b>Wtv</b>
°C	°C	bar	°C	MW	kW	MW
15,07	22,94	0,028	89,76	13,00	664	13,68
18,69	26,67	0,035	92,15	12,31	634	12,95
22,23	31,01	0,045	94,91	11,63	497	12,14

Se aprecia un comportamiento similar en ambas configuraciones según el descenso de la temperatura ambiente, además de que los valores de potencia neta máximos para cada una son muy similares entre las diferentes tecnologías. Esto nos lleva a pensar, en principio, que la elección del tipo de configuración de planta, para este caso, va a depender más bien de la composición del fluido y sus características, además de factores económicos o de disponibilidad del mercado que no entran en el análisis de este trabajo.

A continuación, se comparan en una tabla los parámetros principales de las condiciones de operación establecidas en la planta modelo introducida en el software SAM para realizar las simulaciones de operación durante un año para cada una de las configuraciones de planta.

Tabla 19 Condiciones de diseño introducidas para SAM

<b>CICLO BINARIO ORC</b>						
<i>T entrada turbina = 160 °C</i>						
<i>Presión entrada turbina = 25 bar</i>						
<b>T amb</b>	<b>T cond</b>	<b>p cond</b>	<b>T reiny</b>	<b>Wnet</b>	<b>Wfan</b>	<b>Wtv</b>
°C	°C	bar	°C	MW	kW	MW
18,69	30,77	2,9	109,02	11,88	218	12,89

<b>FLASH</b>						
<i>Tflash = 105,56 °C</i>						
<i>p flash = 1,23 bar</i>						
<b>Tamb</b>	<b>Tcond</b>	<b>p cond</b>	<b>Treiny</b>	<b>W net</b>	<b>Wfan</b>	<b>Wtv</b>
°C	°C	bar	°C	MW	kW	MW
18,69	31,01	0,045	94,91	11,87	258	12,14

Los resultados obtenidos por SAM en cuanto a generación anual total y factor de capacidad se muestran en la tabla a continuación.

Tabla 20 Resultados anuales de la planta binaria y flash obtenidos en SAM

	CICLO ORC	FLASH SIMPLE
Energía total producida en 1 año	90.823 MWh	87.714 MWh
Factor de capacidad	87,3 %	84,3 %

Los valores calculados por SAM para ambas configuraciones de planta no difieren demasiado, el resultado final de producción total es parecido y los factores de capacidad presentan magnitudes fiables de acuerdo con los valores característicos de la energía geotérmica y que sirven como uno de los principales argumentos a favor a la hora de defender las ventajas que ofrece la geotermia frente a otras fuentes de energía renovables.

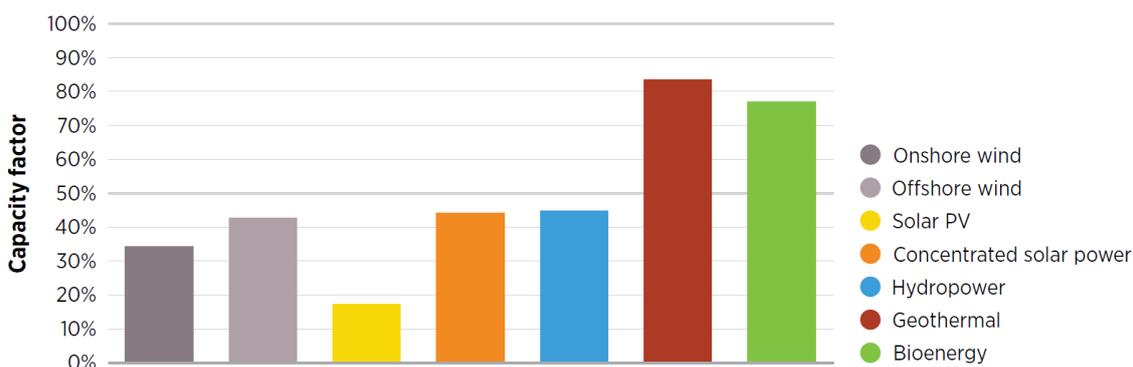


Figura 113 Factores de capacidad de diferentes fuentes de energía renovables. Fuente: (IRENA, IDB, and GGA 2021)

La comparación entre ambas tecnologías de la fluctuación de potencia generada a lo largo del año se expone en las siguientes gráficas.

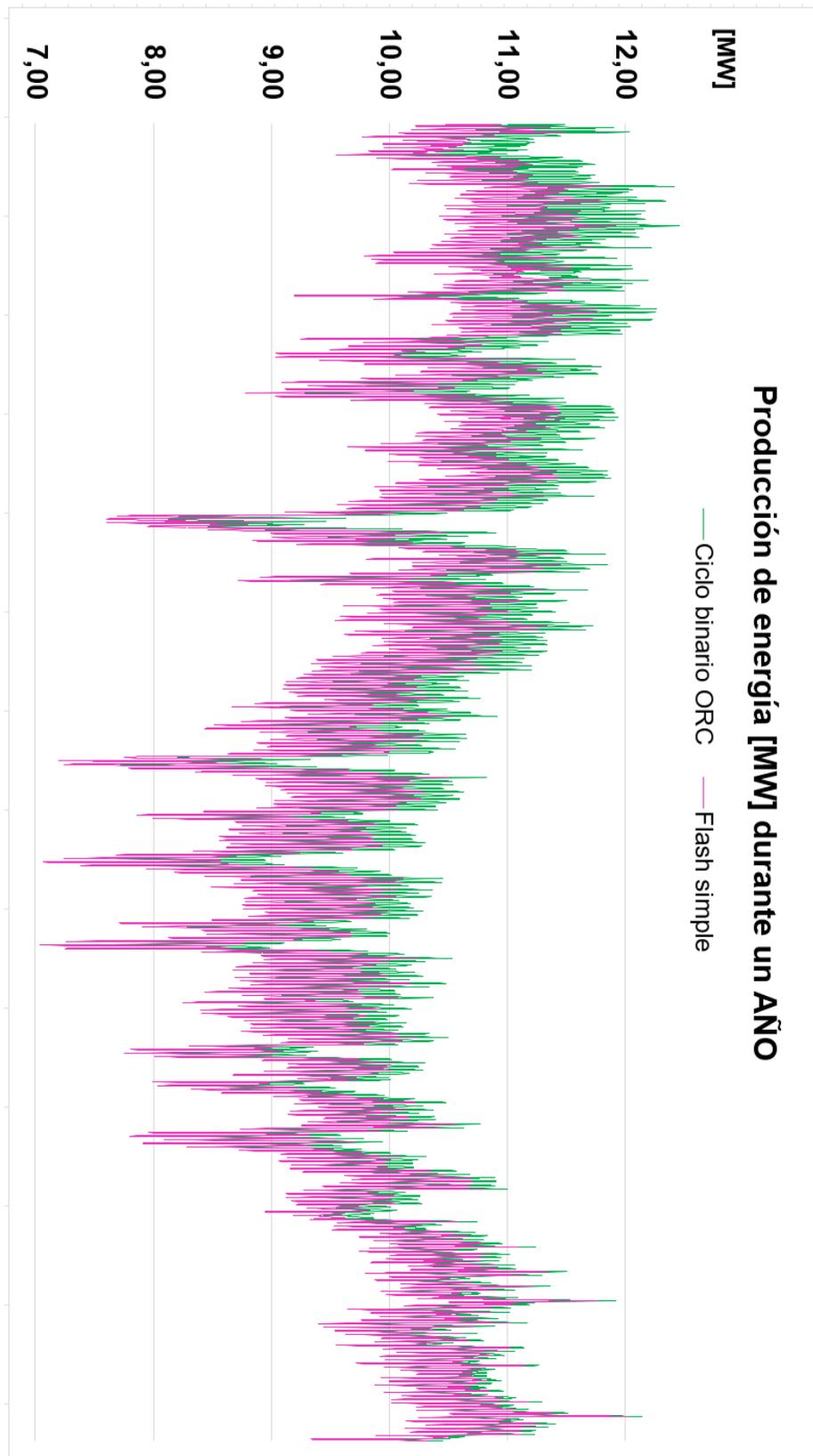


Figura 114 Comparación de producción de energía durante un año entre la planta binaria y la planta flash.

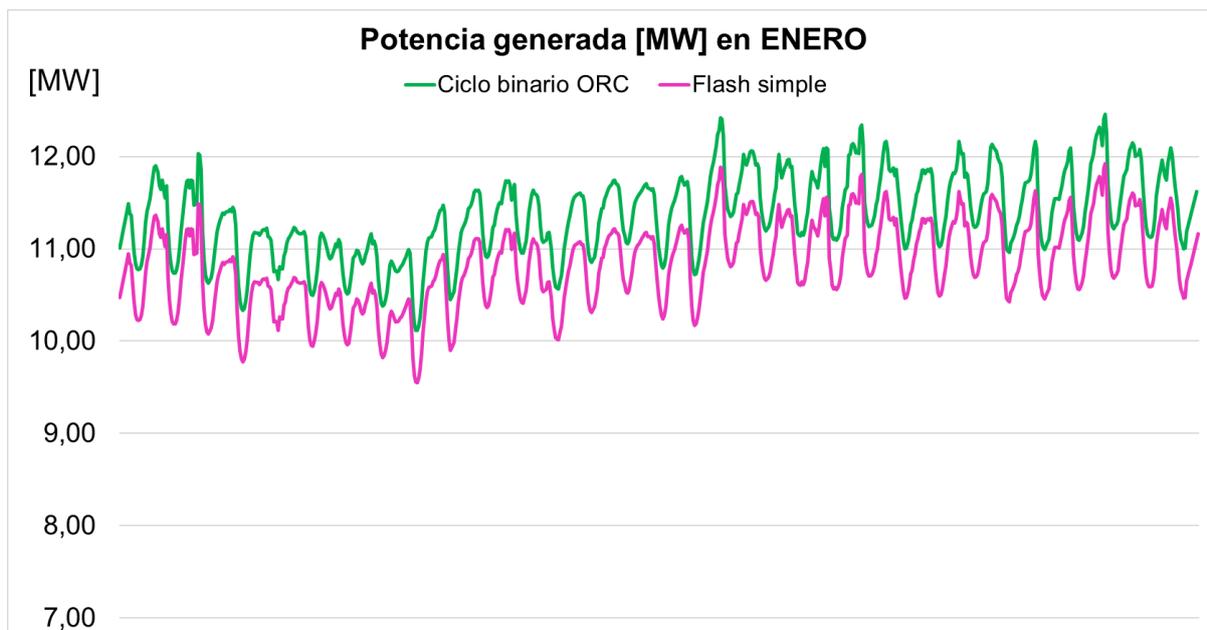


Figura 115 Comparación de producción de energía durante el mes de enero entre la planta binaria y la planta flash.

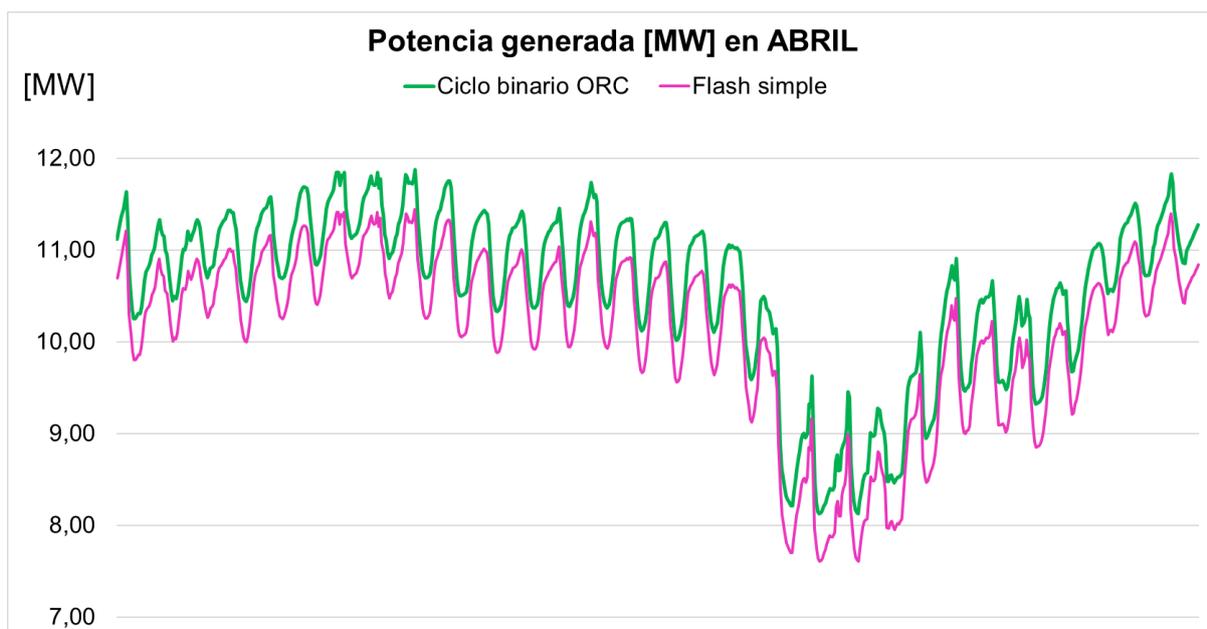


Figura 116 Comparación de producción de energía durante el mes de abril entre la planta binaria y la planta flash.

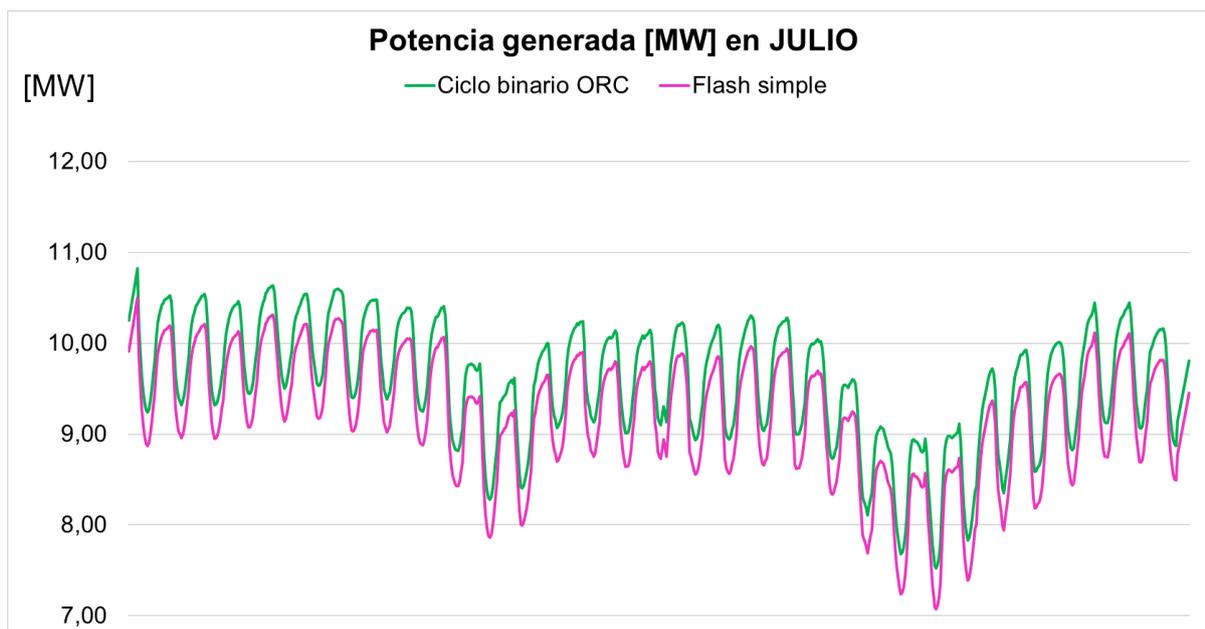


Figura 117 Comparación de producción de energía durante el mes de julio entre la planta binaria y la planta flash.

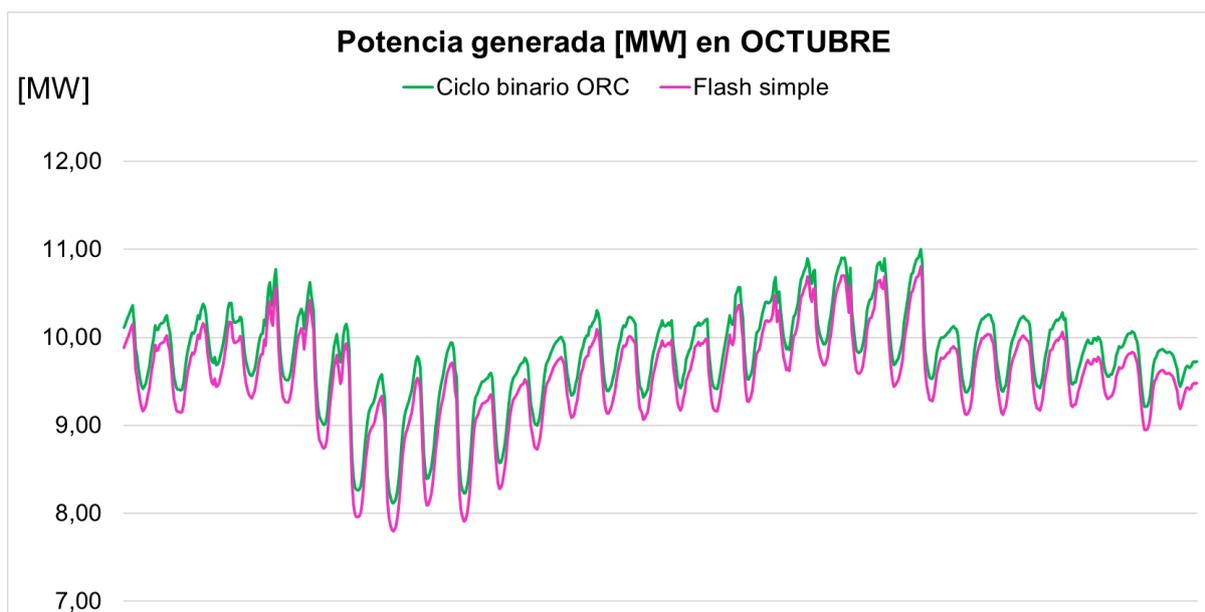


Figura 118 Comparación de producción de energía durante el mes de octubre entre la planta binaria y la planta flash.

Observamos que ambas presentan el mismo patrón de comportamiento con el paso del tiempo, aumentando la producción de energía en los meses más fríos y disminuyendo prestaciones durante los meses de verano en los que la temperatura es más alta. Como habíamos mencionado anteriormente, la

producción total de energía es ligeramente superior en la planta binaria ORC pero queda reflejado de manera evidente que la variación de la producción viene marcada principalmente por el cambio en la temperatura ambiente para este tipo de plantas que hacen uso de sistemas de refrigeración mediante aire seco.

## 8.2. Posible ventaja del clima de Canarias

Tal y como se ha podido ir observando a lo largo de este documento, la operación eficiente y confiable de una planta de generación eléctrica está estrechamente ligada a las condiciones climáticas del entorno en el que se encuentra.

Canarias, un archipiélago situado en el océano Atlántico, es conocido por su clima suave y estable a lo largo de todo el año. Caracterizado por temperaturas moderadas, escasas variaciones estacionales y una alta incidencia de la radiación solar, el clima canario presenta condiciones favorables para la generación de energía eléctrica. Estas condiciones climáticas casi constantes a lo largo del año pueden ofrecer beneficios significativos en términos de eficiencia y rendimiento de una planta de generación eléctrica que emplea sistemas de refrigeración por aire en comparación con otros emplazamientos que experimentan climas continentales más extremos, donde las fluctuaciones de temperatura y las condiciones meteorológicas adversas pueden suponer desafíos adicionales para la operación de dicha planta, el clima estable de Canarias puede ofrecer ventajas notables. Estas ventajas pueden traducirse en una mayor eficiencia en la refrigeración, una mayor fiabilidad operativa, menor consumo de energía y una mayor vida útil de los equipos.

A lo largo de este capítulo, se analizan y comparan los datos disponibles sobre el clima canario y otro emplazamiento con un clima continental más extremo, evaluando su impacto en la operación de una planta de generación eléctrica con refrigeración por aire. Con el objetivo de realizar esta comparación del efecto del clima de la manera más fiable posible, estudiaremos las condiciones ambientales de un emplazamiento en el cual se ubica una planta geotérmica de generación eléctrica que utiliza un ciclo ORC refrigerado por aire.

La planta geotérmica de Heber es una instalación de 50 MW de capacidad, ubicada en la ciudad homónima, perteneciente al estado de California, Estados Unidos.

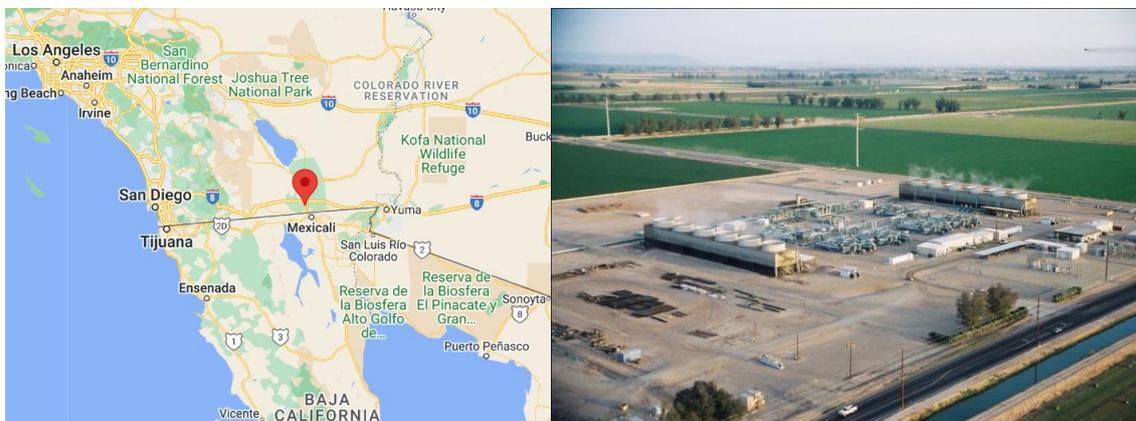


Fig. 126: Planta geotérmica de Heber y su ubicación. Fuente: Ormat, Google Maps.

Los datos del clima han sido obtenidos mediante la herramienta PVGIS ya empleada con anterioridad para obtener información sobre los datos climáticos en Vilaflor. Estos datos reflejan una variabilidad de temperatura mucho más extrema que en Canarias. Es de gran importancia destacar que el archivo del TMY con los datos meteorológicos ha sido modificado mediante la corrección de las temperaturas medias mensuales; se ha empleado un factor de corrección para hacer coincidir la temperatura media anual con la temperatura media anual en el emplazamiento de Vilaflor.

Esto se ha realizado porque el objetivo de la comparación es el análisis de la variación de temperatura y los beneficios que puede tener el clima estable canario en comparación con otro clima cuyos picos máximos y mínimos de temperatura disten más entre sí. No es interesante para este caso simular con un clima cuya temperatura media va a ser superior, ya que el rendimiento será peor, en lo que se centra este estudio es en los cambios extremos de temperatura propios de un clima continental.

Se muestran en la tabla los datos de temperaturas medias mensuales y la temperatura media anual del archivo TMY antes y después de la corrección.

MES	T MEDIA	MES	T MEDIA
	°C		°C
ENERO	14,446	ENERO	10,870
FEBRERO	19,399	FEBRERO	10,791
MARZO	19,299	MARZO	14,099
ABRIL	22,715	ABRIL	16,727
MAYO	24,753	MAYO	21,280
JUNIO	33,085	JUNIO	23,841
<b>JULIO</b>	<b>35,368</b>	JULIO	28,105
AGOSTO	34,325	<b>AGOSTO</b>	<b>28,283</b>
SEPTIEMBRE	31,369	SEPTIEMBRE	2,490
OCTUBRE	23,620	OCTUBRE	19,951
NOVIEMBRE	16,537	NOVIEMBRE	15,085
<b>DICIEMBRE</b>	<b>14,411</b>	<b>DICIEMBRE</b>	<b>9,761</b>
<b>MEDIA</b>	<b>24,129</b>	<b>MEDIA</b>	<b>18,689</b>

Figura 119(A) Temperaturas medias mensuales en Heber (B) Temperaturas medias mensuales corregidas.  
Fuente: Modificado de PVGIS.

El archivo TMY real y el “sintético” con los datos de temperatura corregidos se han graficado y se muestran en la siguiente figura.

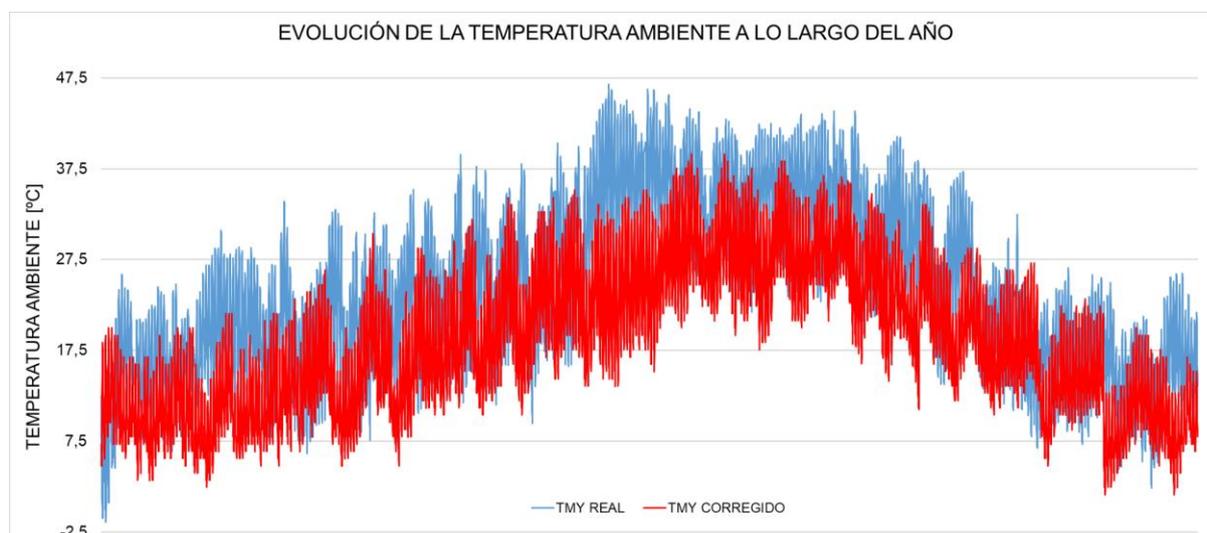


Figura 120 Temperatura ambiente y temperatura ambiente “sintética” en Heber a lo largo del año. Fuente: Modificado de PVGIS

Para estudiar el efecto de la estabilidad térmica del ambiente sobre la operación de la planta se ha realizado la simulación tanto para la planta de tecnología binaria como para el sistema Flash. Se ha hecho uso de las configuraciones ya establecidas en SAM y se ha modificado el archivo de información ambiental introduciendo los datos del TMY “sintético”.

## 8.2.1. Planta de ciclo binario

En primer lugar, se muestran los resultados obtenidos en SAM para las simulaciones de la planta binaria realizados con el TMY de Vilaflor mientras que a continuación se muestra la evolución de la potencia generada junto a la temperatura ambiente con el TMY “sintético” de Heber.

Se hace evidente el efecto del clima y cómo afecta la variación de las condiciones ambientales a la operación de la planta simplemente observando el patrón dibujado en las dos primeras gráficas expuestas. Más adelante se muestran las comparaciones entre la evolución de la generación en el clima canario y con el clima continental.



(A)

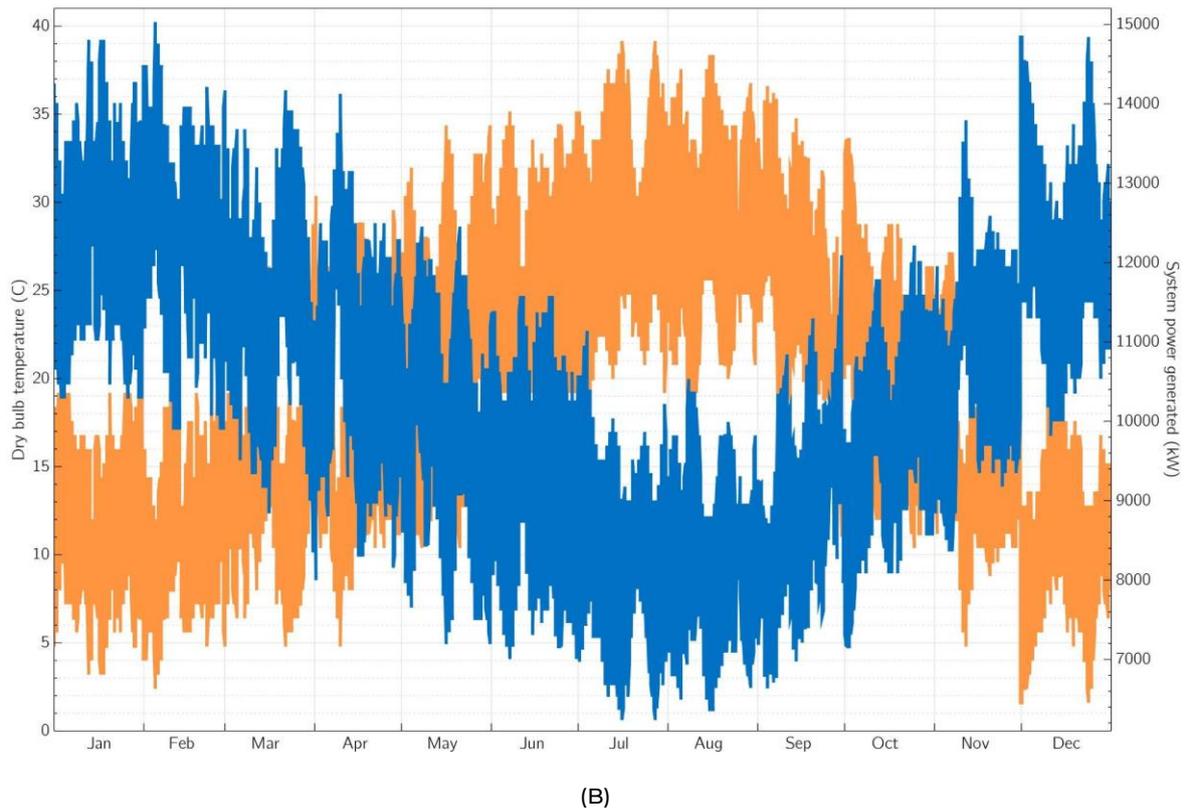


Figura 121 Potencia generada (azul) y temperatura ambiente (naranja) en (A) Vilaflor, Tenerife (B) Heber, California. (planta binaria)

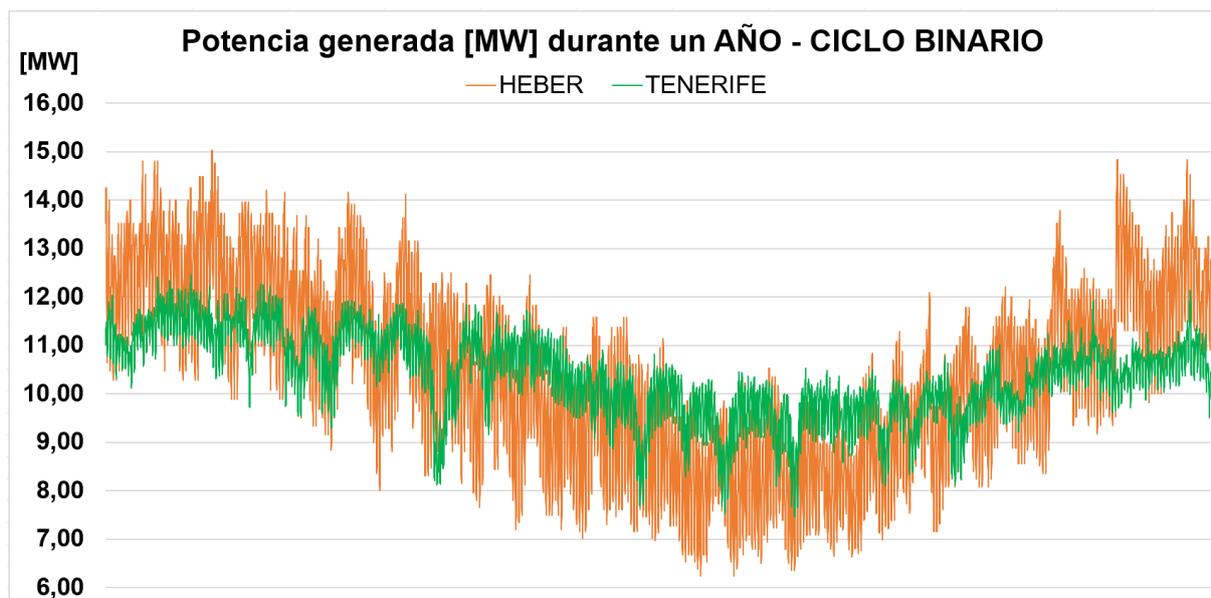


Figura 122 Comparación de producción de energía de la planta binaria durante un año entre clima canario y clima continental.

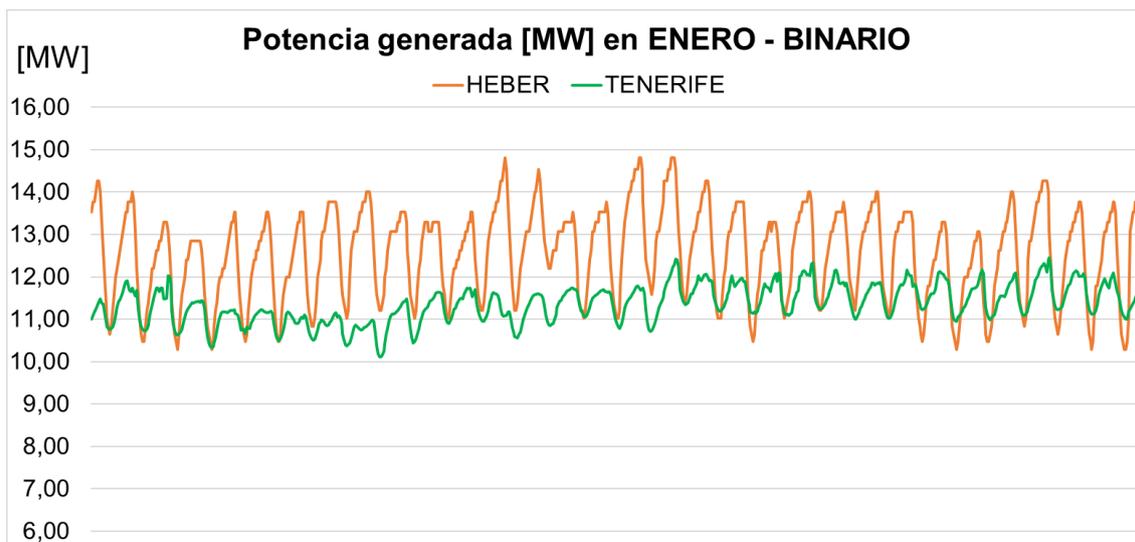


Figura 123 Comparación de producción de energía de la planta binaria en enero entre clima canario y clima continental.

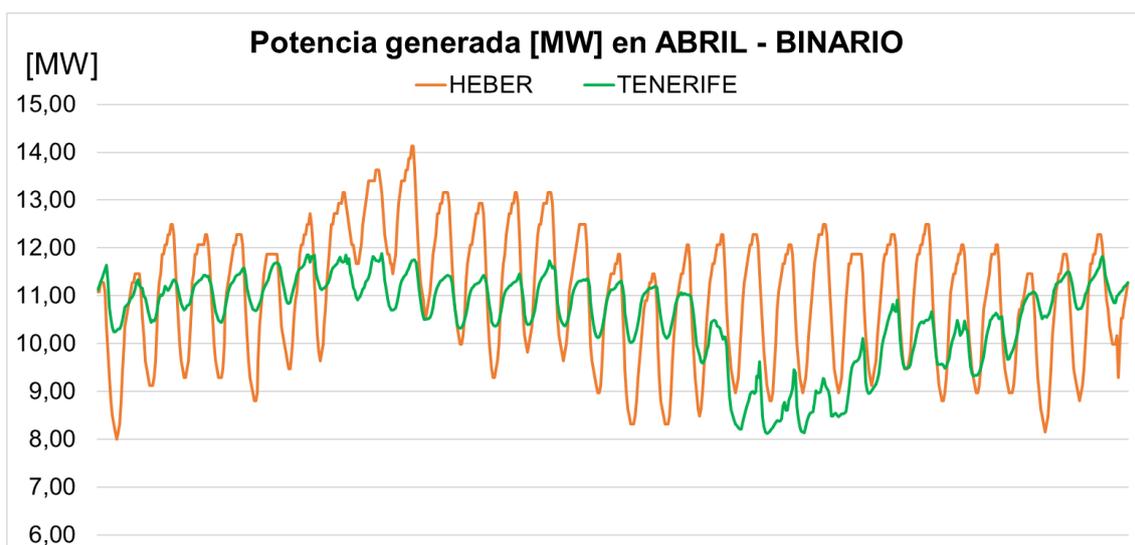


Figura 124: Comparación de producción de energía de la planta binaria en abril entre clima canario y clima continental.

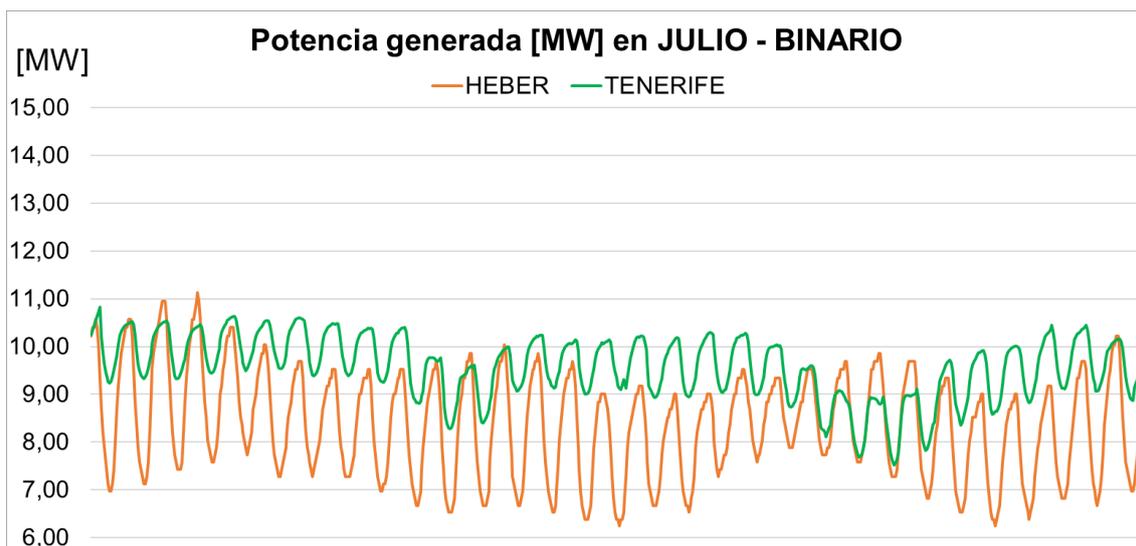


Figura 125 Comparación de producción de energía de la planta binaria en julio entre clima canario y clima continental.

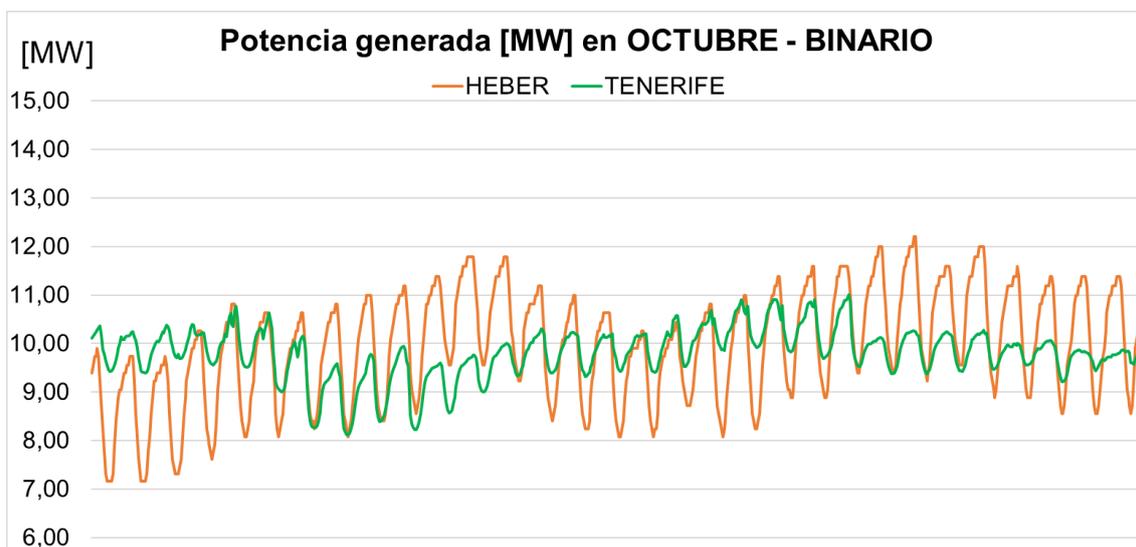


Figura 126 Comparación de producción de energía de la planta binaria en octubre entre clima canario y clima continental.

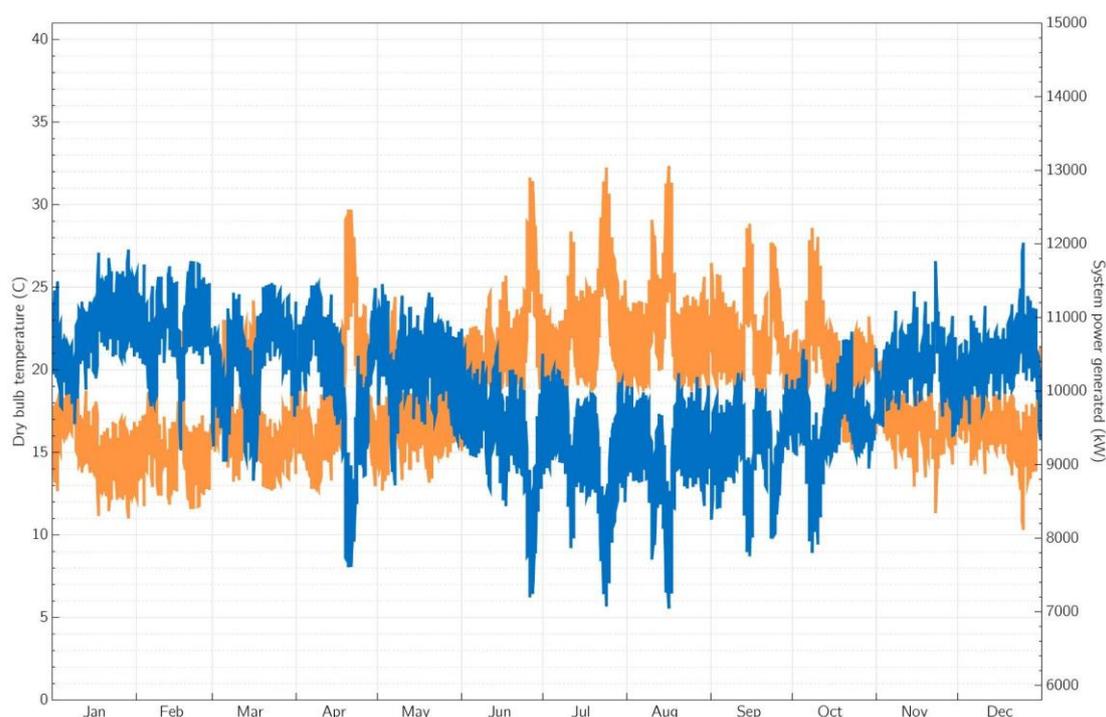
Mientras en Canarias la variación entre el día y la noche no llega a 1 MW, en un clima tan cambiante como el continental de Heber, dichas variaciones intradiarias se aprecia cómo pueden adquirir la magnitud de 2 o incluso 3 MW entre las horas del día más cálidas y aquellas en las que la temperatura es más baja.

El otro cambio significativo tiene lugar al comparar la potencia generada entre los meses de verano y de invierno. Para el clima continental de Heber durante el invierno la potencia varía entre los 11 y 14 MW mientras que en verano la potencia apenas llega a 10 MW y se ve por debajo de los 7 MW en repetidas ocasiones. Por otro lado, en condiciones climáticas canarias, en verano la potencia alcanza casi los 11 MW y muy pocos días baja de 8 MW, durante el invierno se manejan valores medios entre 12 y 10 MW.

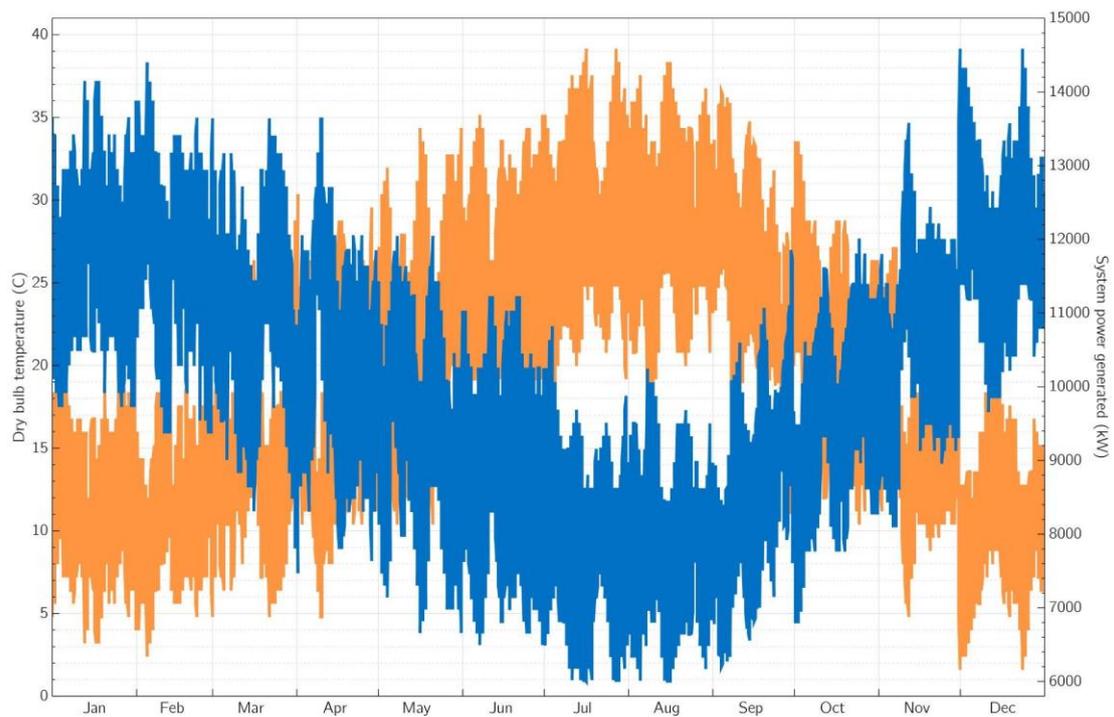
## 8.2.2. Planta flash simple

En cuanto al procedimiento para la planta de configuración flash simple, es el mismo que con la binaria. Se utiliza el archivo de SAM de planta flash simple y se modifican los datos usados para el TMY de tal forma que se simula la planta supuesta para Tenerife bajo las condiciones climáticas continentales modificadas.

Vemos en las gráficas la evolución de la potencia generada junto con la variación de la temperatura ambiente para ambas situaciones meteorológicas en primer lugar y posteriormente se realiza la comparación de la potencia bajo un clima y otro a lo largo del año.



(A)



(B)

Figura 127 Potencia generada (azul) y temperatura ambiente (naranja) en (A) Vilaflor, Tenerife (B) Heber, California. (planta flash)

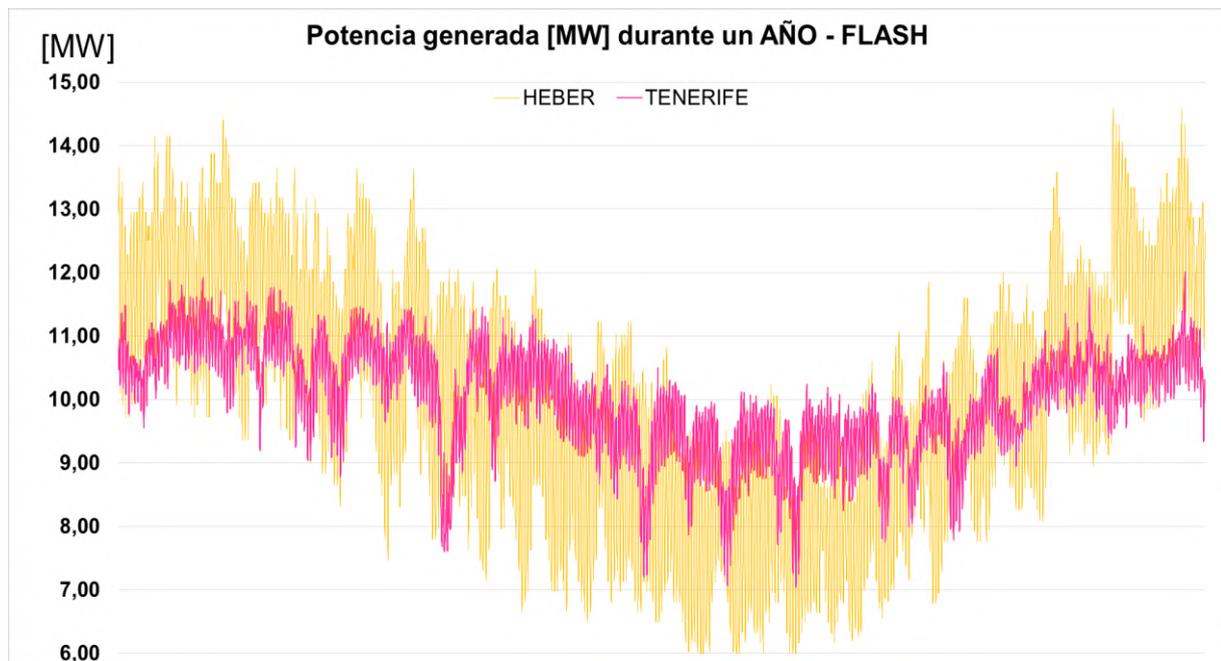


Figura 128 Comparación de producción de energía de la planta flash durante un año entre clima canario y clima continental.

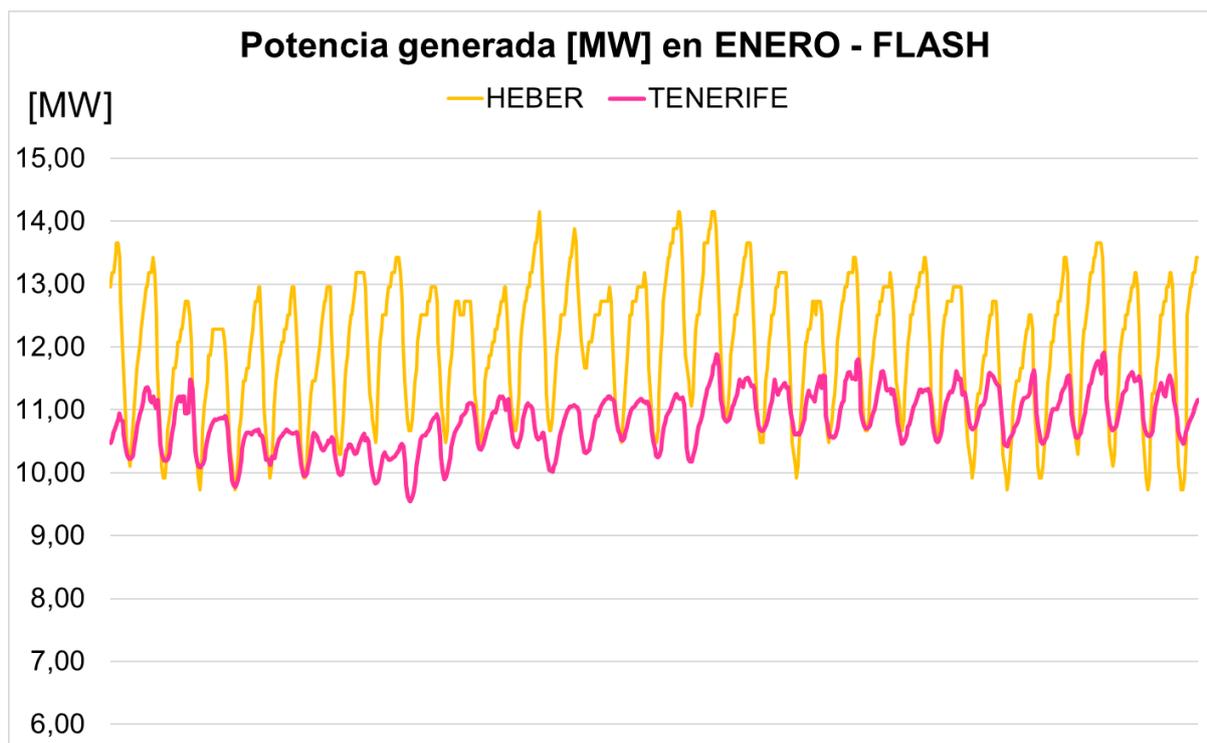


Figura 129 Comparación de producción de energía de la planta flash en enero entre clima canario y clima continental.

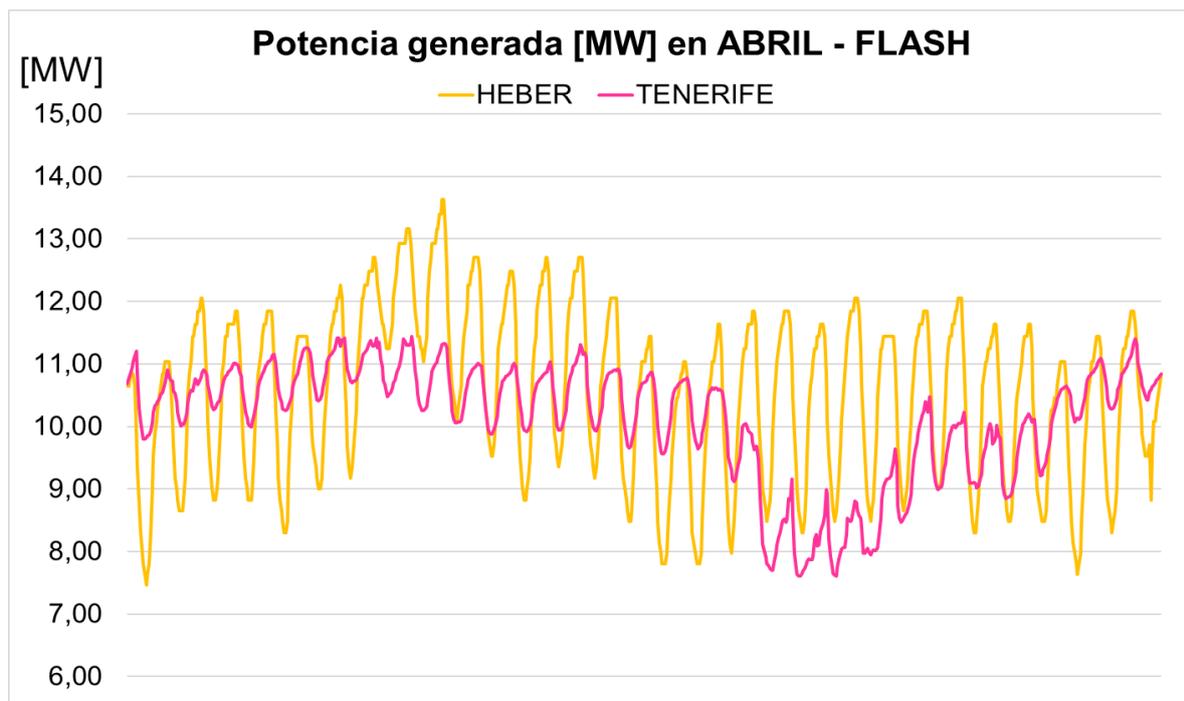


Figura 130 Comparación de producción de energía de la planta flash en abril entre clima canario y clima continental.

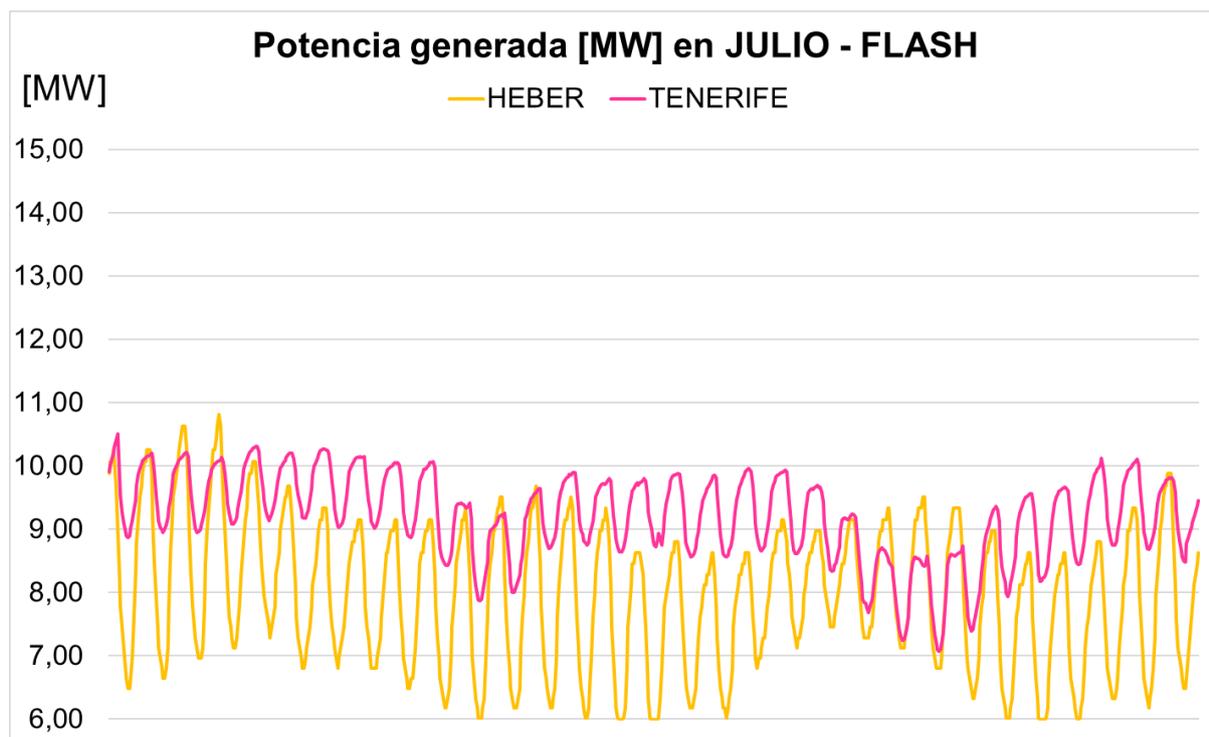


Figura 131 Comparación de producción de energía de la planta flash en abril entre clima canario y clima continental.

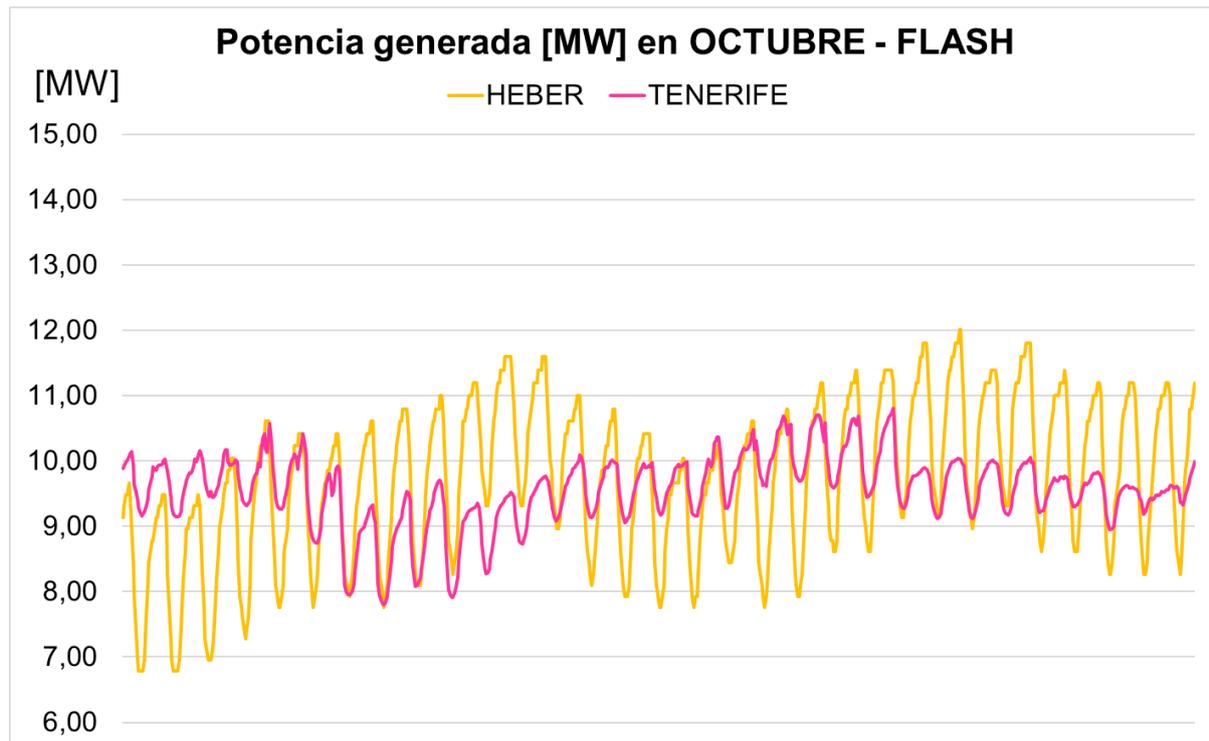


Figura 132 Comparación de producción de energía de la planta flash en octubre entre clima canario y clima continental.

En el caso de la planta flash operando bajo condiciones climáticas canarias, el comportamiento en cuanto a generación de potencia durante el año, como ya hemos comprobado, es prácticamente igual que para la planta de tecnología binaria. Sin embargo, al modificar las condiciones ambientales, vemos que la fluctuación en la producción llega a ser más pronunciada que en la planta binaria en condiciones continentales.

Al trabajar con el clima subtropical, más estable, la producción oscila entre los casi 12 MW en los meses más fríos y algo más de 7 MW cuando la temperatura es más elevada. En el mes de julio, los valores que se manejan son en torno a 10-8 MW por lo general y en días puntuales de alta temperatura ambiente, no se llega a bajar de 7 MW. Por otro lado, operando bajo condiciones climáticas continentales, durante el mes de julio la potencia generada desciende incluso hasta 6 MW.

Este clima tan extremo tiene un impacto mucho mayor si observamos la gráfica anual ya que la planta es capaz de generar hasta 14 MW durante el invierno y su producción disminuye hasta 6 MW en verano. Todo esto contando además con una fluctuación diaria, entre las horas del mediodía y la noche, que llegan a alcanzar cifras de 3 MW. Esta variación diaria, en cambio, bajo un clima estable, apenas llega a 1 MW.

## 9. CONCLUSIONES

Tras la realización de este Trabajo de Fin de Grado se han alcanzado las siguientes conclusiones, las siguientes correspondientes a la primera parte del trabajo:

1. El estudio de la situación energética global realizado ha permitido poner en situación y entender el contexto de la actual transición energética. Se ha demostrado que a nivel global, nacional y regional se están tomando medidas y efectuando cambios para marcar el camino de dicha transición energética, en la que las energías renovables sirven como punta de lanza.
2. Se ha constatado la oportunidad existente y la importancia que podría llegar a tener la energía geotérmica como fuente de energía eléctrica renovable en el parque de generación de Canarias. A pesar de los elevados costes iniciales de exploración e investigación, se trata de una fuente de energía prometedora que, de ser viable el aprovechamiento del recurso potencial estimado, puede desempeñar un papel crucial importante en la generación de sistemas aislados como los canarios. Esto presenta una oportunidad significativa para diversificar la matriz energética regional y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.
3. Se ha constatado la importancia de implementar políticas y marcos regulatorios que fomenten el desarrollo de la energía geotérmica, ya que se trata de una tecnología madura en cuanto a desarrollo y con costes de operación y mantenimiento bajos, además de un factor de capacidad mucho mayor que otras fuentes de energía renovables no gestionables como la eólica o la fotovoltaica ya presentes en Canarias.

La segunda parte del trabajo ha consistido en el estudio y análisis de la operación de una central geotérmica mediante simulaciones a través de los programas Cycle-Tempo, para el diseño y optimización de la planta y System Advisor Model, para su respectiva simulación de desempeño a lo largo de un año. Asumiendo un recurso caracterizado por un caudal de fluido geotérmico de 224

kg/s y una temperatura de 180°C se han analizado dos diseños de planta diferente de ciclo binario con ORC y planta de tipo Flash simple. En este sentido se concluye que:

4. Se ha propuesto el uso de sistemas de refrigeración por aire en lugar de otros sistemas que requieren un consumo significativo de agua, como pueden ser los sistemas de refrigeración líquida o aquellos que empleen torre de enfriamiento. La importancia de este análisis recae en confirmar la posibilidad de llevar a cabo un proceso tan importante en una central de potencia, como es la refrigeración, sin apenas consumo de agua, un recurso valiosísimo en una región insular como Canarias; no solo contribuiría a la conservación de los recursos hídricos, sino que también reduciría el impacto ambiental de las instalaciones. El factor principal que permite implementar esta configuración de manera eficiente es el clima de Canarias, las características ambientales respaldan la implementación del *dry-cooling* como una solución sostenible y eficiente. Desde un punto de vista termodinámico, el empleo de refrigeración líquida garantiza un foco frío a temperatura constante y generalmente menor que el aire, en el caso de Canarias, pero requiere de acceso a grandes masas de agua lo cual no siempre es posible, por ello se opta por la refrigeración por aire.

Teniendo en cuenta los valores promedios mensuales de temperatura, la operación de las plantas refrigeradas por aire que se han diseñado y simulado en este Trabajo han devuelto los siguientes resultados de potencia neta y bruta.

Tabla 21 Resultados de potencia neta y bruta según la temperatura ambiente y la tecnología de planta

Tamb °C	Potencia neta [MW]		Potencia bruta [MW]	
	ORC	Flash	ORC	Flash
15,07	13,00	13,00	14,28	13,68
18,69	12,31	12,31	13,55	12,95
22,23	11,66	11,63	12,89	12,14

Se aprecia como la potencia neta aumenta, independientemente de la tecnología, a medida que disminuye la temperatura ambiente. Para una diferencia de temperatura de poco más de 7°C, la potencia neta desarrollada se ve afectada en casi 1,5 MW; esto es, un 11,54 % sobre la potencia máxima que

genera la turbina funcionando bajo las condiciones ambientales de menor temperatura. De la misma manera, es notable que los valores de potencia neta son prácticamente iguales entre sí para cada condición ambiental pero encontramos diferencias en la potencia bruta.

5. El consumo del ventilador es menor en la configuración binaria a pesar de que la diferencia entre potencia bruta y neta es mayor que en la configuración flash. Esto significa que el resto de potencia consumida y que, en este caso, representa una fracción considerable del consumo total de la planta, viene de parte de la bomba del ciclo encargada de enviar el butano condensado hacia el regenerador.

Tabla 22 Resultados de potencia consumida por el ventilador, temperatura y presión de condensación según la temperatura ambiente y la tecnología de planta

Tamb °C	Consumo del ventilador [kW]		T condensación [°C]		p condensación [bar]	
	ORC	Flash	ORC	Flash	ORC	Flash
15,07	478	664	23,21	22,94	2,3	0,028
18,69	440	634	27,15	26,67	2,6	0,035
22,23	435	497	30,77	31,01	2,9	0,045

Observamos que el consumo del ventilador es menor en la configuración binaria a pesar de que la diferencia entre potencia bruta y neta es mayor que en la configuración flash. Esto significa que el resto de potencia consumida y que, en este caso, representa una fracción considerable del consumo total de la planta, viene de parte de la bomba del ciclo encargada de enviar el butano condensado hacia el regenerador.

Como podía ser esperable, al aumentar la temperatura ambiente, la potencia consumida por el ventilador disminuye. Por otro lado, el ciclo binario opera a presiones superiores a la atmosférica, trabaja entre 2,3 y 2,9 bar; mientras que en la configuración flash se disminuye la presión hasta valores entre 0,028 y 0,045 bar para lograr la condensación.

6. La principal observación y conclusión que podemos obtener es que, el desarrollo de potencia de la turbina (bajo condiciones de entrada fijas) viene determinado por el descenso de la presión de condensación. En sistemas de refrigeración por aire, contar con un ambiente más frío permite y favorece esta

reducción de la presión de condensación ya que, recordemos, al bajar la presión de condensación también lo hace la temperatura a la que sucede este proceso. Cabe destacar que la diferencia de temperatura óptima que podemos apreciar entre la temperatura de condensación y temperatura del aire (DELTH según Cycle-Tempo) es de aproximadamente 8,5 °C para cada condición ambiente.

7. La operación de ambas tecnologías es similar en cuanto a potencia desarrollada, aunque la planta binaria ha operado ligeramente con mejores cifras de generación, tal y como muestran los resultados expuestos a continuación y que fueron obtenidos mediante la simulación en SAM.

#### **Planta binaria ORC**

- Producción de energía total anual: 90.823 MWh
- Factor de capacidad: 87,3 %
- Potencia neta nominal de diseño: 11,88 MW

#### **Planta flash simple**

- Producción de energía total anual: 87.714 MWh
- Factor de capacidad: 84,3%
- Potencia neta nominal de diseño: 11,87 MW

Esto tiene su explicación en que las plantas tipo Flash se emplean para rangos de temperatura más elevados las plantas binarias y el recurso que hemos supuesto se sitúa, según la bibliografía, en el límite inferior de la configuración Flash mientras que, para tipo binario, el valor de temperatura del recurso (180 °C) con el que se ha trabajado representa casi el máximo al que se emplea este tipo de tecnología.

8. La comparación de desempeño de las plantas geotérmicas refrigeradas por aire frente a plantas en un entorno cuya variación de temperatura diaria se asemeja a un clima continental extremo demuestra una posible ventaja relativa de la refrigeración por aire en el caso de Canarias. Los resultados expuestos según las simulaciones en SAM demuestran una variabilidad de

potencia a lo largo del año bajo el clima subtropical canario de mínimas de 7 y máximas de casi 12 MW; mientras que, en unas condiciones ambientales continentales, este rango anual se amplía hasta un rango de potencia de 6 MW en los meses más cálidos y 14 MW en los más fríos. Además, la variación en el desarrollo de potencia es exageradamente amplia para periodos de tiempo muy cortos, llegando incluso hasta los 3 MW de diferencia entre día y noche, mientras que, bajo las temperaturas del ambiente canario, esta diferencia intradiaria no llega a 1 MW.

9. Las condiciones ambientales de Canarias y su característica estabilidad a lo largo del año sirven para mantener una producción relativamente constante que, a pesar de no ser tan invariable como sí lo podría ser empleando refrigeración líquida, sería capaz de dotar de apoyo y soporte, además de aportar más seguridad de suministro, a los grupos de generación gestionable de la isla que actualmente no se encuentran en el estado ideal según las revisiones y planes de diversificación y transición energética. En este sentido, se sugiere que se fomente la inversión en la investigación y el desarrollo de tecnologías de generación de energía renovable.

# CONCLUSIONS

After the completion of this Final Degree Project, the following conclusions have been reached, corresponding to the first part of the work:

1. The study of the global energy situation carried out has allowed for situational awareness and understanding of the context of the current energy transition. It has been demonstrated that at the global, national, and regional levels, measures are being taken and changes are being made to pave the way for this energy transition, in which renewable energies serve as the spearhead.
2. The existing opportunity and the potential importance of geothermal energy as a renewable source of electricity in the power generation sector of the Canary Islands have been confirmed. Despite the high initial costs of exploration and research, it is a promising energy source that, if the utilization of the estimated potential resource is viable, can play a crucial role in the generation of isolated systems such as those in the Canary Islands. This presents a significant opportunity to diversify the regional energy matrix and reduce dependence on fossil fuels.
3. The importance of implementing policies and regulatory frameworks that promote the development of geothermal energy has been confirmed, as it is a mature technology in terms of development, with low operating and maintenance costs, and a much higher capacity factor than other non-dispatchable renewable energy sources such as wind or photovoltaic already present in the Canary Islands.

The second part of the work consisted of studying and analyzing the operation of a geothermal power plant through simulations using the Cycle-Tempo program for plant design and optimization, and the System Advisor Model for performance simulation over a year. Assuming a resource characterized by a geothermal fluid flow rate of 224 kg/s and a temperature of 180°C, two different

plant designs were analyzed: a binary cycle plant with an ORC system and a simple flash plant. In this regard, the following conclusions were drawn:

4. The use of air-cooling systems instead of other systems that require significant water consumption, such as liquid cooling systems or those that employ cooling towers, has been proposed. The importance of this analysis lies in confirming the possibility of carrying out such an important process in a power plant, such as cooling, with minimal water consumption, a valuable resource in an island region like the Canary Islands. This approach would not only contribute to the conservation of water resources but also reduce the environmental impact of the installations. The main factor that enables the efficient implementation of this configuration is the climate of the Canary Islands. The environmental characteristics support the implementation of dry-cooling as a sustainable and efficient solution. From a thermodynamic perspective, the use of liquid cooling ensures a cold source at a constant and generally lower temperature than the air, in the case of the Canary Islands. However, it requires access to large bodies of water, which is not always possible. Therefore, air-cooling is chosen.

Taking into account the monthly average temperature values, the operation of the air-cooled plants designed and simulated in this thesis has yielded the following results for net and gross power.

Tabla 23 Net and gross power output by technology and ambient temperature

Tamb °C	Net power [MW]		Gross power [MW]	
	ORC	Flash	ORC	Flash
15,07	13,00	13,00	14,28	13,68
18,69	12,31	12,31	13,55	12,95
22,23	11,66	11,63	12,89	12,14

It can be observed that the net power increases, regardless of the technology, as the ambient temperature decreases. For a temperature difference of just over 7°C, the net power developed is affected by almost 1.5 MW; that is, 11.54% of the maximum power generated by the turbine under the lowest temperature ambient conditions. Similarly, it is noteworthy that the values of net power are

practically equal to each other for each ambient condition, but there are differences in gross power.

- The fan consumption is lower in the binary configuration despite the fact that the difference between gross and net power is greater than in the flash configuration. This means that the remaining power consumed, which represents a considerable fraction of the total plant consumption in this case, comes from the cycle pump responsible for sending the condensed butane to the regenerator.

Tabla 24 Fan power consumption, condensation temperatures and pressures by technology and ambient temperature

Tamb °C	Fan power consumption [kW]		T condensation [°C]		p condensation [bar]	
	ORC	Flash	ORC	Flash	ORC	Flash
15,07	478	664	23,21	22,94	2,3	0,028
18,69	440	634	27,15	26,67	2,6	0,035
22,23	435	497	30,77	31,01	2,9	0,045

We observe that the fan consumption is lower in the binary configuration despite the fact that the difference between gross and net power is greater than in the flash configuration. This means that the remaining power consumed, which in this case represents a considerable fraction of the total plant consumption, comes from the cycle pump responsible for sending the condensed butane to the regenerator.

As expected, as the ambient temperature increases, the power consumed by the fan decreases. On the other hand, the binary cycle operates at pressures higher than atmospheric, working between 2.3 and 2.9 bar, while in the flash configuration, the pressure is decreased to values between 0.028 and 0.045 bar to achieve condensation.

- The main observation and conclusion we can draw is that the turbine power output (under fixed inlet conditions) is determined by the decrease in condensation pressure. In air-cooled systems, having a cooler environment allows and facilitates this reduction in condensation pressure, as lowering the condensation pressure also reduces the temperature at which this process

occurs. It is worth noting that the optimal temperature difference between the condensation temperature and the air temperature (DELTH according to Cycle-Tempo) is approximately 8.5°C for each ambient condition.

7. The operation of both technologies is similar in terms of power output, although the binary plant has slightly better generation figures, as shown in the following results obtained through simulation in SAM.

**Binary ORC Plant:**

- Total annual energy production: 90,823 MWh
- Capacity factor: 87.3%
- Nominal net design power: 11.88 MW

**Single flash plant:**

- Total annual energy production: 87,714 MWh
- Capacity factor: 84.3%
- Nominal net design power: 11.87 MW

This can be explained by the fact that Flash-type plants are used for higher temperature ranges than binary plants, and the resource we assumed is located, according to the literature, at the lower limit of the Flash configuration, while for the binary type, the resource temperature value (180°C) we have worked with is close to the maximum employed for this type of technology.

8. The performance comparison of air-cooled geothermal plants versus plants in an environment with daily temperature variations resembling an extreme continental climate demonstrates a potential relative advantage of air cooling in the case of the Canary Islands. The results presented from simulations in SAM show a power variability throughout the year under the Canary Islands' subtropical climate, ranging from a minimum of 7 MW to almost 12 MW, while in continental ambient conditions, this annual range extends to a power range of 6 MW in the hottest months and 14 MW in the coldest months. Additionally, the power development variation is extremely wide for very short periods,

reaching differences of up to 3 MW between day and night, whereas under the temperatures of the Canary Islands' environment, this intraday difference does not exceed 1 MW.

9. The environmental conditions of the Canary Islands and their characteristic stability throughout the year contribute to maintaining a relatively constant production. Although it may not be as consistent as with liquid cooling, it would still provide support, stability, and increased supply security to the manageable generation groups on the island, which currently do not meet the ideal state according to reviews and plans for diversification and energy transition. In this regard, it is suggested to promote investment in research and development of renewable energy generation technologies.

## REFERENCIAS

Armstead, H. (1973). *Geothermal Energy. Review of Research and Development*. Nueva York: UNESCO.

Asimptote. (s.f.). *CycleTempo Reference Guide*. Asimptote.

Beckers, K. J., Young, K. R., Johnston, H., & Snyder, D. M. (2017). Analysis of Geothermal Reservoir and Well Operational Conditions using Monthly Production Reports from Nevada and California. Estados Unidos.

Colpan, C. O., Ezan, M. A., & Kizilkan, O. (Edits.). (2021). *Thermodynamic Analysis and Optimization of Geothermal Power Plants*. Elsevier Science.

*Condensadores enfriados por aire*. (s.f.). Obtenido de EVAPCO: <https://www.evapco.com/es/products/power-generation/condensadores-enfriados-por-aire>

Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial. (7 de May de 2019). . Obtenido de Canarias Transición Ecológica: <https://www.canariastransicionecologica.com/accion-climatica/fichas-accion-climatica/ley-canaria-de-cambio-climatico-y-transicion-energetica/>

Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial. (2023). *Anuario Energético de Canarias*. Gobierno de Canarias.

*Cycle-Tempo* – *Asimptote*. (s.f.). Obtenido de Asimptote: <https://asimptote.com/cycle-tempo/>

DiPippo, R. (2012). *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*. Elsevier Science.

Dirección General de Energía. (2020). *Estrategia de la geotermia en Canarias*. Las Palmas de Gran Canaria: Gobierno de Canarias.

Dirección General de Energía. (2022). *Estrategia de la generación gestionable de Canarias*. Las Palmas de Gran Canaria: Gobierno de Canarias.

EGEC. (2020). *Geothermal Market Report 2020*. Bruselas: European Geothermal Energy Council.

El Haj Assad, M., Bani-Hani, E., & Khalil, M. (2017). Performance of geothermal power plants (single, dual and binary) to compensate for LHC-CERN power consumption: comparative study. Geotherm Energy.

*Energía geotérmica*. (s.f.). Obtenido de Geoplat: <https://www.geoplat.org/energia-geotermica/#recursos-geotermicos>

*Energía geotérmica: análisis y prospectiva*. (2012). Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI.

Fariña González, D. (2022). Diseño preliminar de una planta geotérmica ubicada en Tenerife. San Cristóbal de La Laguna: Universidad de La Laguna.

García Afonso, Ó. (2022). Ciclos de potencia de vapor para centrales térmicas de vapor. La Laguna.

Gehring, M., & Loksha, V. (2012). *Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation*. Washington DC: ESMAP.

*Global electricity generation by technology, 2015, 2021 and 2027 – Charts – Data & Statistics*. (5 de December de 2022). Recuperado el 22 de May de 2023, de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electricity-generation-by-technology-2015-2021-and-2027>

Gobierno de Canarias. (2018). *Manual de geotermia de Canarias*. Dirección General de Industria.

Gobierno de Canarias. (s.f.). *Transición energética archivos > Cambio Climático*. Recuperado el 22 de May de 2023, de CANARIAS Por la transición ecológica: <https://www.canariastransicionecologica.com/category/transicion-energetica/>

Huttrer, G. W. (2021). Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report. Reykjavik.

IDAE. (Febrero de 2022). Estrategia de Energía sostenible en las Islas Canarias. IDAE.

IDECanarias. (s.f.). Recuperado el May de 2023, de IDECanarias: <https://visor.grafcan.es/visorweb/>

IEA. (26 de October de 2022). *Evolution of energy prices, Oct 2020-Jan 2022 – Charts – Data & Statistics*. Recuperado el 22 de May de 2023, de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-energy-prices-oct-2020-jan-2022>

IEA. (26 de October de 2022). *Number of people without access to electricity by scenario, 2021-2030 – Charts – Data & Statistics*. Recuperado el 22 de May de 2023, de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/number-of-people-without-access-to-electricity-by-scenario-2021-2030>

IEA. (2 de December de 2022). *Renewable annual net capacity additions by technology, main and accelerated cases, 2015-2027 – Charts – Data & Statistics*. Recuperado el 22 de May de 2023, de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-annual-net-capacity-additions-by-technology-main-and-accelerated-cases-2015-2027>

IEA. (2022). *Renewables 2022*. París: IEA. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/renewables-2022&sa=D&source=docs&ust=1684745646219684&usg=AOvVaw2Ae6Ax-V8AuuFp-GCkCj3v>

IEA. (2022). *Russian natural gas flow to the European Union, January 2019-July 2022 – Charts – Data & Statistics*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/russian-natural-gas-flow-to-the-european-union-january-2019-july-2022>

IEA. (12 de December de 2022). *Total renewable electricity capacity additions, 2001-2027 – Charts – Data & Statistics*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/total-renewable-electricity-capacity-additions-2001-2027>

IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. París: IEA.

IEA. (16 de May de 2023). *Government spending for clean energy investment support and short-term consumer energy affordability measures, Q4 2022 – Charts – Data & Statistics*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/government-spending-for-clean-energy-investment-support-and-short-term-consumer-energy-affordability-measures-q4-2022>

Instituto Tecnológico de Canarias. (Abril de 2023). *Plan de Transición Energética de Canarias - Versión Inicial*. Las Palmas de Gran Canaria.

IRENA. (2017). *Geothermal Power: Technology Brief*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2021). *Geothermal: The Solution Underneath*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2023). *Global geothermal market and technology assessment*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Kagel, A. (Enero de 2008). *The State of Geothermal Technology. Part II: Surface Technology*. Geothermal Energy Association U.S. Department of Energy.

Llopis Trillo, G., & Rodrigo Angulo, V. (2008). *Guía de la Energía Geotérmica*. Madrid: FENERCOM.

Maps. (7 de May de 2019). Recuperado el 22 de May de 2023, de Google Maps: <https://www.google.com/maps>

Mateu, J. C. (28 de February de 2023). *Repsol explorará el subsuelo del sur de Tenerife en busca de energía geotérmica*. *Diario de Avisos*. Obtenido de

<https://diariodeavisos.lespanol.com/2023/02/repsol-tenerife-energia-geotermica/>

Mendrinós, D., Kontoleonos, E., & Karystas, C. (s.f.). Geothermal Binary Plants: Water or Air Cooled? *Centre for Renewable Sources*. Atenas.

Micale, V., Oliver, P., & Messent, F. (Octubre de 2014). The Role of Public Finance in Deploying Geothermal: Background Paper. Obtenido de <https://www.climatepolicyinitiative.org/publication/san-giorgio-group-report-role-public-finance-deploying-geothermal-background-paper/>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*.

Monroy Parada, A. F. (2013). Geothermal Binary Cycle Power Plant Principles, Operation and Maintenance. Reykjavik: United Nations University.

Nathenson, M. (1975). Physical factors determining the fraction of stored energy recoverable from hydrothermal convection systems and conduction-dominated areas. U.S. Geological Survey. Obtenido de <https://pubs.er.usgs.gov/publication/ofr75525>

Negrín Orán, J. F. (2021). Transformaciones del aire húmedo. San Cristóbal de La Laguna: Universidad de La Laguna.

NREL. (s.f.). Obtenido de System Advisor Model - SAM.: <https://sam.nrel.gov/>

Ormat. (s.f.). Obtenido de Ormat Technologies Inc. - Ormat Technologies Inc. | Renewable Energy Expertise: <https://www.ormat.com/en/home/a/main/>

Ozturk, M., & Dincer, I. (2021). *Geothermal Energy Systems*. Elsevier Science. Recuperado el 23 de May de 2023

Pulido García, J. L. (2018). Estudio y diseño preliminar de una planta de generación eléctrica a partir de energía geotérmica en la isla de Tenerife. *Universidad de La Laguna*.

pvgis. (s.f.). Obtenido de re.jrc.europa.eu: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)

Sánchez Guzmán, J., Sanz López, L., & Ocaña Robles, L. (2011). *Evaluación del potencial de energía geotérmica. Estudio técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.

SPG Geothermal. (s.f.). Obtenido de SPG Dry Cooling: <https://spgdrycooling.com/markets/geothermal/>

*Thermophysical Properties of Fluid Systems*. (s.f.). Obtenido de the NIST WebBook: <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>

Verkis Consulting Engineers. (2014). *Geothermal Binary Power Plants: Preliminary Study of Low Temperature Utilization, Costs Estimates and Energy Cost*. ICEIDA. Reykjavik.

*Vilaflo de Chasna*. (s.f.). Recuperado el May de 2023, de Wikipedia: [https://es.wikipedia.org/wiki/Vilaflo\\_de\\_Chasna](https://es.wikipedia.org/wiki/Vilaflo_de_Chasna)

## BIBLIOGRAFÍA

Bruhn, D., Taylor N, Ince, E., Mountraki, A., Shtjefni, D., Georgakaki, A., Joanny Ordonez, G., Eulaerts, O., Grabowska, M., 2022. Clean Energy Technology Observatory: Deep Geothermal Energy in the European Union- 2022 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets, Publications Office of the European Union, Luxembourg, doi:10.2760/181272, JRC130585

Colpan, Can O., Mehmet A. Ezan, and Onder Kizilkan, eds. 2021. *Thermodynamic Analysis and Optimization of Geothermal Power Plants*. N.p.: Elsevier Science.

“Energía geotérmica.” n.d. Geoplat. Disponible en: <https://www.geoplat.org/energia-geotermica/#recursos-geotermicos>.

*Energía geotérmica: análisis y prospectiva*. 2012. N.p.: Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI.

Fátima Rodríguez, Nemesio M. Pérez, Gladys V. Melián, Eleazar Padrón, Pedro A. Hernández, María Asensio-Ramos, Germán D. Padilla, José Barrancos, Luca D'Auria, Exploration of deep-seated geothermal reservoirs in the Canary Islands by means of soil CO<sub>2</sub> degassing surveys, *Renewable Energy*, Volume 164, 2021, Pages 1017-1028.

Franco, Alessandro & Donatini, F. (2017). Methods for the estimation of the energy stored in geothermal reservoirs. *Journal of Physics: Conference Series*. 796. 012025. 10.1088/1742-6596/796/1/012025.

Garg, Sabodh K. y Combs, Jim. 2015. A reformulation of USGS volumetric “heat in place” resource estimation method. San Diego, USA : Elsevier Ltd, 2015

Guerrero-Lemus, R., & Shephard, L. E. (2017). Geothermal energy. En *Lecture Notes in Energy* (Vol. 38, pp. 243-259). Springer Verlag. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-52311-8\\_9](https://doi.org/10.1007/978-3-319-52311-8_9)

Hartulistiyoso, Edy & Sucahyo, Lilis & Yulianto, Muhamad & Sipahutar, M. 2020. Thermal efficiency analysis of Organic Rankine Cycle (ORC) System from low grade heat resources using various working fluids based on simulation. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 542. 012047. 10.1088/1755-1315/542/1/012047.

IDAE, Gobierno de Canarias. 2022. “Estrategia de Energía sostenible en las Islas Canarias.” IDAE.

IDAE, IGME. 2008 “MANUAL DE GEOTERMIA.” Madrid. IDAE.

Ozturk, Murat, and Ibrahim Dincer. 2021. *Geothermal Energy Systems*. N.p.: Elsevier Science.

Pulido García, José L. 2018. “Estudio y diseño preliminar de una planta de generación eléctrica a partir de energía geotérmica en la isla de Tenerife.” In *Trabajo de Fin de Grado*. Universidad de La Laguna.

Zahratul Kamila, Eylem Kaya, Sadiq J. Zarrouk, 2021. Reinjection in geothermal fields: An updated worldwide review 2020, *Geothermics*, Volume 89.





**Escuela Superior  
de Ingeniería y Tecnología**  
Universidad de La Laguna

ESTUDIO DEL EFECTO DE LAS CONDICIONES  
AMBIENTALES DE CANARIAS SOBRE LA  
OPERACIÓN DE PLANTAS GEOTÉRMICAS DE  
CICLO BINARIO ORC Y FLASH SIMPLE.  
MODELADO CON CYCLE-TEMPO Y SYSTEM  
ADVISOR MODEL (SAM)

## **ANEXO I: TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**Grado en Ingeniería Mecánica**

**2022 – 2023**

**Autor:** Pablo Sánchez Rodríguez

**Tutor:** Agustín Manuel Delgado Torres

San Cristóbal de La Laguna, mayo de 2023



# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Adición total de capacidad eléctrica renovable [GW]. Fuente: (IEA 2022b)	6
Figura 2 Gastos gubernamentales de apoyo a la inversión en energía limpia y medidas de asequibilidad energética a corto plazo para el consumidor. Fuente: (IEA 2023)	8
Figura 3 Evolución suministro de gas natural ruso a la Unión Europea. Fuente: (IEA 2022)	9
Figura 4: Evolución del precio de la energía (Oct '20 - Ene '22). Fuente: (IEA 2022)	10
Figura 5: N° personas sin acceso a electricidad en 2030. Fuente: (IEA 2022)	11
Figura 6 Emisiones de CO2 por escenario 2010-2050 y aumento de temperatura en 2100. Fuente: (IEA 2022)	12
Figura 7: Inversión global en energía por regiones. Fuente: (IEA 2022)	13
Figura 8 Distribución por tecnologías de la generación eléctrica. Fuente: (IEA, 2022)	14
Figura 9 Distribución capacidad eléctrica renovable [GW]. Fuente: (IEA 2022)	16
Figura 10 Capacidad eléctrica renovable 2000-2027 (caso principal y caso acelerado) [GW] Fuente: IEA, 2022	17
Figura 11 Porcentaje de energías renovables sobre consumo energía final en Escenario Objetivo. Fuente: (PNIEC, 2020)	21
Figura 12 Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Objetivo PNIEC	22
Figura 13 Porcentaje de energías renovables en el sector de generación de energía eléctrica.	23

Figura 14 Objetivo de reducción del consumo de energía primaria en España excluidos usos no energéticos (Mtep/año) Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019 .....	24
Figura 15 Mix de energía primaria en España 2017 y 2030 [ktep] Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019 .....	25
Figura 16: Dependencia energética en España en 2017 y 2030. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019 .....	26
Figura 17 Objetivos y prioridades. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019.....	28
Figura 18 Densidad de población e impacto del turismo. Fuente: (Gobierno de Canarias) .....	32
Figura 19: Evolución de las entregas por productos en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.....	33
Figura 20 Evolución de los combustibles destinados a la producción de electricidad en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021. ....	33
Figura 21 Mapa del sistema eléctrico canario. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.....	34
Figura 22 Porcentaje de participación en la producción eléctrica por fuentes y tecnologías. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.....	35
Figura 23 Porcentaje de participación en la producción eléctrica por fuentes y tecnologías. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.....	35
Figura 24 Evolución porcentual de la producción anual bruta de energía eléctrica en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.....	36
Figura 25 Evolución de la potencia eléctrica renovable instalada en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021. ....	37

Figura 26 Evolución de la potencia eléctrica renovable instalada en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021. ....	37
Figura 27 Evolución de la producción de energía eléctrica renovable en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021. ....	38
Figura 28 Indicadores de cumplimiento alternativas. Fuente: Ilustración 12 PTECan.....	42
Figura 29 Alternativas al modelo energético de Canarias según PTECan .....	44
Figura 30 Comparativa de alternativas al modelo energético. Fuente: Ilustración 11 PTECan.....	45
Figura 31 Alternativa seleccionada por el PTECan. Fuente: Ilustración 122 PTECan. .....	46
Figura 32 Parque de generación en Tenerife y Canarias (alternativa 2). Fuente: PTECan .....	48
Figura 33: Indicadores generales. Fuente: PTECan .....	53
Figura 34 Indicadores de cobertura de demanda eléctrica. Fuente: PTECan.....	53
Figura 35 Resumen de resultados del modelo energético de Canarias según la Alternativa 2. Fuente: PTECan. ....	54
Figura 36 Configuración del parque de generación de categoría A según su vida útil regulatoria. Fuente: Estrategia de la generación gestionable, 2022. ....	56
Figura 37 Medidas de la estrategia de la geotermia de alta entalpía en Canarias. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias, 2020. ....	61
Figura 38 Estimación de inversión hasta alcanzar la fase de explotación. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias, 2020. ....	63
Figura 39 Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción de geotermia de alta entalpía. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias, 2020. .....	64

Figura 40. Distribución LCOE típica de un proyecto geotérmico. Fuente: (Micale, Oliver, and Messent 2014) ..... 66

# ÍNDICE

<b>1. SITUACIÓN ENERGÉTICA GLOBAL</b> .....	<b>6</b>
1.1. World Energy Outlook.....	7
1.2. Generación eléctrica renovable .....	13
<b>2. TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA</b> .....	<b>18</b>
2.1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima .....	19
2.1.1. Objetivos .....	22
2.1.2. Políticas y medidas .....	28
<b>3. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN CANARIAS</b> .....	<b>31</b>
3.1. Estrategia de Energía Sostenible de Canarias y Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética .....	38
3.1.1. Plan de Transición Energética de Canarias .....	41
3.1.1.1. Estrategias de apoyo.....	55
3.2. Canarias: singularidad y conocimiento en transición energética .....	69
Referencias .....	73

# 1. SITUACIÓN ENERGÉTICA GLOBAL

Según (IEA 2022a) el mundo está sumido en una crisis energética global, una conmoción de gran amplitud y complejidad sin precedentes. Antes de la invasión rusa de Ucrania, ya existían presiones en los mercados energéticos. Sin embargo, las acciones de Rusia han transformado la recuperación económica tras la pandemia en una auténtica convulsión energética, poniendo a prueba las cadenas de suministro mundiales, incluyendo las de energía.

El panorama mundial se prepara para un crecimiento acelerado de la capacidad de energías renovables en los próximos cinco años, superando significativamente las expectativas del año pasado. Se estima que durante el período de 2022-2027, la capacidad renovable aumentará en aproximadamente 2400 gigavatios (GW) (figura 1), cifra equivalente a la capacidad instalada total de energía en China en la actualidad. Este impulso representa una aceleración del 85% con respecto a los últimos cinco años y un aumento del 30% en comparación con el pronóstico del informe del 2021 de la IEA, lo que lo convierte en la mayor revisión al alza hasta la fecha.

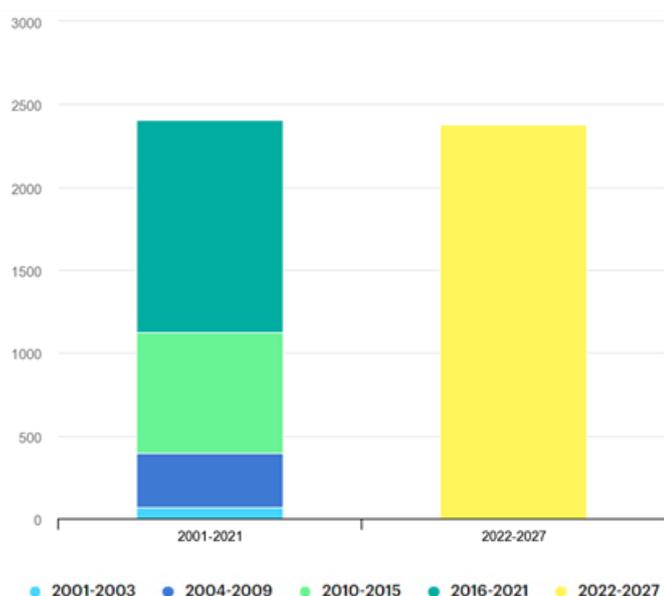


Figura 1: Adición total de capacidad eléctrica renovable [GW]. Fuente: (IEA 2022b)

## 1.1. World Energy Outlook

El World Energy Outlook (WEO) es un informe anual publicado por la IEA que analiza y evalúa las tendencias energéticas mundiales y proporciona proyecciones de la demanda y la oferta de energía a nivel global. El informe se enfoca en temas como la energía renovable, la eficiencia energética, la seguridad energética y la calidad del aire.

El WEO es un recurso valioso para los responsables políticos, las empresas y los analistas de la industria energética, ya que ofrece información detallada sobre los desafíos y oportunidades que enfrenta el sector energético a nivel mundial. También presenta una serie de escenarios y modelos que permiten a los usuarios explorar diferentes caminos para el futuro energético, incluyendo el impacto de las políticas energéticas y los cambios tecnológicos.

Según datos obtenidos de (IEA 2022), la escasez de energía y los altos precios han llevado a los gobiernos a destinar más de 500.000 millones de dólares, principalmente en las economías avanzadas, para proteger a los consumidores (figura 2). Se han tomado medidas para asegurar el suministro de combustibles alternativos y garantizar un almacenamiento adecuado de gas. Además, como medidas a corto plazo, se ha incentivado la generación de electricidad a partir de combustibles no renovables como petróleo y carbón, se ha prolongado la vida útil de las centrales nucleares y se ha acelerado el desarrollo de proyectos de energías renovables.

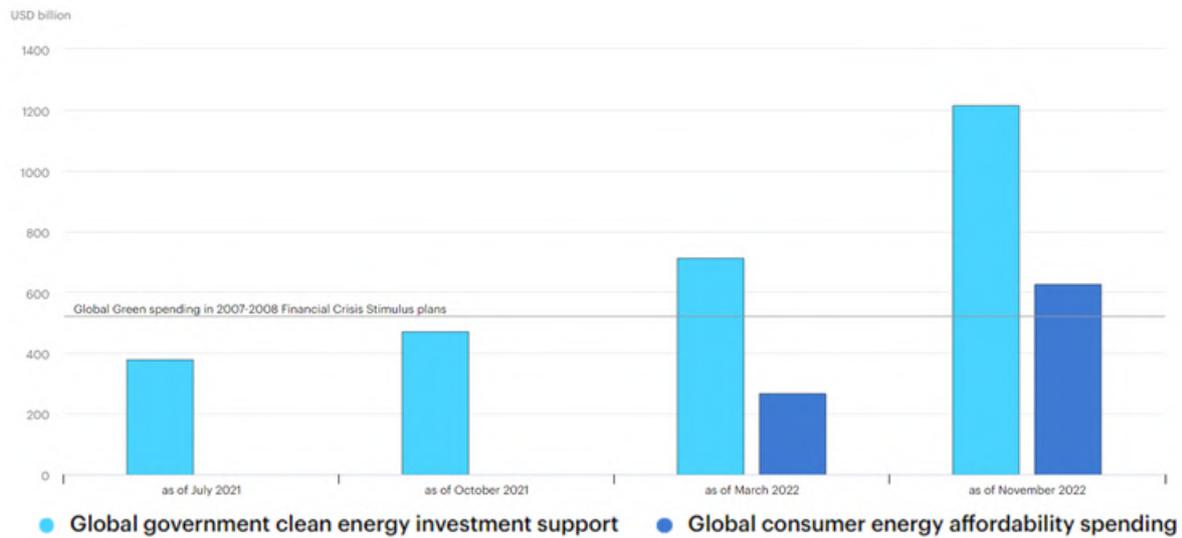


Figura 2 Gastos gubernamentales de apoyo a la inversión en energía limpia y medidas de asequibilidad energética a corto plazo para el consumidor. Fuente: (IEA 2023)

Rusia es el mayor exportador mundial de combustibles fósiles, y sus recortes en el suministro de gas natural a Europa, así como las sanciones europeas a las importaciones de petróleo y carbón procedentes de Rusia, han afectado significativamente una de las principales arterias del comercio energético mundial (figura 3). Aunque todos los combustibles se ven afectados, los mercados del gas son el epicentro de esta crisis, dado que Rusia busca influir en el mercado exponiendo a los consumidores a facturas energéticas más altas y a la escasez de suministro.

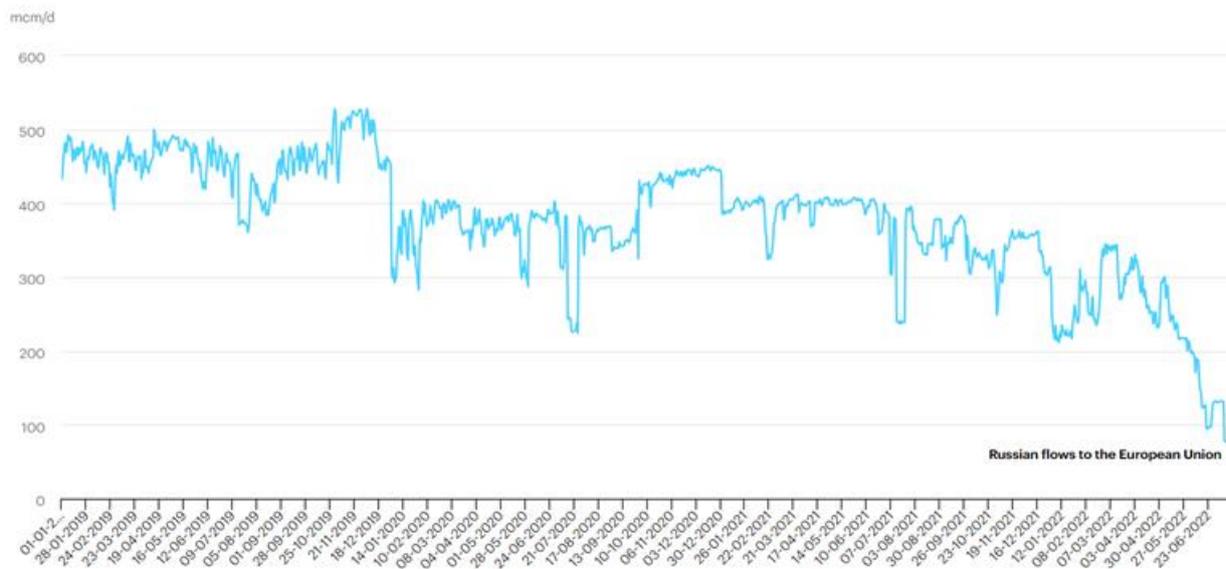


Figura 3 Evolución suministro de gas natural ruso a la Unión Europea. Fuente: (IEA 2022)

El precio de compra de gas natural al contado ha alcanzado niveles nunca vistos, superando frecuentemente el equivalente a 250 dólares por barril de petróleo. Además, el precio del carbón también ha alcanzado niveles históricos, mientras que el petróleo superó ampliamente los 100 dólares por barril a mediados de 2022, para luego descender. Los elevados precios del gas y del carbón representan el 90% de la presión al alza de los costes de la electricidad en todo el mundo (figura 4).

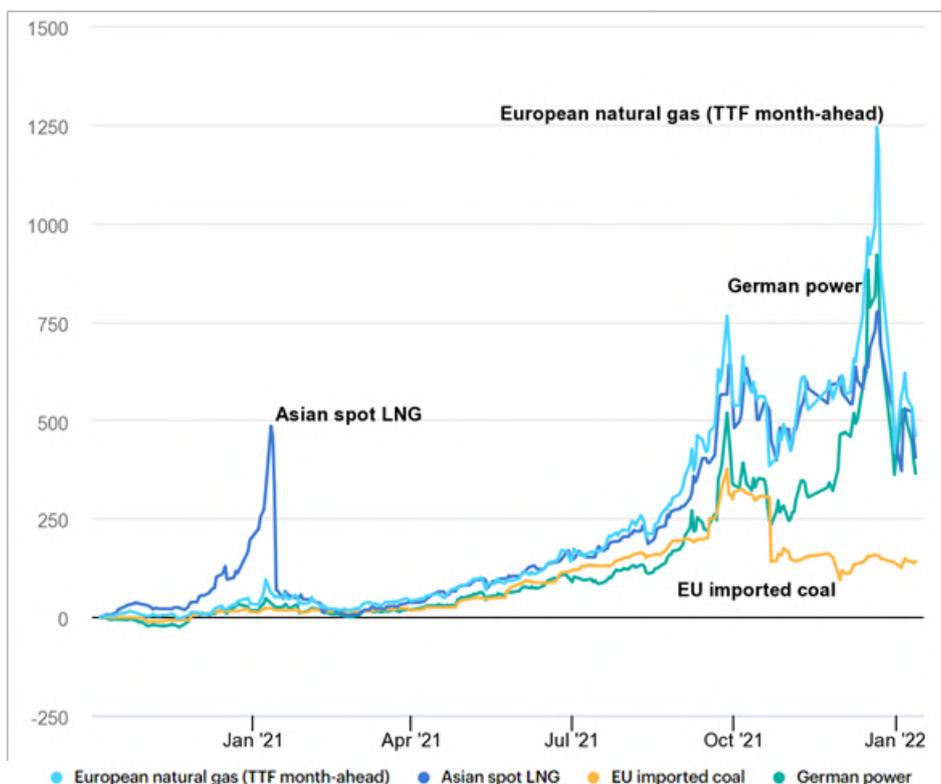


Figura 4: Evolución del precio de la energía (Oct '20 - Ene '22). Fuente: (IEA 2022)

La crisis energética ha avivado las presiones inflacionistas y ha generado un riesgo inminente de recesión, además de unos enormes beneficios para los productores de combustibles fósiles, que en 2021 lograron ingresos netos por valor de 2 billones de dólares. El aumento de los precios de la energía también está incrementando la inseguridad alimentaria en muchas economías en desarrollo, y la carga más pesada recae en los hogares más pobres, en los que una mayor parte de los ingresos se destinan a energía y alimentos. Es probable que unos 75 millones de personas que recientemente han logrado acceso a la electricidad pierdan la capacidad de pagarla (figura 6), lo que significa que, por primera vez desde que la IEA realiza el seguimiento anual WEO, el número total de personas en todo el mundo sin acceso a la electricidad haya empezado a aumentar.

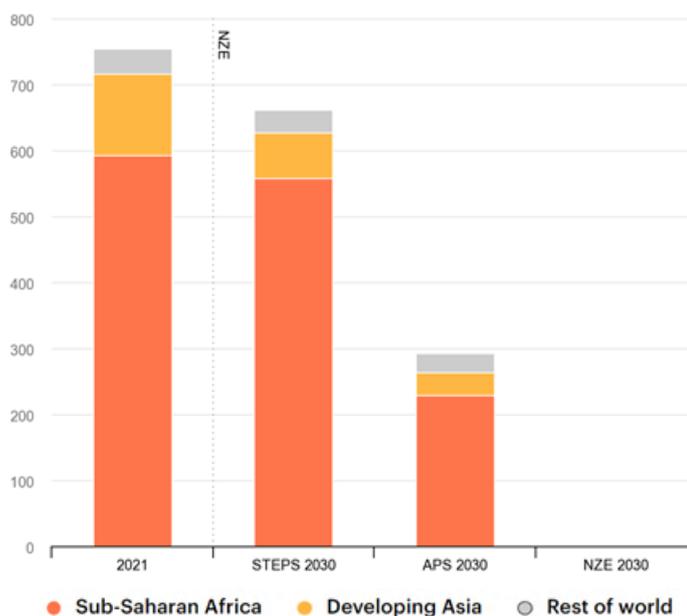


Figura 5: N° personas sin acceso a electricidad en 2030. Fuente: (IEA 2022)

El World Energy Outlook (WEO) analiza tres escenarios (figura 7), los cuales se diferencian principalmente por las políticas gubernamentales que se plantean. El escenario de Políticas Declaradas (STEPS: *Stated Policies Scenario*) muestra la trayectoria actual de las políticas energéticas. El escenario de Compromisos Anunciados (APS: *Announced Pledges Scenario*) asume que todos los objetivos anunciados por los gobiernos se cumplirán en los plazos previstos, incluyendo el acceso a la energía y los objetivos de cero emisiones a largo plazo. Por último, el escenario Cero Emisiones Netas en 2050 (NZE: *Net Zero Emissions by 2050 Scenario*) presenta una senda hacia la estabilización del aumento de la temperatura global en 1,5 °C y el acceso universal a la electricidad y sistemas modernos de energía para 2030.

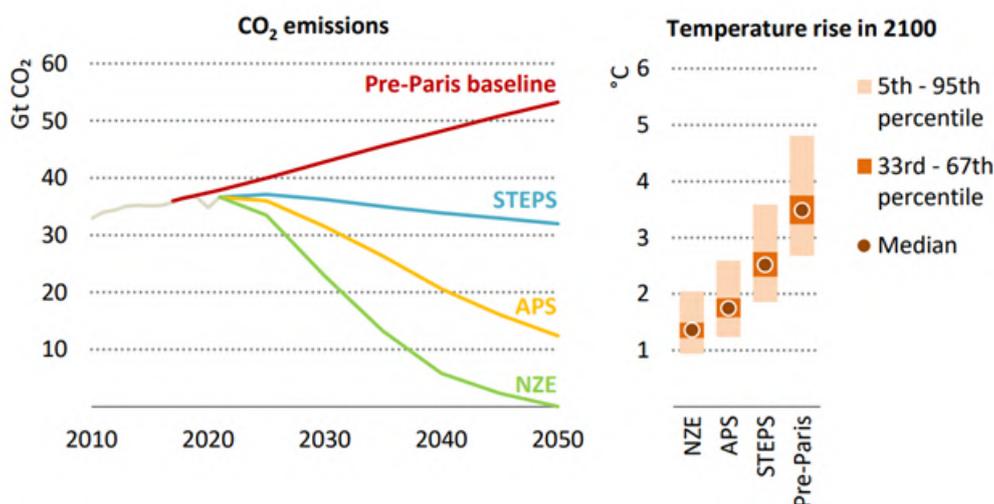


Figura 6 Emisiones de CO<sub>2</sub> por escenario 2010-2050 y aumento de temperatura en 2100. Fuente: (IEA 2022)

La crisis energética actual es un recordatorio de la fragilidad e insostenibilidad del sistema energético actual, que sigue siendo vulnerable a los cambios del mercado. Por lo tanto, es necesario continuar trabajando para reducir la dependencia de los combustibles no renovables y promover una mayor eficiencia energética para garantizar un futuro sostenible.

La manera en que los gobiernos responden durante tiempos de crisis se convierte en una cuestión importante. Mientras se implementan medidas a corto plazo, muchos gobiernos están tomando medidas a largo plazo para aumentar o diversificar el suministro de petróleo y gas, así como para promover un cambio estructural en la forma en que se aborda la energía.

Las energías limpias se presentan como una oportunidad única para impulsar el crecimiento económico y generar empleo en todo el mundo. La Ley de Reducción de la Inflación en Estados Unidos es un gran paso en esa dirección, y se espera que para el año 2030, la capacidad de energía solar y eólica en ese país se multiplique por 2.5 y las ventas de coches eléctricos por 7. China también está liderando la transición hacia las energías renovables, lo que significa que su consumo de carbón y petróleo alcanzará su punto máximo antes de que finalice esta década. En la Unión Europea, la aceleración del despliegue de energías renovables y la mejora de la eficiencia energética están reduciendo la demanda de gas natural y petróleo en un 20% y 50% respectivamente en esta década. Japón,

Corea del Sur e India también están impulsando el uso de energías renovables y tecnologías de bajas emisiones de carbono.

A medida que los mercados se equilibran, las energías renovables y la energía nuclear experimentan un aumento sostenido, mientras que el repunte temporal del carbón responde a la crisis actual. El crecimiento de la generación de electricidad renovable está superando el crecimiento total de la generación de electricidad, lo que reduce la contribución de los combustibles fósiles en el sector eléctrico. Aunque la crisis ha aumentado temporalmente los factores de carga de las centrales de carbón existentes, no ha provocado una mayor inversión en nuevos activos. Las políticas en vigor, las perspectivas económicas poco halagüeñas y los elevados precios a corto plazo están limitando el crecimiento total de la demanda de energía, y los mayores aumentos provienen principalmente de la India, el Sudeste Asiático, África y Oriente Medio.

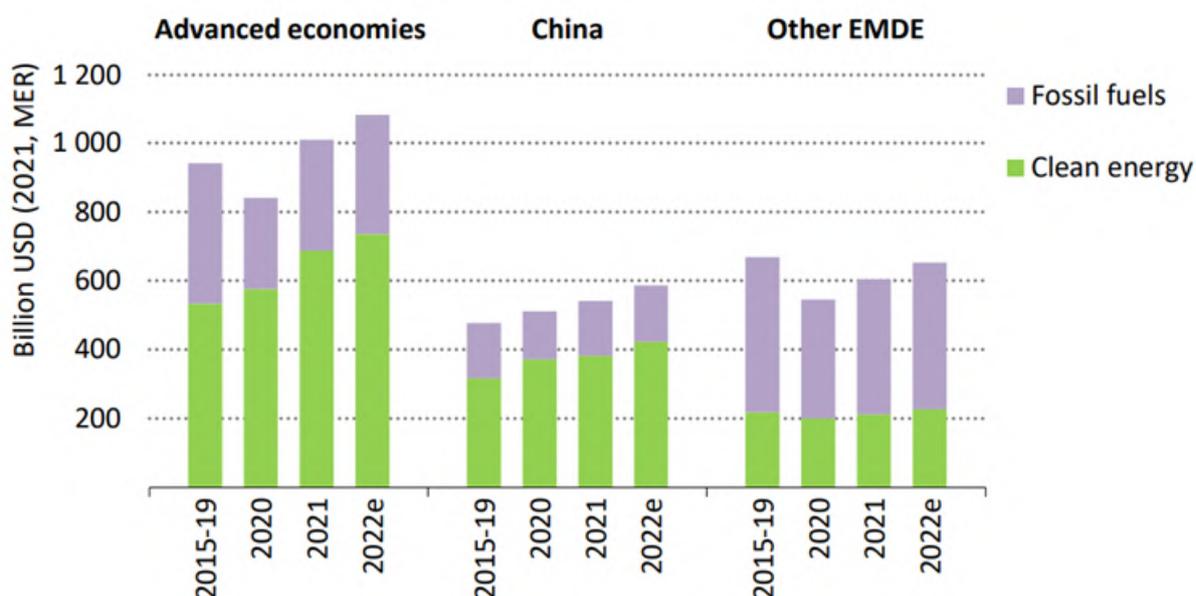


Figura 7: Inversión global en energía por regiones. Fuente: (IEA 2022)

## 1.2. Generación eléctrica renovable

La crisis energética global está impulsando una fuerte aceleración en la instalación de energías renovables; las preocupaciones de seguridad energética causadas por la invasión de Rusia en Ucrania han motivado a los países a recurrir cada vez más a este tipo de fuentes de generación de energía, como la energía

solar y eólica, para reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados, cuyos precios han aumentado drásticamente. Según la IEA, las energías renovables representarán más del 90% del crecimiento de la electricidad global durante los próximos cinco años (figura 9), superando al carbón para convertirse en la mayor fuente de electricidad global a principios de 2025.

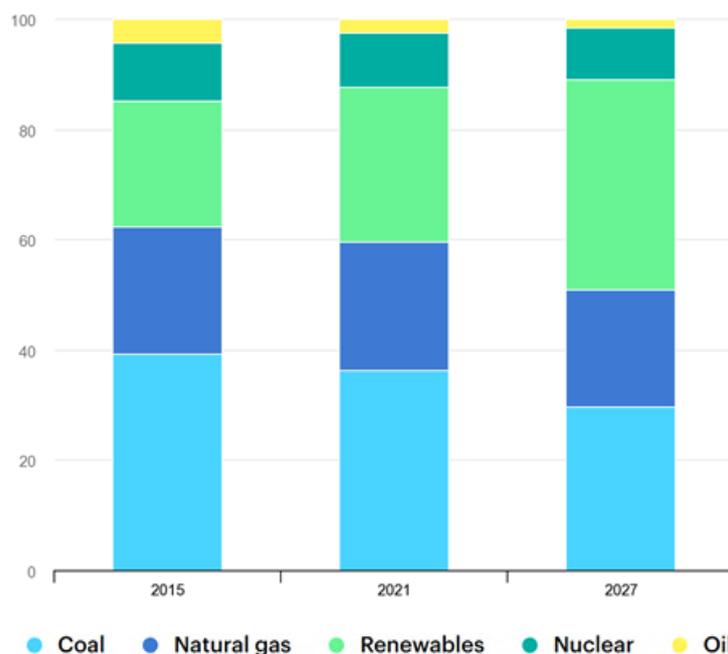


Figura 8 Distribución por tecnologías de la generación eléctrica. Fuente: (IEA, 2022)

La guerra en Ucrania es un momento decisivo para las renovables en Europa, donde los gobiernos y las empresas buscan reemplazar rápidamente el gas ruso por alternativas. Se prevé que la cantidad de capacidad de energía renovable añadida en Europa en el período 2022-2027 sea el doble que en el período de los últimos cinco años, impulsada por una combinación de preocupaciones de seguridad energética y ambiciones climáticas. Un despliegue aún más rápido de la energía eólica y solar fotovoltaica se podría lograr si los Estados miembros de la UE implementaran rápidamente diversas políticas, incluyendo la simplificación y reducción de los plazos de permisos, la mejora de los diseños de subasta y la mejora de los incentivos para apoyar la energía solar en los tejados.

Además de Europa, la revisión al alza del pronóstico de crecimiento de energía renovable para los próximos cinco años también se debe a China, Estados Unidos e India, que están implementando políticas y reformas regulatorias y de mercado más rápidamente de lo previsto para combatir la crisis energética. Se espera que China represente casi la mitad de las nuevas adiciones globales de capacidad de energía renovable en el período 2022-2027. Mientras tanto, la Ley de Reducción de la Inflación de Estados Unidos ha brindado nuevo apoyo y visibilidad a largo plazo para la expansión de las renovables en ese país.

La energía solar fotovoltaica a gran escala y la energía eólica en tierra (on-shore) son las opciones más económicas para la nueva generación de electricidad en la gran mayoría de los países del mundo. La capacidad global de energía solar fotovoltaica (PV) está lista para casi triplicarse durante el período 2022-2027, superando al carbón y convirtiéndose en la fuente más significativa en cuanto a capacidad de energía en el mundo. La capacidad mundial de energía eólica casi se duplica en el período pronosticado, con proyectos en alta mar representando una quinta parte del crecimiento. Juntos, la energía eólica y solar representarán más del 90% de la capacidad de energía renovable que se agregará en los próximos cinco años (figura 10).

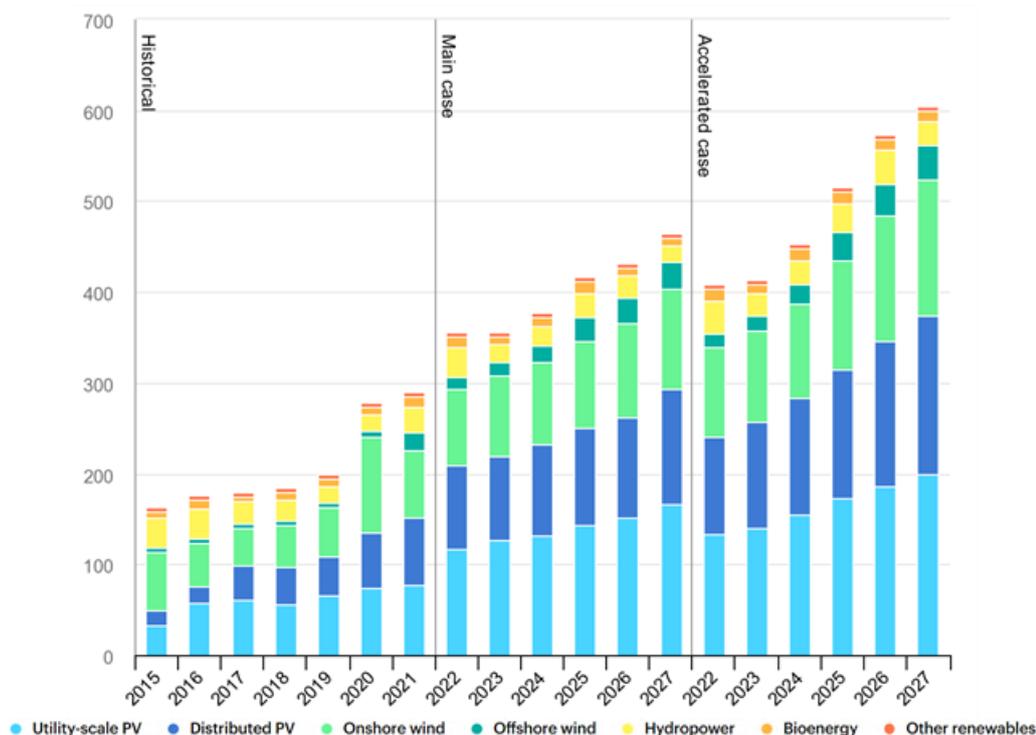


Figura 9 Distribución capacidad eléctrica renovable [GW]. Fuente: (IEA 2022)

La IEA establece un caso acelerado en el que la capacidad de energía renovable crece un 25% adicional a la previsión principal. En las economías avanzadas, este crecimiento más rápido requeriría abordar varios desafíos regulatorios y de permisos, así como una penetración más rápida de la electricidad renovable en los sectores de calefacción y transporte. En las economías emergentes y en desarrollo, significaría abordar incertidumbres políticas y regulatorias, infraestructura de red débil y falta de acceso a financiamiento asequible que están obstaculizando nuevos proyectos.

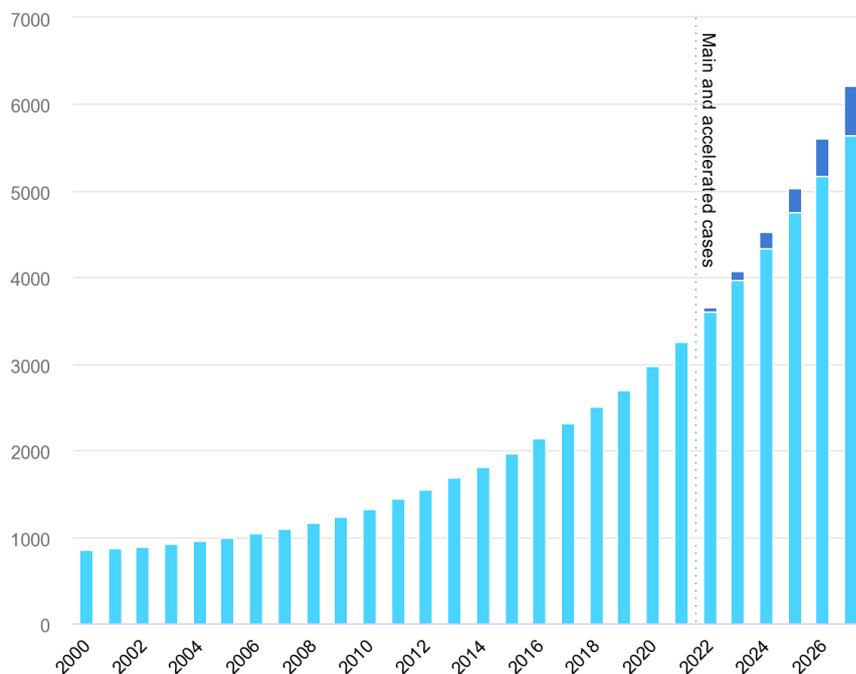


Figura 10 Capacidad eléctrica renovable 2000-2027 (caso principal y caso acelerado) [GW] Fuente: IEA, 2022

A nivel mundial, el caso acelerado requiere esfuerzos para resolver problemas de cadena de suministro, expandir las redes y desplegar más recursos de flexibilidad para manejar de manera segura mayores proporciones de energías renovables variables. El crecimiento más rápido de energías renovables en el caso acelerado movería al mundo más cerca de un camino consistente con la meta de alcanzar emisiones netas cero para 2050 (NZE), lo que ofrece una posibilidad incluso de limitar el calentamiento global a 1,5 °C.

## 2. TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA

En España, la política energética y climática está determinada por la Unión Europea (UE), la cual está a su vez comprometida con el Acuerdo de París del 2015, el cual busca abordar la crisis climática de manera coordinada a nivel internacional. La UE ratificó el acuerdo en octubre del 2016, y España hizo lo propio en 2017. Para cumplir con estos compromisos, la Comisión Europea presentó en 2016 el paquete de propuestas legislativas "Energía limpia para todos los europeos", el cual incluye reglamentos y directivas sobre eficiencia energética, energías renovables, diseño del mercado eléctrico, seguridad del suministro y gobernanza para la Unión de la Energía. Este marco normativo y político proporciona seguridad regulatoria, fomenta inversiones importantes y permite que los consumidores se involucren en la transición energética.

El objetivo de estas iniciativas es lograr los principales objetivos vinculantes para la UE en 2030, los cuales son:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% con respecto a 1990
- Alcanzar un 40% de energías renovables en el consumo total de energía final bruta
- Mejorar la eficiencia energética en un 32,5%
- Alcanzar una interconexión eléctrica del 15% entre los estados miembros.

Con el fin de lograr estos objetivos de manera coordinada entre los estados miembros de la UE, el "paquete de invierno" incluye un Reglamento de Gobernanza. Este reglamento establece un procedimiento de planificación para cumplir con los objetivos y metas, asegurando la coherencia, comparabilidad y transparencia de la información presentada a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y al Acuerdo de París.

A partir del Reglamento de Gobernanza, que entró en vigor en diciembre de 2018, los estados miembros de la UE deben informar sobre su contribución a la Unión de la Energía. Esto se lleva a cabo a través de planes nacionales de energía y clima, que cubren un período de diez años y se deben actualizar regularmente. Los primeros planes nacionales de energía y clima abarcan el período 2021-2030.

En el marco de la crisis climática mundial y las políticas energéticas europeas, España ha demostrado su compromiso a través de su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), colocándolo como uno de los ejes prioritarios de su acción política. Este compromiso no solo brinda mayor certidumbre a los inversores y facilita la identificación de oportunidades, sino que también se enfoca en la protección del bien común y la garantía de protección a los grupos más vulnerables.

El PNIEC aborda los desafíos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía, incluyendo (i) la descarbonización y el uso de energías renovables, (ii) la eficiencia energética, (iii) la seguridad energética, (iv) el mercado interno de la energía y (v) la investigación, innovación y competitividad. El PNIEC proporciona señales claras para ofrecer dirección y convicción a todos los actores involucrados, mientras que también se adapta a la transición energética y a la descarbonización de la economía, lo que permitirá maximizar las oportunidades de desarrollo económico y creación de empleo en la región.

## 2.1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que abarca el período 2021-2030, se enfoca en la descarbonización del sistema energético para lograr una economía y sociedad neutra en carbono para el año 2050. Este objetivo es fundamental, ya que en nuestro país, el 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero provienen del sector energético (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020). Por tanto, la descarbonización es el eje central de la transición energética.

Este Plan ofrece una base sólida para el desarrollo de políticas y planes sectoriales que impulsen la descarbonización en otros ámbitos. Sin embargo, para hacer compatibles estas políticas, es necesaria la coordinación entre distintas administraciones.

El PNIEC se rige por el principio fundamental de "primero, la eficiencia energética" con el objetivo de lograr una mejora del 39,5% en la eficiencia energética para el año 2030. Con este Plan, se propone reducir el consumo de energía primaria y mejorar la intensidad energética primaria en un 3,5% anual hasta 2030, lo que se traducirá en beneficios positivos para la economía española.

La ejecución del PNIEC transformará el sistema energético en uno más autosuficiente, aprovechando eficientemente el potencial renovable del país, en particular la energía solar y eólica. Esta transformación tendrá un impacto positivo en la seguridad energética nacional, al reducir significativamente la dependencia de combustibles fósiles importados que suponen una factura económica elevada y están sujetos a factores geopolíticos y volatilidad en los precios.

La inversión prevista en renovables eléctricas y térmicas, junto con los programas y medidas de ahorro y eficiencia energética en todos los sectores, permitirán lograr una presencia del 42% de energías renovables en el uso final de energía en 2030 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020).

Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final en el Escenario Objetivo							
Años		2015*	2020	2022	2025	2027	2030
<b>Consumo de EERR de uso final (excluyendo el consumo eléctrico renovable)</b>	Agricultura (ktep)	4.310	119	148	192	203	220
	Industria (ktep)		1.596	1.624	1.667	1.711	1.779
	Residencial (ktep)		2.640	2.623	2.598	2.709	2.876
	Servicios y otros (ktep)		241	279	337	376	435
	Transporte (ktep)	176	2.348	2.369	2.401	2.285	2.111
<b>Energía suministrada por bombas de calor (ktep)</b>		353	629	1.339	2.404	2.851	3.523
<b>Generación renovable eléctrica (ktep)</b>		8.642	10.208	12.438	15.784	18.187	21.792
<b>Energía renovable total (ktep)</b>		13.481	17.780	20.821	25.383	28.324	32.736
<b>Energía final corregida con las pérdidas del sistema eléctrico, los consumos en aviación y la energía suministrada por las bombas de calor (ktep)</b>		83.361	88.548	86.081	85.023	82.050	77.589
<b>Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final</b>		16%	20%	24%	30%	34%	42%

\* Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones realizadas por el MITECO  
Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura 11 Porcentaje de energías renovables sobre consumo energía final en Escenario Objetivo. Fuente: (PNIEC, 2020)

El PNIEC también promueve la generación distribuida, la eficiencia energética y el autoconsumo, lo que generará oportunidades de inversión y empleo en toda España. Además, se espera que la práctica del autoconsumo, la generación distribuida, la gestión de la demanda y el fomento de comunidades energéticas locales, así como medidas específicas para promover la participación proactiva de los ciudadanos en la descarbonización, contribuyan a diversificar los actores y fomentar proyectos participativos en la generación de energía renovable y en el sistema energético en su conjunto.

Según los estudios realizados, basándose en las medidas contempladas en el PNIEC, para el año 2030 se podrían conseguir los siguientes resultados:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Estos resultados permitirán avanzar hacia el objetivo a largo plazo del Plan, que es alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI de España para 2050 en línea con las posiciones adoptadas por la Comisión Europea y la mayoría de los Estados miembros, lo que implica una reducción del 90% en las emisiones brutas totales de GEI respecto a 1990. Además, se busca lograr un sistema eléctrico 100% renovable para esa fecha.

## 2.1.1. Objetivos

### *Descarbonización de la economía y avance de las renovables*

El objetivo a largo plazo del Plan es transformar a España en un país neutro en carbono para el año 2050. Para alcanzar este objetivo, el Plan contempla una capacidad total instalada en el sector eléctrico de 161 GW para el año 2030. Dentro de esta capacidad, 50 GW serán de energía eólica, 39 GW de energía solar fotovoltaica, 27 GW de ciclos combinados de gas, 16 GW de energía hidráulica, 9,5 GW de energía de bombeo, 7 GW de energía solar termoeléctrica y 3 GW de energía nuclear. También habrá capacidades menores de otras tecnologías.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Años	2015	2020	2025	2030
Eólica (terrestre y marina)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
<b>Total</b>	<b>107.173</b>	<b>111.829</b>	<b>133.802</b>	<b>160.837</b>

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura 12 Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Objetivo PNIEC

Para el año 2030, se espera que la generación de electricidad renovable represente el 74% del total, lo que se alinea con el objetivo de lograr un sector eléctrico 100% renovable para el año 2050. Además, se prevé un aumento en las tecnologías de almacenamiento de 6 GW adicionales para mejorar la capacidad de gestión de la generación. Junto con el impulso de la flexibilidad y gestión de la demanda, esto permitirá una mayor integración de la generación renovable en el sistema, lo que contribuirá a la seguridad del suministro.

Porcentaje de energías renovables en generación eléctrica					
Método cálculo	Escenario	2015*	2020	2025	2030
Directiva 2018/2001	Escenario Tendencial	37%	41%	48%	53%
	Escenario Objetivo		42%	64%	86%
Porcentaje directo	Escenario Tendencial	38%	41%	47%	52%
	Escenario Objetivo		42%	60%	74%

\* Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones realizadas por el MITECO

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura 13 Porcentaje de energías renovables en el sector de generación de energía eléctrica.

Es importante destacar que el aumento de la capacidad de generación renovable previsto en este Plan requerirá la participación activa de las Comunidades Autónomas, ya que son competentes en la ordenación del territorio. Además, se necesitarán normas adicionales de gestión en materia de protección del medio ambiente para garantizar que el desarrollo de las instalaciones de generación sea efectivo y compatible con el entorno y la protección de la biodiversidad y los servicios de los ecosistemas.

### *Eficiencia energética*

Siguiendo el ya mencionado principio fundamental de “primero, la eficiencia energética” se espera alcanzar una mejora de la eficiencia energética del 39,5% para el año 2030, superando así el objetivo establecido por la UE del 32,5%. Para lograr esto, se fomentará la renovación y rehabilitación de edificios para mejorar su eficiencia energética, el fomento del transporte sostenible y la mejora de la eficiencia en el uso final de la energía. Además, se establecerán medidas para mejorar la eficiencia energética en el sector industrial y en los servicios públicos.

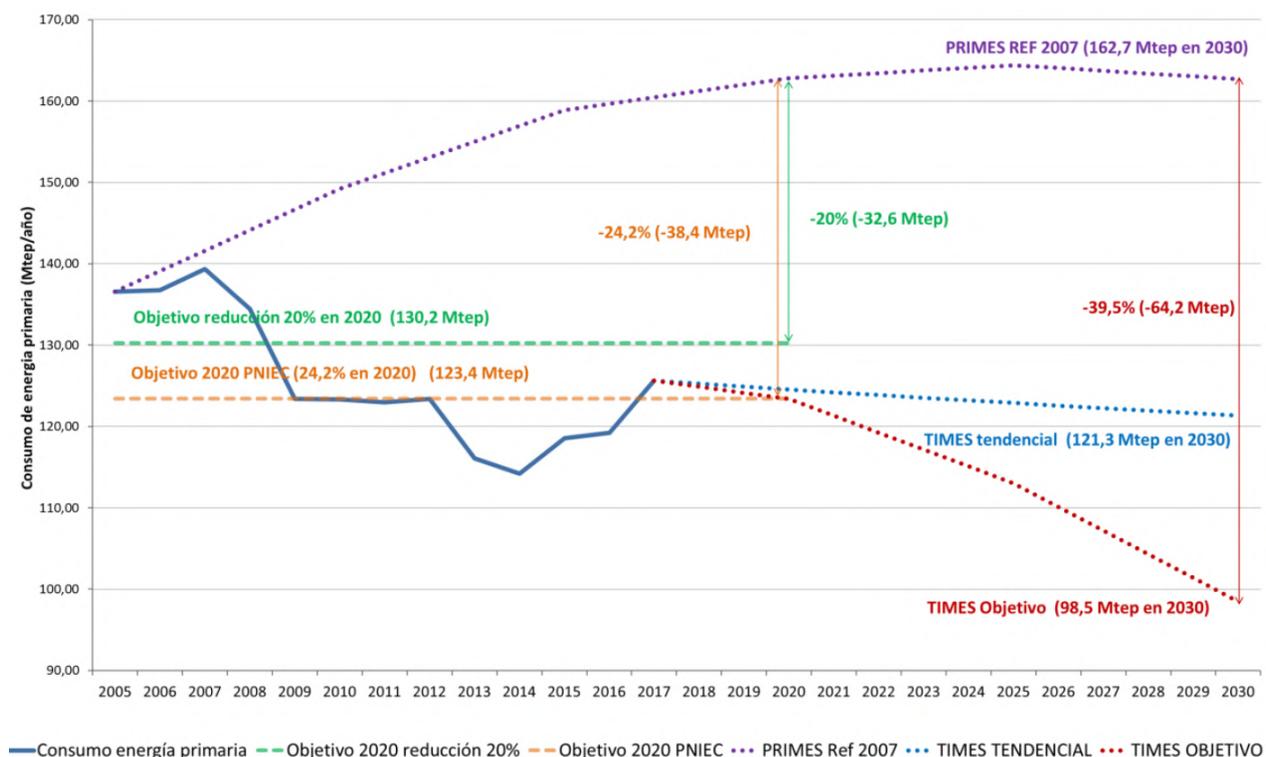


Figura 14 Objetivo de reducción del consumo de energía primaria en España excluidos usos no energéticos (Mtep/año) Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En el PNIEC se propone reducir el consumo de energía primaria en un 1,9% anual desde 2017. Esta reducción, combinada con un aumento previsto del 1,7% en el PIB en el mismo período, dará como resultado una mejora anual del 3,5% en la intensidad energética primaria de la economía hasta 2030. La mejora se atribuye a diversas mejoras, tales como el aumento de la eficiencia energética en los productos que requieren energía, la mejora del transporte y distribución de energía, y la creciente integración de fuentes de energía renovable en el sistema de generación eléctrica.

### Seguridad energética

La dimensión de la seguridad energética tiene como objetivo principal garantizar un suministro energético seguro, asequible y sostenible. Para ello, se busca diversificar las fuentes de energía, de tal forma que se reduzca la dependencia de los combustibles fósiles y se fomente el uso de energías renovables de tal manera que se pueda proporcionar acceso a los recursos necesarios en todo momento.

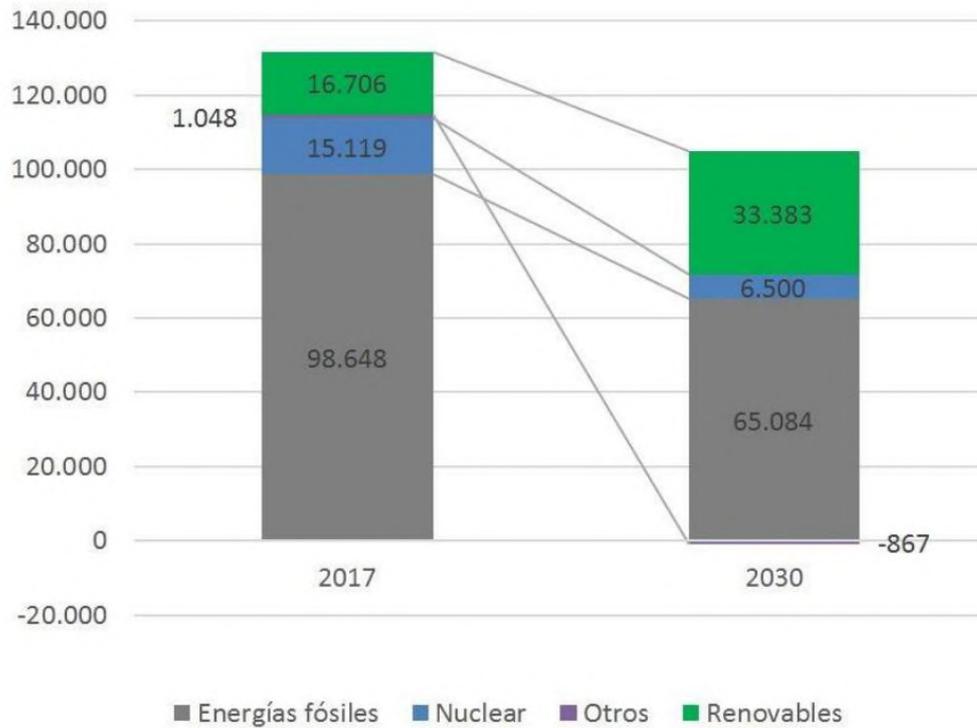


Figura 15 Mix de energía primaria en España 2017 y 2030 [ktep] Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Debido a la predominancia de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) en el mix energético, España presentaba en el año 2017 un ratio de dependencia energética del exterior del 73%, ver figura 16, ya que estos combustibles no se encuentran presentes en el país en cantidades suficientes para producción nacional.

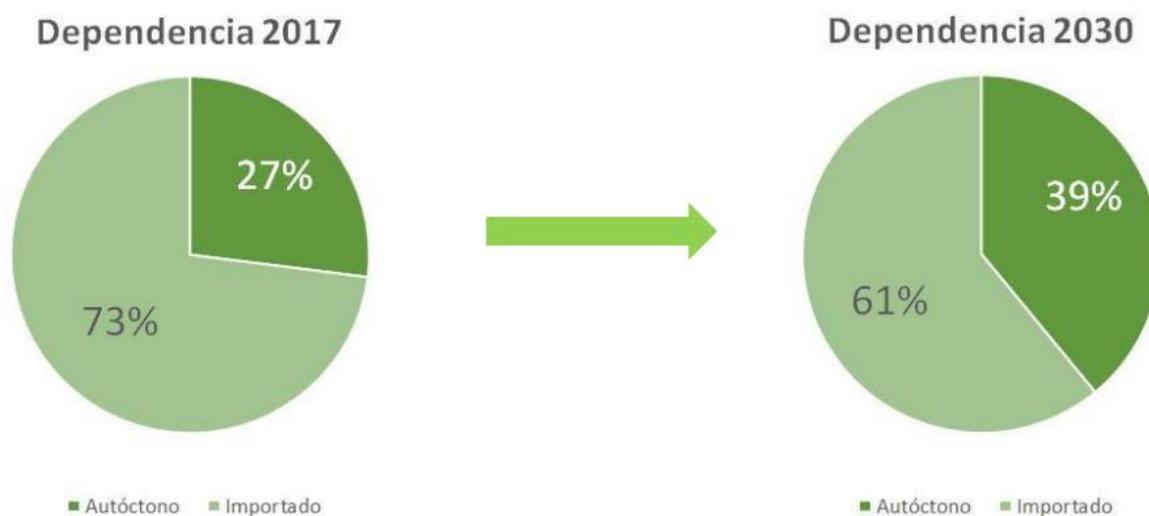


Figura 16: Dependencia energética en España en 2017 y 2030. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Como resultado de las medidas contempladas en el PNIEC, 2021-2030, el ratio de dependencia energética de España se prevé que disminuya 12 puntos porcentuales, pasando del 73% en 2017 al 61% en 2030.

En cuanto a la diversificación de fuentes de energía y suministro, el PNIEC tiene como objetivo principal configurar un adecuado mix de energía primaria para 2030, en el que se incluyan aquellas fuentes que sean técnica y económicamente viables. Esto permitirá asegurar la continuidad del suministro además de alcanzar los objetivos de descarbonización establecidos por el Plan. Asimismo, se buscará seguir diversificando el origen geográfico de las fuentes de energía para reducir al mínimo los posibles riesgos de interrupción del suministro.

Otra de las motivaciones principales de esta estrategia es la preparación para enfrentar posibles limitaciones o interrupciones de suministro energético, con el fin de mejorar la resiliencia del sistema energético nacional.

### *Investigación, innovación y competitividad*

La dimensión de "Investigación, innovación y competitividad" del PNIEC tiene como objetivo alinear las políticas españolas con los objetivos internacionales y de la Unión Europea en materia de energía y clima, asegurando al mismo tiempo que se consideren las peculiaridades del país. También se busca

coordinar las políticas de I+i+c en energía y clima de las Administraciones Públicas con otras políticas sectoriales, especialmente la política energética y las políticas de innovación.

En términos de investigación y desarrollo, los esfuerzos se orientan hacia la búsqueda de soluciones para los retos sociales y los objetivos de desarrollo sostenible, fortaleciendo la transferencia de tecnología del sistema público a la sociedad y la industria, para facilitar la transición ecológica; además de fomentar la colaboración público-privada y la innovación empresarial, para lograr una mayor competitividad y eficiencia en el sector energético.

Por último, se busca involucrar al ciudadano en el proceso de transición energética y climática, haciendo que tenga un papel más activo y consciente en la toma de decisiones y en la implementación de medidas sostenibles.

Concretamente, en cuanto a energía, los objetivos marcados de investigación e innovación se pueden englobar en cuatro áreas:

1. El desarrollo de fuentes de energía limpias (eólica terrestre y marina, solar fotovoltaica y solar termoeléctrica, bioenergía, energías oceánicas, biomasa, geotermia) y la eficiencia energética, así como de vectores energéticos como el hidrógeno.
2. La competitividad para mejorar la eficacia de la red española y europea a través del desarrollo de un sistema y mercado interior de la energía altamente digitalizado.
3. La seguridad del abastecimiento, para coordinar mejor la oferta y la demanda energéticas nacionales en un contexto internacional.
4. El impulso social y tecnológico hacia patrones de menor consumo energético.

Objetivos PNIEC	Objetivos Particulares	Prioridades y Objetivos I+i+c
<b>23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990</b>	Residencial, comercial y servicios	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Soluciones inteligentes para el consumidor de energía.</li> <li>- Ciudades y comunidades inteligentes.</li> <li>- Sistemas de generación de calor y de frío.</li> <li>- Participación de energía renovable en redes urbanas de calefacción y refrigeración.</li> <li>- Uso de energía renovable en edificios.</li> <li>- Energía renovable producida por ciudades, comunidades energéticas y auto-consumidores.</li> <li>- Soluciones activas y pasivas en la rehabilitación energética de edificios.</li> </ul>
	Transporte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Transporte sostenible: promover un cambio de modelo en el sistema de transporte.</li> <li>- Desarrollo de biocarburantes avanzados obtenidos de manera sostenible a partir de materias primas renovables.</li> <li>- Producción de hidrógeno verde.</li> <li>- Baterías para movilidad y estacionarias.</li> </ul>
	Generación Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baterías para movilidad y estacionarias.</li> <li>- Energías limpias/renovables prioritarias.</li> <li>- Generación nuclear segura.</li> </ul>
	Industrial	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tecnologías bajas en carbono, con carácter prioritario.</li> <li>- Innovación y competitividad energética.</li> </ul>
<b>42% de renovables sobre el uso final de la energía</b>	Innovación en tecnologías de EERR en las que ya se tiene una posición competitiva	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energía Fotovoltaica (PV).</li> <li>- Energía Solar de Concentración (CSP).</li> <li>- Energía Eólica Marina.</li> <li>- Geotermia profunda y somera.</li> <li>- Energía Oceánica.</li> </ul>
	Tecnologías que contribuyen a la gestionabilidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energía Solar de Concentración (CSP).</li> <li>- Digitalización del sistema eléctrico.</li> </ul>
<b>39,5% de mejora de la eficiencia energética</b>	Residencial, urbano y ciudadano	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Digitalización del sistema eléctrico.</li> <li>- Soluciones inteligentes para el consumidor de energía.</li> <li>- Ciudades y comunidades inteligentes.</li> <li>- Sistemas de generación de calor y de frío.</li> <li>- Participación de energía renovable en redes urbanas de calefacción y refrigeración.</li> <li>- Uso de energía renovable en edificios.</li> </ul>
	Industrial	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energía renovable producida por ciudades, comunidades energéticas y auto-consumidores.</li> <li>- Soluciones activas y pasivas en la rehabilitación energética de edificios.</li> </ul>
<b>74% de energía renovable en la generación eléctrica</b>	Generación distribuida	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Digitalización del sistema eléctrico para la consecución de un sistema seguro y resiliente.</li> <li>- Sistemas de almacenamiento.</li> </ul>

Figura 17 Objetivos y prioridades. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019.

## 2.1.2. Políticas y medidas

Con objeto de cumplimentar los objetivos propuestos en el PNIEC, se recogen en el mismo una serie políticas y medidas a implementar categorizadas

en cada una de las cinco dimensiones que engloba el Plan ((i) descarbonización, (ii) eficiencia energética, (iii) seguridad energética, (iv) mercado interior de la energía y (v) investigación, innovación y competitividad). A continuación, se expondrán las medidas con implicaciones para la energía geotérmica y que influyen directamente a Canarias al tratarse éste de un territorio ultraperiférico, con condiciones y características únicas y con un sistema energético singular.

- **Medida 1.1.** *Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables:*
  - Desarrollo de las energías renovables, participación ciudadana e innovación.
- **Medida 1.12.** *Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas.*
  - Desarrollo de mercado para nuevas tecnologías de energías renovables.
- **Medida 3.2.** *Reducción de la dependencia del petróleo y el carbón en las islas.*
- **Medida 5.1.** *Acción Estratégica en Energía y Clima.*
  - Brindar la flexibilidad necesaria para facilitar la colaboración internacional y la implementación de las líneas de SET-Plan.
  - Evitar duplicidades, asegurar la continuidad de las líneas de investigación prioritarias y la comunicación de resultados a las Administraciones Públicas.
  - Mejorar la transferencia del conocimiento y la excelencia científica.
  - Impulsar la innovación en el sector privado.
  - Aumentar los retornos de los programas europeos en energía y cambio climático.

- **Medida 5.2. Implementación del SET-Plan.**
  - El SET-Plan se desarrolla a partir del 5º pilar de la Unión por la Energía, con las siguientes prioridades:
    - Europa ha de ser líder mundial en el desarrollo de la próxima generación de energías renovables.
    - Se ha de facilitar la participación de los consumidores en la transición energética.
    - Se establecerán sistemas energéticos eficientes.
    - Se fomentarán sistemas de transporte más sostenibles.
  
- **Medida 5.7. Nuevos instrumentos de apoyo a la investigación y la innovación en energía y clima.**
  - Desarrollar nuevos instrumentos apropiados para las necesidades particulares del desarrollo tecnológico para la transición energética y la lucha contra el cambio climático.
  - Promocionar el desarrollo y financiación de proyectos de fomento de actividades de I+D+i en materia de gestión de recursos naturales, materias primas y adaptación al cambio climático.
  
- **Medida 5.13. Programas singulares a largo plazo en temas científicos y tecnológicos que sean estratégicos en el área de energía y clima.**
  - Movilizar una mayor participación de las pequeñas y medianas empresas en proyectos de investigación industrial de gran envergadura.
  - Extender la cultura de la cooperación estable y a medio plazo en investigación y desarrollo tecnológico entre los agentes del sistema ciencia-tecnología-empresa.

- Extender y optimizar el uso conjunto, por parte de empresas, organismos públicos de investigación y centros de innovación y tecnología, de las infraestructuras públicas y privadas de investigación existentes en España.

### 3. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN CANARIAS

En España, Canarias es la única zona que no está conectada a las redes energéticas continentales. Además, su lejanía, insularidad, pequeña superficie y dependencia económica en unos pocos productos, son factores que se combinan y tienen un gran impacto negativo en su desarrollo, lo que la convierte en una Región Ultraperiférica (RUP) de la UE.

Además, Canarias cuenta con una densidad de población (298 hab/km<sup>2</sup>) significativamente mayor que la media nacional (93 hab/km<sup>2</sup>), concentrada principalmente en las dos islas principales, Tenerife y Gran Canaria. La alta tasa de ocupación turística implica que se consume de dos a tres veces más energía y agua per cápita, lo que resulta en una mayor necesidad de infraestructuras y equipamiento. (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, 2019)

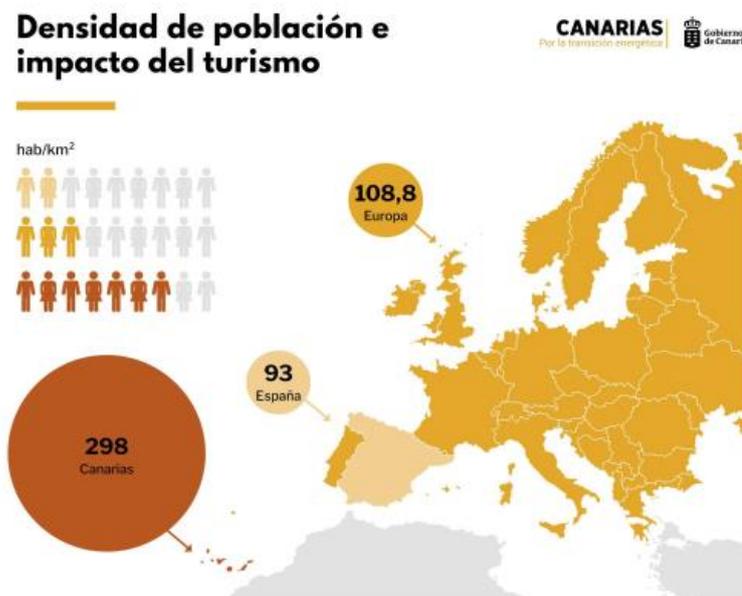


Figura 18 Densidad de población e impacto del turismo. Fuente: (Gobierno de Canarias)

En las Islas Canarias, se pueden encontrar unas condiciones climáticas excelentes y recursos renovables, como el sol y el viento, que si se aprovechan adecuadamente en el sector energético, podrían reducir significativamente las emisiones contaminantes así como la dependencia del exterior para la importación de combustibles fósiles. Además, esto contribuiría a impulsar la economía local y la generación de empleo.

Dadas las singularidades de los territorios canarios, este aprovechamiento energético de los recursos renovables presentes en las islas, que será la base de la descarbonización de su economía, deberá realizarse adecuadamente, promoviendo la generación descentralizada y compatibilizando la implantación de las instalaciones renovables con la preservación del territorio y de sus recursos naturales, y minimizando su impacto visual.

**Gráfico 16. Evolución de las entregas por productos en Canarias**

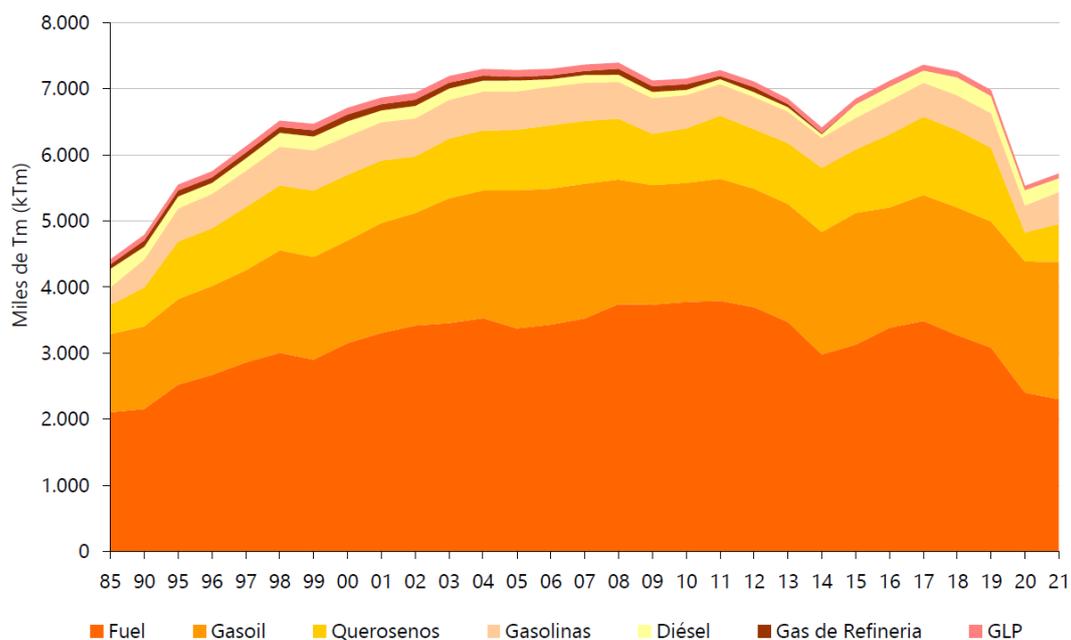


Figura 19: Evolución de las entregas por productos en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.

**Gráfico 18. Evolución de los combustibles destinados a la producción de electricidad en Canarias**

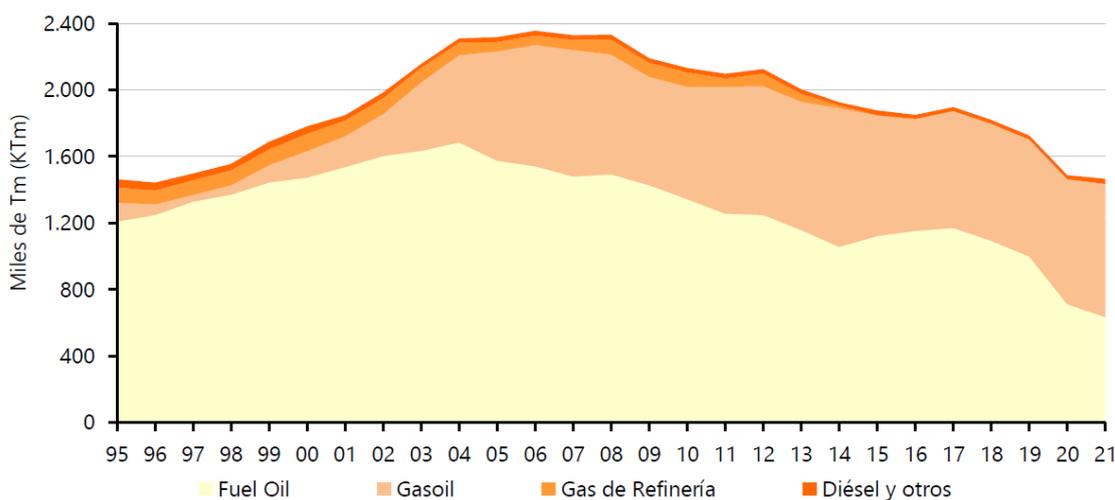


Figura 20 Evolución de los combustibles destinados a la producción de electricidad en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.

El nuevo modelo energético busca transformar un sistema energético convencional que tiene las siguientes características: (i) dependencia casi total de una energía exterior basada en combustibles fósiles, (ii) un sistema eléctrico conformado por seis subsistemas pequeños no interconectados entre sí, (iii) un

parque de generación eléctrica poco diversificado y envejecido que se basa en tecnologías de generación a partir de productos petrolíferos, y (iv) una reglamentación singular que reconoce un régimen retributivo adicional por el extracoste derivado de la producción de energía eléctrica principalmente fósil.

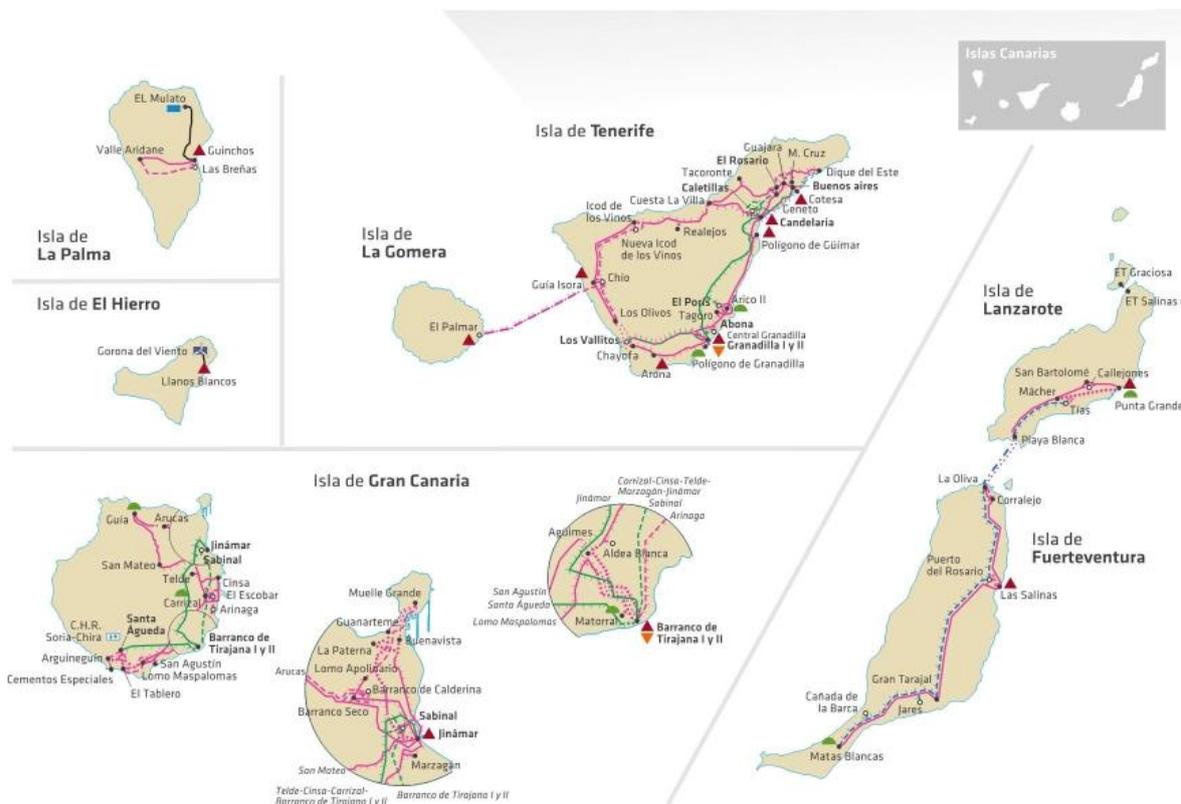


Figura 21 Mapa del sistema eléctrico canario. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021

En Canarias, la producción de energía eléctrica depende en gran medida de fuentes fósiles, con una baja contribución de fuentes renovables que además está por debajo de la media nacional. En el año 2021, la participación de fuentes renovables en la producción eléctrica en Canarias fue del 19%, mientras que a nivel nacional fue del 47,7% (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial and Gobierno de Canarias, 2023).

**Gráfico 73. Porcentajes de participación de las distintas fuentes y tecnologías en la producción de energía eléctrica bruta, por islas. Año 2021.**

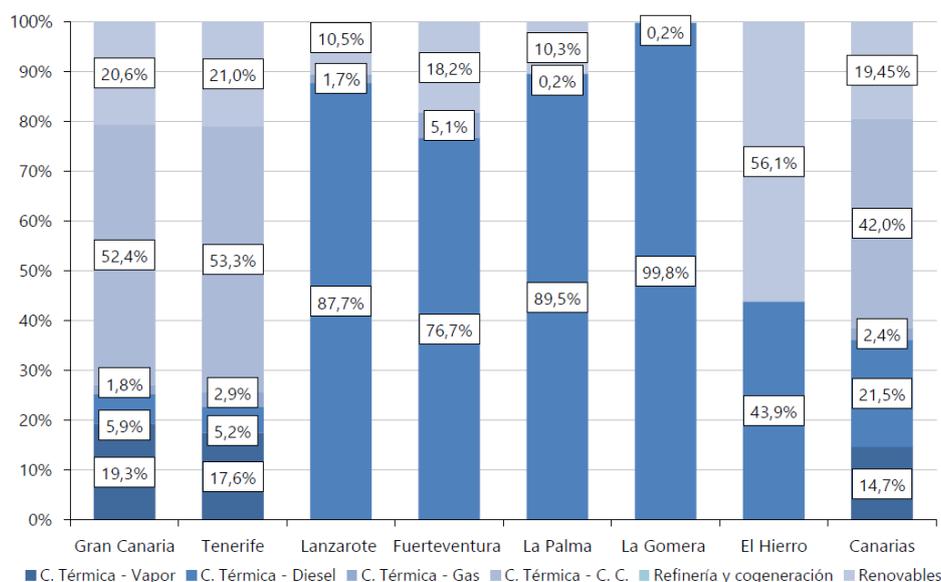


Figura 22 Porcentaje de participación en la producción eléctrica por fuentes y tecnologías. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.

**Gráfico 74. Porcentajes de participación de las distintas fuentes y tecnologías en la producción de energía eléctrica bruta, Canarias. Año 2021.**

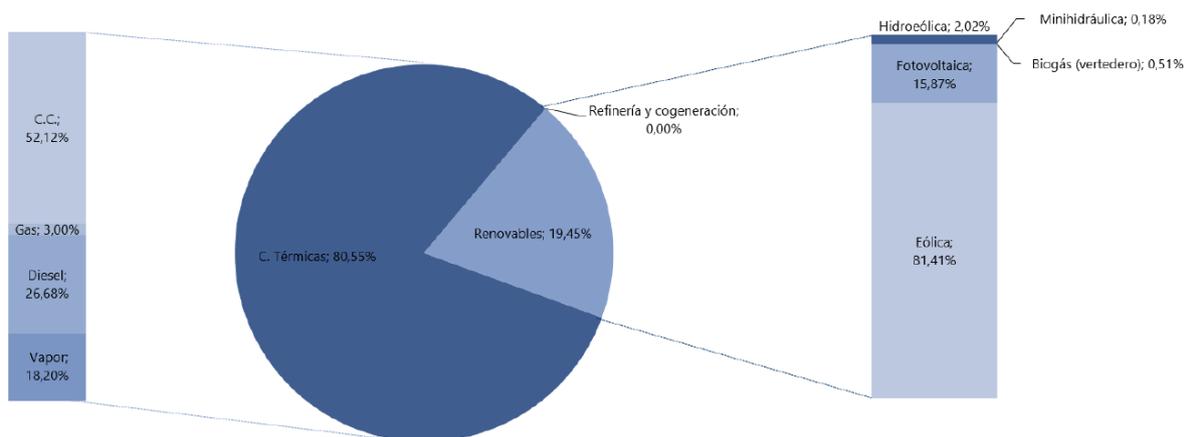


Figura 23 Porcentaje de participación en la producción eléctrica por fuentes y tecnologías. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.

La energía renovable en Canarias se genera principalmente a través de la energía eólica (81,41% del total de renovables) y fotovoltaica (15,87%). Esta situación se debe en gran medida a la ley del sector eléctrico del año 2013, que ha limitado la mejora de los grupos de generación convencional.

A pesar de que la participación de fuentes renovables en la producción de energía eléctrica en Canarias ha aumentado de algo menos de un 8% en 2017 a prácticamente el 20% en 2021, sigue siendo inferior a la media nacional, que ha aumentado del 33% al 48% en el mismo período.

**Tabla 56. Evolución porcentual de la producción anual bruta de energía eléctrica en Canarias, desglosada por origen**

Origen	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
% Térmicas	91,31	92,37	92,25	91,26	91,65	92,06	92,28	92,23	92,14	89,68	84,14	83,04	80,55
% Refinería y cogener.	3,14	1,95	1,38	2,08	1,09	0,38	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
% Renovables	5,54	5,68	6,37	6,66	7,26	7,56	7,67	7,76	7,86	10,32	15,86	16,96	19,45

Figura 24 Evolución porcentual de la producción anual bruta de energía eléctrica en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.

De acuerdo con la información del Anuario Energético de Canarias del año 2021, se registró un aumento del 8,9% en la potencia instalada de energía eólica y del 12,5% en la potencia instalada de energía fotovoltaica, en comparación con el año anterior. Además, la producción eléctrica a través de la energía eólica y la fotovoltaica también aumentó, con un incremento del 20,8% y del 6,3%, respectivamente.

En términos de la contribución de las distintas tecnologías renovables en la producción total de energía eléctrica, incluyendo la generada para autoconsumo, la energía eólica representó el 79,5%, mientras que la fotovoltaica representó el 17,6%. La hidroeléctrica, el biogás (de vertederos) y la minihidráulica representaron el 2,0%, el 0,8% y el 0,2%, respectivamente.

Tabla 132. Evolución de la potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2021, desglosada por islas

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Δ Canarias
2004	75.851	37.182	6.405	11.615	6.710	360	100	138.224	5,0%
2005	76.694	37.177	6.408	11.735	6.712	360	100	139.186	0,7%
2006	77.142	43.057	8.938	11.744	6.712	360	125	148.079	6,4%
2007	79.313	58.561	9.285	13.280	6.712	360	125	167.636	13,2%
2008	102.116	108.693	11.570	15.582	8.716	360	125	247.162	47,4%
2009	102.902	112.492	12.373	17.116	8.971	369	134	254.356	2,9%
2010	108.382	133.914	13.348	18.966	10.673	369	134	285.786	12,4%
2011	113.053	136.804	15.264	23.764	11.098	369	134	300.486	5,1%
2012	119.661	152.601	16.440	25.791	12.300	369	134	327.297	8,9%
2013	124.855	154.365	18.605	26.020	12.368	369	134	336.717	2,9%
2014	125.183	154.396	18.605	26.111	12.368	369	22.854	359.886	6,9%
2015	126.307	154.435	18.641	26.133	12.368	405	22.854	361.143	0,3%
2016	128.109	154.469	23.295	26.161	12.368	405	22.854	367.661	1,8%
2017	159.254	178.342	23.535	26.557	12.418	405	22.854	423.366	15,2%
2018	195.851	306.313	33.425	40.784	12.649	406	22.855	612.284	44,6%
2019	204.553	317.119	34.749	43.156	13.161	433	22.919	636.090	3,9%
2020	251.863	319.714	44.807	43.946	13.682	618	22.933	697.562	9,7%
2021	283.784	321.996	45.823	74.549	14.091	637	22.969	763.848	9,5%
<b>Tasa interanual de crecimiento (%)</b>									
21/20	12,7%	0,7%	2,3%	69,6%	3,0%	3,1%	0,2%	9,5%	-
21/16	17,2%	15,8%	14,5%	23,3%	2,6%	9,5%	0,1%	15,7%	-
21/11	9,6%	8,9%	11,6%	12,1%	2,4%	5,6%	67,3%	9,8%	-

Unidades: Kilovatios (kW). Para la tecnología FV se contabiliza la potencia pico (kWp). Fuente: Dirección General de Energía

Figura 25 Evolución de la potencia eléctrica renovable instalada en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.

Gráfico 143. Evolución de la potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2021, desglosada por islas

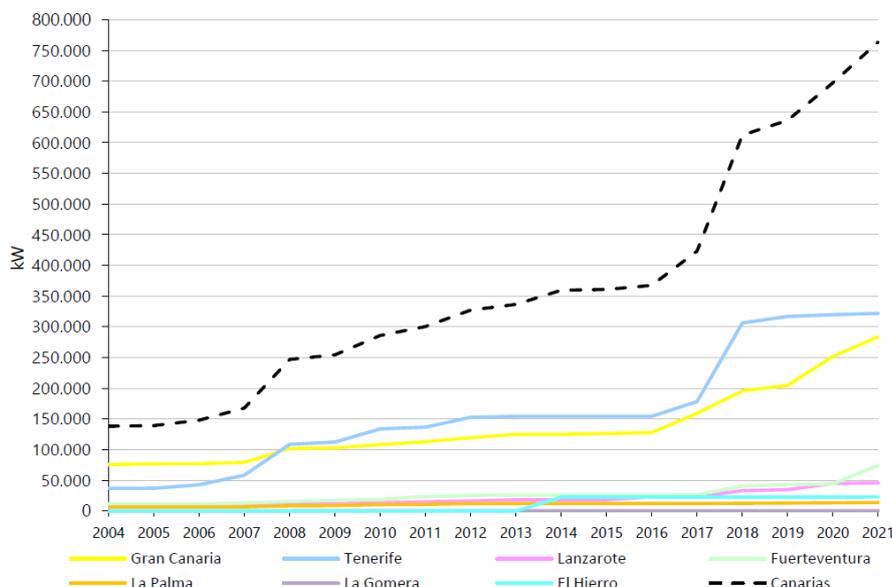


Figura 26 Evolución de la potencia eléctrica renovable instalada en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.

El incremento en la potencia renovable instalada en las islas ha sido similar al del año anterior, cerrándose en el 9,5% y alcanzando los 763.848 MW totales de

potencia eléctrica de origen renovable. Durante el año 2021 la producción de energía eléctrica de origen renovable llegó a la cifra de 1.689,291 GWh, un aumento de algo más de un 17 % respecto al año anterior.

**Tabla 133. Evolución de la producción de energía eléctrica de origen renovable en Canarias a 31 de diciembre de 2021, desglosada por islas**

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Δ Canarias
2011	257.279	247.505	35.376	38.122	17.250	594	345	<b>596.472</b>	11,6%
2012	272.169	261.134	35.960	39.017	16.755	602	245	<b>625.883</b>	4,9%
2013	282.005	274.087	35.077	42.746	23.986	601	254	<b>658.757</b>	5,3%
2014	302.193	271.403	35.021	43.623	26.555	770	1.111	<b>680.675</b>	3,3%
2015	308.450	271.597	32.329	38.012	28.343	764	8.599	<b>688.093</b>	1,1%
2016	306.377	269.315	31.850	39.084	29.573	909	18.151	<b>695.259</b>	1,0%
2017	297.185	285.666	42.597	36.304	27.911	521	20.445	<b>710.629</b>	2,2%
2018	432.584	355.823	69.589	36.728	29.470	300	23.735	<b>948.230</b>	30,8%
2019	557.775	698.562	81.942	82.490	30.277	260	41.733	<b>1.493.039</b>	57,5%
2020	567.623	672.754	73.199	68.374	26.381	224	34.138	<b>1.442.692</b>	-3,4%
2021	710.667	717.952	80.372	116.998	29.229	526	33.547	<b>1.689.291</b>	17,1%
2021 VR	668.809	709.993	75.901	107.866	25.536	121	23.136	<b>1.611.362</b>	-
2021 AC	41.857	7.959	4.472	9.132	3.693	405	157	<b>67.674</b>	-
2021 CP	0	0	0	0	0	0	10.255	<b>10.255</b>	-
<b>Tasa interanual de crecimiento (%)</b>									
21/20	25,20%	6,72%	9,80%	71,11%	10,80%	134,82%	-1,73%	17,09%	-
21/16	18,33%	21,67%	20,34%	24,52%	-0,23%	-10,35%	13,07%	19,43%	-
21/11	10,69%	11,24%	8,55%	11,87%	5,42%	-1,20%	58,05%	10,97%	-

Nota: [VR] energía vertida a red (fuente REE); [AC]: Energía autoconsumida por las instalaciones asociadas a los parques eólicos, plantas de biogás e instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo, no vertida a red; [CP]: Consumo de energía renovable de las centrales de generación renovables para su propio funcionamiento (bombeos y consumos propios) no recuperable, no vertida a red.

Unidades: Megavatios hora (MWh). Fuente: Red Eléctrica de España (REE), Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y productores. Energía FV autoconsumida estimada.

Figura 27 Evolución de la producción de energía eléctrica renovable en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.

### 3.1. Estrategia de Energía Sostenible de Canarias y Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética

El Gobierno de Canarias ha puesto la lucha contra el cambio climático y la transición hacia una economía ecológica como una de sus principales prioridades. Como parte de sus esfuerzos, el gobierno aprobó la "Declaración de emergencia

climática en Canarias" el 30 de agosto de 2019, que fue posteriormente ratificada por unanimidad por el Parlamento de Canarias el 20 de enero de 2020.

El objetivo principal de la declaración es lograr la descarbonización completa de Canarias para el año 2040, 10 años antes del objetivo nacional. Este objetivo es particularmente desafiante debido a la situación única y singular de Canarias, así como a su dependencia actual del petróleo.

En desarrollo de la Declaración de Emergencia Climática de Canarias, ha sido aprobada el pasado 13 de diciembre de 2022 por el Parlamento de Canarias la Ley de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias (en adelante LCCTEC), con entrada en vigor el 31 de marzo de 2023 y que será el marco para implementar políticas efectivas de reducción de los impactos y de mitigación de los Gases de Efecto Invernadero (GEI).

La LCCTEC contempla varios instrumentos de planificación que deberán amparar las medidas necesarias a implementar en la acción climática, bajo el paraguas de la legislación europea y la legislación básica estatal (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial 2019):

- La Agencia Canaria de Acción Climática.
- La Comisión Interdepartamental de Acción Climática.
- La Estrategia Canaria de Acción Climática.
- El Plan Canario de Acción Climática.
- El Plan de Transición Energética de Canarias.
- Los Planes de Acción Insulares y Municipales de Clima y Energía.
- La Estrategia Canaria de Transición Justa.

Con el objetivo de lograr un balance neutro de emisiones de gases de efecto invernadero en las islas en 2040, el Gobierno de Canarias ha adoptado una

serie de medidas específicas para sectores clave como el turismo, el transporte, la agricultura, la sanidad y la seguridad.

Entre las finalidades que se persiguen con estas medidas se encuentran (i) la reducción progresiva del uso y consumo de combustibles fósiles, (ii) el establecimiento de un modelo energético basado en las energías renovables y la gestión de la demanda, (iii) la mitigación y adaptación a los efectos del cambio climático para reducir la vulnerabilidad de las personas y sus bienes, los recursos naturales, las infraestructuras, los servicios públicos y los ecosistemas terrestres, costeros y marinos.

Además, se busca (iv) fomentar la resiliencia de los sectores sociales y económicos frente a los efectos del cambio climático, (v) promover la educación, la formación, la innovación, la I+D, la competitividad y la transferencia tecnológica, y difundir el conocimiento en materia de mitigación, adaptación y gobernanza de la acción climática.

Asimismo, se considera (vi) la integración de la salud pública en las políticas de acción climática como mecanismo para la prevención y gestión de riesgos, y (vii) se promueven las políticas de transición ecológica, cohesión social y acción climática a nivel de las regiones ultraperiféricas (RUP) y otros territorios.

Es importante tener en cuenta que el sector de procesamiento de energía es el principal emisor de gases de efecto invernadero en las Islas Canarias, representando aproximadamente el 85% del total de emisiones de GEI de las islas, es decir, seis de cada siete toneladas de GEI (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, 2019). Lograr la meta de descarbonizar la economía de las Islas Canarias en 2040 implica necesariamente fomentar y encabezar una transformación radical del sector energético actual.

Con el objetivo de promover la descarbonización de la economía, se ha planificado la implementación del Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan), que se convertirá en uno de los principales instrumentos para combatir el cambio climático.

Con el fin de establecer un plan de transición energética en Canarias antes del 2030, el Gobierno de Canarias aprobó el Decreto 9/2021, en el cual se encomienda a la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el cambio Climático y Planificación Territorial (CTELCCPT) la elaboración del plan. La CTELCCPT, a través de su Dirección General de Energía (DGE), ha iniciado las acciones necesarias para crear el plan lo antes posible, sin esperar la aprobación de la LCCCTE. En la actualidad, en marzo de 2023, se cuenta con un borrador del Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan), como resultado de lo establecido por el Gobierno de Canarias en febrero de 2021.

De acuerdo con el ya mencionado Decreto 9/2021: *“El citado plan de transición energética de Canarias, que tendrá un horizonte temporal hasta 2030, será el instrumento de planificación sectorial que tendrá como objetivo avanzar en la descarbonización de Canarias, promoviendo el desarrollo de un modelo energético sostenible, basado en la eficiencia energética y las energías renovables, identificando las acciones que contribuirán a la descarbonización de la economía en el horizonte de 2040”*.

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

El Plan de Transición Energética de Canarias 2030, conocido como PTECan-2030, será el medio por el cual se planificará avanzar en la descarbonización de la región de Canarias con horizonte 2030; con horizonte se quiere decir al espacio temporal en el que los diferentes modelos energéticos se plantean para estudiar la situación tendencial y las distintas posibilidades de descarbonización. Su objetivo principal será fomentar el desarrollo de un modelo energético sostenible, basado en la utilización de fuentes de energía renovable y la eficiencia energética, e identificar las medidas necesarias para lograr la descarbonización de la economía prevista para el año 2040.

Con el objetivo de llevar a cabo la modelización energética se establecen una serie de alternativas que marcan las diferentes configuraciones del modelo energético en Canarias en el horizonte de planificación basándose en los

escenarios que definen la variación prevista de la demanda en dicho horizonte temporal de planificación.

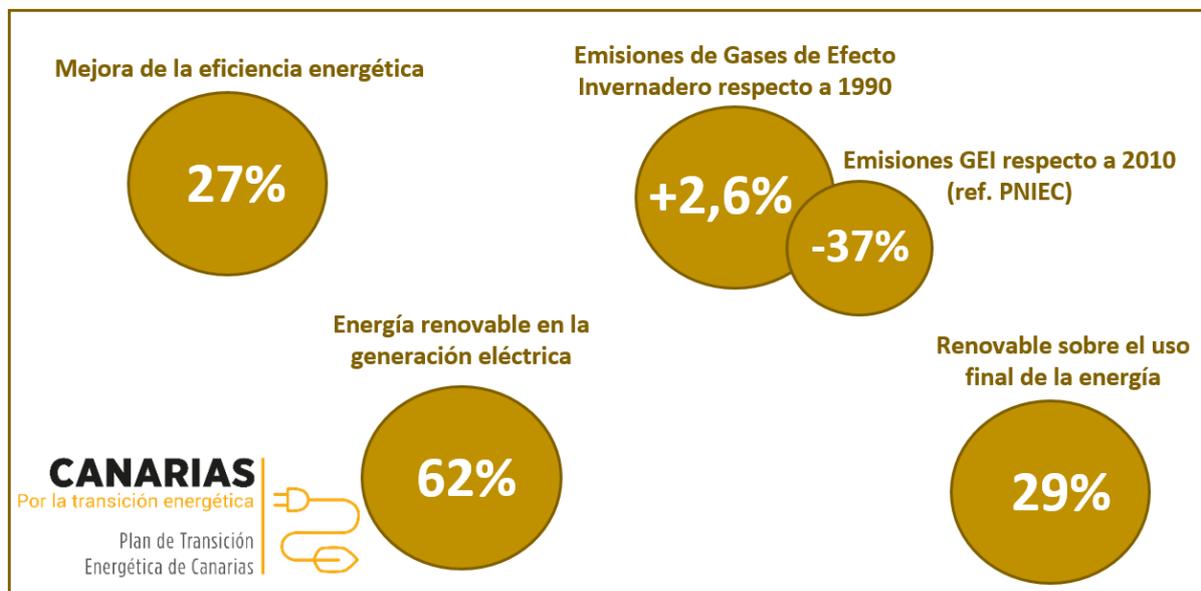


Figura 28 Indicadores de cumplimiento alternativos. Fuente: Ilustración 12 PTECan.

En el PTECan se proponen tres alternativas básicas:

- **Alternativa 0:**

Se basa en un escenario en el que no se toman medidas adicionales a las que ya se están llevando a cabo en el sector energético de Canarias. En este caso, no se fomentaría la adopción de prácticas de eficiencia energética ni el uso de energías renovables como fuente principal para satisfacer la demanda eléctrica de las islas. Aunque se produciría un aumento en la capacidad de las fuentes renovables, este estaría en línea con las tendencias históricas de cada tecnología. Además, el consumo de productos petrolíferos seguiría siendo esencial para apoyar los sectores productivos del archipiélago, como ha sido el caso históricamente.

- **Alternativa 1:**

Plantea un cambio radical en el sistema energético de Canarias para lograr su total descarbonización en 2040, en cumplimiento de la Declaración de Emergencia Climática. En este enfoque, la eficiencia energética, las

energías renovables, el almacenamiento energético y otros eslabones asociados, como la gestión de la demanda, el uso de nuevos vectores energéticos como el hidrógeno, la generación distribuida y la mejora de la capacidad de gestión y evacuación de la energía generada de manera distribuida en redes de distribución y transporte, se convierten en una prioridad y se intenta reducir el uso de combustibles fósiles para la producción de energía en todos los niveles lo más rápido posible.

- **Alternativa 2:**

Se plantea una alternativa en la que la descarbonización también se lograría en el año 2040, como se establece en la Declaración de Emergencia Climática de Canarias, pero con un retraso en la implementación de tecnologías no maduras hasta la década de 2031-2040. Esta opción tiene como ventaja que ciertas tecnologías disruptivas, como el almacenamiento energético, podrían alcanzar la madurez suficiente para reducir sus costos, lo que haría que la descarbonización sea más atractiva desde una perspectiva de inversión (CAPEX).

La alternativa 0 no se considera una solución a perseguir ya que no cumple el objetivo primordial del Plan que es la descarbonización del sistema energético canario en 2040 de acuerdo con lo establecido en la Declaración de Emergencia Climática de Canarias. El PTECan estudia dicha alternativa para poder evaluar el grado de avance de las otras alternativas por el hecho de que se compara con la situación de cada año en el caso de que no se aplicaran políticas energéticas.

Alternativas al modelo de energético de Canarias según PTECan - 2030			
Eslabón	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>Sector del transporte</b>			
Fomento del transporte colectivo	0,717 Veh./hab.	0,717 Veh./hab.	0,717 Veh./hab.
Vehículo eléctrico	33.397 Veh.	380.480 Veh.	225.424 Veh.
Red de puntos de recarga eléctrica (lenta)	36.953 Puntos	420.381 Puntos	249.765 Puntos
Red de puntos de recarga eléctrica (semi-rápida)	842 Puntos	9.580 Puntos	5.692 Puntos
Red de puntos de recarga eléctrica (rápida)	252 Puntos	2.862 Puntos	1.700 Puntos
Vehículo de hidrógeno	0 Veh.	34.895 Veh.	7.183 Veh.
Hidrogeneras	0 Hidrogeneras	23 Hidrogeneras	17 Hidrogeneras
Otras alternativas CERO	0 Veh.	23.252 Veh.	13.847 Veh.
Transporte marítimo (electrificación)	0 GWh	503 GWh	168 GWh
Transporte marítimo toneladas de hidrógeno (tH <sub>2</sub> ) para producir amoníaco (tNH <sub>3</sub> )	0 tH <sub>2</sub> 0 tNH <sub>3</sub>	13.668 tH <sub>2</sub> 76.976 tNH <sub>3</sub>	6.834 tH <sub>2</sub> 38.488 tNH <sub>3</sub>
<b>Sector eléctrico</b>			
Eficiencia energética (respecto tendencial – Alt 0)	-	30%	27%
Potencia térmica convencional	2.476 MW	1.210 MW	1.440 MW
Térmica convencional - Combustibles sintéticos	0 MW	50 MW	45 MW
Potencia eólica On-shore	702 MW	2.262 MW	1.706 MW
Potencia eólica Off-shore	5 MW	494 MW	330 MW
Potencia fotovoltaica On-shore	210 MW	995 MW	759 MW
Potencia fotovoltaica Off-shore	0 MW	43 MW	31 MW
Potencia fotovoltaica en autoconsumo	34 MW	807 MW	524 MW
Gestión de demanda	No	VE/ACS	VE
Almacenamiento a nivel de usuario	10 MWh	1.297 MWh	827 MWh
Almacenamiento en redes	20 MWh	244 MWh	162 MWh
Almacenamiento a gran escala	3.350 MWh	6.350 MWh	3.350 MWh
Producción de hidrógeno	0 MW	904 MW	601 MW
Interconexiones entre islas	60 MW	210 MW	210 MW
Generación distribuida	1 MW	74 MW	57 MW
Comunidades energéticas	0 MW	12 MW	9 MW
Minihidráulica	2 MW	3 MW	2 MW
Potencia geotérmica de media/alta entalpía	0 MW	60 MW	30 MW
Potencia biomasa	8,75 MW	20 MW	18 MW
Potencia undimotriz	0 MW	2 MW	4 MW
Potencia termosolar	0 MW	3 MW	6 MW
<b>Sector del calor</b>			
Superficie de paneles solares instalada	200.000 m <sup>2</sup>	544.846 m <sup>2</sup>	456.272 m <sup>2</sup>
Geotermia de baja entalpía	40 MW	67 MW	59 MW
Calderas de biomasa	5.400 Tep/año	16.165 Tep/año	15.423 Tep/año
Cogeneración renovable	0 MW	11 MW	8 MW

Tabla 3. Alternativas al modelo energético de Canarias según PTECan-2030

Figura 29 Alternativas al modelo energético de Canarias según PTECan

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 PNIEC)	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 30 Comparativa de alternativas al modelo energético. Fuente: Ilustración 11 PTECan

La alternativa idónea para el modelo energético en el futuro vendrá dado por la Alternativa 1 o 2, siendo ambas opciones bastante positivas en cuanto a reducción de emisiones contaminantes. En cuanto a indicadores de descarbonización del sistema energético, se podría considerar que la Alternativa 1 es más favorable pero ello va ligado a un esfuerzo tanto de tecnologías maduras como de aquellas más innovadoras cuyos costes son más elevados. La alternativa más razonable según lo expuesto en el PTECan y que se define en el mismo como “Alternativa seleccionada” es la Alternativa 2.

Se argumenta que es una alternativa más razonable teniendo en cuenta los tiempos que se requieren para este tipo de proyectos que deben ser ejecutados a gran escala y en cumplimiento de multitud de normas establecidas en la legislación actual. Sabiendo que para ambas alternativas se cumple el principal objetivo de descarbonización en el mismo año (2040), se selecciona la alternativa de mayor eficiencia económica. La inversión, en cómputo global, de la Alternativa 2 sería inferior a la realizada en la Alternativa 1 en 1.834 M€

## Alternativa 2

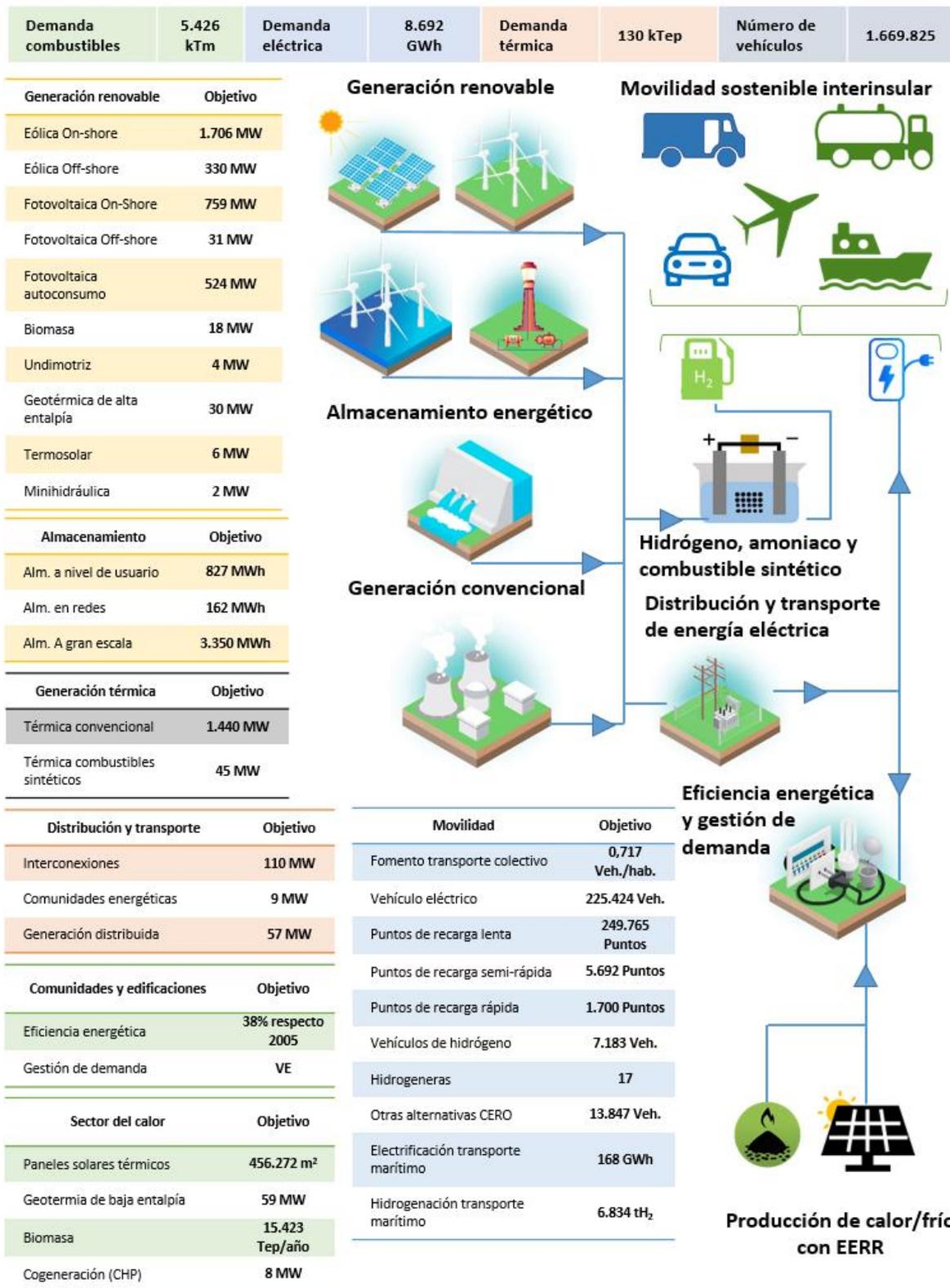


Figura 31 Alternativa seleccionada por el PTECan. Fuente: Ilustración 122 PTECan.

Analizando el modelo de sector eléctrico al que se llegaría siguiendo la Alternativa 2 podemos observar que la transformación sería trascendental y tendría cuatro claves, (i) el crecimiento de la potencia renovable total instalada hasta los 3410 MW, (ii) la instalación de sistemas de almacenamiento energético hasta alcanzar una capacidad total de gestión de 4339 MWh, (iii) la ejecución de la interconexión eléctrica entre Tenerife y La Gomera y (iv) el decrecimiento progresivo del uso de la generación térmica convencional hasta alcanzar una potencia de 1440 MW.

La potencia eólica on-shore debería alcanzar los 1.706 MW en 2030. Se sumarían otros 759 MW en fotovoltaica localizada en suelos antropizados, 524 MW en fotovoltaica de autoconsumo y entrarían en el mix energético nuevas tecnologías como 330 MW en generación eólica off-shore, 31 MW en fotovoltaica off-shore, 4 MW en undimotriz, 5,6 MW de energía termosolar y 2,6 MW de minihidráulica.

La biomasa alcanzaría en 2030 una potencia instalada de 18 MW y se consideran además 30 MW de geotermia de alta entalpía una vez finalice la fase de investigación y sondeos de exploración tras demostrarse su viabilidad técnica.

En general, se estima un panorama en el que se aprecia una gran diversificación del mix energético pero de menor impacto en el objetivo de descarbonización de la economía canaria del que se muestra en la Alternativa 1. De igual manera, en esta alternativa se incentivan diversas medidas en relación con la eficiencia energética, la gestión de la demanda y el almacenamiento energético.

Parque de generación eléctrica de Tenerife [Alternativa 2] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Edifica On-shore	Edifica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	959,3	0,0	195,6	0,0	116,1	0,0	2,6	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0
2020	959,3	0,0	195,6	0,0	116,2	0,0	5,1	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0
2022	722,0	0,0	195,7	0,0	116,5	0,0	38,0	1,2	0,0	2,2	0,0	0,0
2023	721,5	0,0	229,4	0,0	117,0	0,0	55,9	1,2	0,0	2,6	0,0	0,0
2025	720,5	0,0	307,0	50,0	168,2	4,0	96,9	1,2	0,0	3,7	1,0	0,0
2030	677,1	10,0	568,5	130,0	343,2	10,8	230,7	1,8	20,0	7,0	2,0	0,0

Parque de generación eléctrica de Canarias [Alternativa 2] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Edifica On-shore	Edifica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	2.357,2	0,0	413,3	5,2	181,7	0,0	12,4	2,0	0,0	3,70	0,0	0,0
2020	2.357,2	0,0	457,1	5,2	182,3	0,0	24,4	2,0	0,0	8,75	0,0	0,0
2022	1.838,9	0,0	553,9	5,2	208,9	0,0	86,2	2,0	0,0	10	0,0	0,0
2023	1.825,4	0,0	649,6	5,2	258,0	0,0	126,8	2,0	0,0	10,5	0,0	0,0
2025	1.797,2	0,0	869,8	145	371,1	8,5	220,1	2,0	0,0	12	2,0	2,2
2030	1.440,2	45,0	1.706,5	330,0	758,7	30,8	524,3	2,6	30,0	18,2	4,0	5,6

Figura 32 Parque de generación en Tenerife y Canarias (alternativa 2). Fuente: PTECan

El plan de medidas del PTECan se estructura sobre la base de diversos ejes de acción que se exponen en el mismo. Estos son:

- **Eje 1:** Seguridad de suministro energético.
- **Eje 2:** Eficiencia energética.
- **Eje 3:** Energías Renovables.
  - *Eje 3.1:* Cobertura de demanda eléctrica.
  - *Eje 3.2:* Integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios.
  - *Eje 3.3:* Cobertura de demanda de calor.
- **Eje 4:** Movilidad sostenible.
- **Eje 5:** Innovación, investigación y desarrollo tecnológico.
- **Eje 6:** Aspectos socioeconómicos de la energía.

A continuación, se mencionan las medidas y acciones más interesantes respecto a la temática de este Trabajo y que pueden tener incidencia directa en la materia que nos ocupa, esto es, la geotermia para generación eléctrica.

- **Medida 1.1.** Mantener las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos mientras su consumo sea necesario para el funcionamiento de los sectores productivos de Canarias pero tratando de avanzar de manera acelerada en la reducción de la dependencia energética del exterior a través del uso de energías renovables en sustitución de los combustibles fósiles y derivados del petróleo en general.
  - **Acción 1.1.4.** Promover la introducción de nuevas fuentes de energía renovables y acelerar la implantación de las ya existentes, especialmente aquellas de carácter autóctono, así como la implantación de sistemas de almacenamiento a gran escala que permitan su adecuada gestionabilidad.

- **Medida 1.2.** Asegurar el cumplimiento de las condiciones de cobertura de demanda eléctrica conforme a las normas particulares aplicables en los sistemas eléctricos de Canarias, promoviendo el uso de grupos generadores a partir de fuentes renovables gestionables, de infraestructuras de almacenamiento que faciliten la integración de la energía renovable en el mix eléctrico y de nuevos grupos generadores que permitan la utilización de combustibles no contaminantes.
  - **Acción 1.2.2.** Promover la implantación de centrales geotérmicas para la generación de energía eléctrica y su participación en el mix eléctrico de Canarias, atendiendo a su carácter de tecnología renovable, autóctona y gestionable.
  
- **Medida 3.5.** Avanzar en la reducción progresiva de la potencia gestionable vinculada a la generación térmica mediante su sustitución con otro tipo de fuentes renovables.
  - **Acción 3.5.1.** Avanzar en las fases finales de exploración e investigación de la geotermia de alta entalpía, principalmente en la isla de La Palma, Tenerife, Gran Canaria y Lanzarote, conforme al recurso disponible y sus condiciones de explotación, para garantizar la existencia de generación renovable gestionable en Canarias.
  
- **Medida 7.4.** Fomentar la transferencia de conocimiento de los organismos de investigación a la empresa, así como la coordinación entre ambos entes para generar soluciones aplicadas a la realidad de Canarias.
  - **Acción 7.4.1.** Promover que las investigaciones desarrolladas en el ámbito energético puedan suponer la creación de nuevas empresas de base tecnológica en el archipiélago.
  - **Acción 7.4.2.** Promover el uso de instalaciones de investigación públicas para el desarrollo de estudios vinculados a la mejora de las capacidades técnicas de las empresas.

- **Acción 7.4.3.** Promover las colaboraciones público – privadas en materia de energía en Canarias.
- **Acción 7.4.4.** Fortalecer la cooperación internacional y, especialmente, con otros países de la Unión Europea y con países africanos como transferencia de conocimiento y creación de líneas de negocio conjuntas
- **Acción 7.4.5.** Plantear líneas de capital riesgo público para favorecer la transferencia de tecnologías en materia energética, así como la compra pública de tecnologías relacionadas con la innovación en materia de energías renovables.
- **Acción 7.4.6.** Participar en foros internacionales en materia energética y, especialmente, en aquellos destinados a evaluar las soluciones que deben promoverse en sistemas energéticos insulares como los existentes en Canarias.
- **Acción 7.4.7.** Promover la eliminación de barreras administrativas que dificultan la investigación y la innovación, actividades que generalmente van por delante del desarrollo normativo. Para ello, se promoverá la adaptación y simplificación de los procedimientos administrativos, así como el desarrollo de otros instrumentos y mecanismos para la autorización administrativa de proyectos de tipo experimental o destinados a bancos de pruebas, que se consideren apropiados para las necesidades particulares del desarrollo tecnológico para la transición energética.
- **Medida 7.5.** Garantizar la existencia en Canarias de las infraestructuras y equipamiento científico-técnico necesarios para el desarrollo de actividades de I+D orientadas a luchar contra el cambio climático y la transición energética.
  - **Acción 7.5.1.** Promover la atracción de fondos públicos para la mejora y refuerzo de las actuales infraestructuras y del equipamiento científico-técnico necesario para la realización de proyectos de I+D

orientados a luchar contra el cambio climático y a favorecer la transición energética.

- **Acción 7.5.2.** Garantizar el mantenimiento de las actuales infraestructuras de investigación y del equipamiento necesario para poder desarrollar en el archipiélago canario la actividad de I+D orientada a luchar contra el cambio climático y a favorecer la transición energética, poniendo especial foco en las singularidades de Canarias.
- **Medida 8.2.** Aprovechar las oportunidades de creación de empresas y de empleo asociadas a la transición energética en Canarias.
  - **Acción 8.2.4.** Promover la creación de un equipo especializado y disponer de los medios necesarios para el desarrollo de sondeos de investigación geotérmicos de alta entalpía en Canarias. Este equipo proveería servicios a otras partes del mundo.

Con el objetivo de identificar los impactos de las medidas adoptadas por el PTECan además de poder detectar cualquier tipo de desviación respecto al cumplimiento de los objetivos establecidos del Plan, éste cuenta con una serie de “indicadores” que no son más que variables objetivas que permiten llevar a cabo una monitorización, también conocidos como KPI por sus siglas en inglés (Key Performance Indicators). Estos indicadores, al igual que los objetivos y las medidas, han sido agrupados por ejes de acción. Cada variable toma el valor de referencia en el año 2019 (último año natural previo a la pandemia) así como el objetivo previsto según la alternativa para el año 2030.

El PTECan remarca que los KPI deben ser desagregados por islas y también por municipios debido a la naturaleza heterogénea de la transición energética. Estos indicadores deberán ser actualizados al menos una vez al año y su seguimiento es visible a través del mapa interactivo disponible en: <https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/mapa>

INDICADORES GENERALES				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Energías renovables sobre el uso final de la energía	%	4	29	Aumentar el grado de autosuficiencia energética con la participación de las energías renovables en el mix energético del archipiélago.
Uso de energías renovables en la generación eléctrica	%	16	62	Aumentar el grado de participación de las energías renovables en la generación eléctrica de Canarias.
Mejora de la eficiencia energética	%	-	27	Reducir el consumo de energía primaria tomando como referencia la situación proyectada en la Alternativa 0 para el mismo año.
Variación de emisiones GEI totales respecto a 2010	%	-11,6	-37%	Contribuir a lograr que las emisiones GEI se reduzcan respecto al valor existente en el año 2010.
Variación de emisiones GEI totales respecto a 1990	%	43,9	2,6	Contribuir a lograr que las emisiones GEI se reduzcan respecto al valor existente en el año 2010.
Emisiones GEI Sector procesado energía	gGCO <sub>2</sub> eq	11.455,83	8.166,19	Valor absoluto de las emisiones contaminantes de Gases de Efecto Invernadero vinculadas al sector del procesado de la energía para el año de análisis.

Figura 33: Indicadores generales. Fuente: PTECan

COBERTURA DE DEMANDA ELÉCTRICA				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Emisiones GEI para el subsector eléctrico	gGCO <sub>2</sub> eq	5.058,17	3.612,86	Valor absoluto de las emisiones contaminantes de Gases de Efecto Invernadero vinculadas al subsector de la energía eléctrica.
Demanda de energía eléctrica	GWh	9.336	8.692	Demanda de energía eléctrica total de Canarias para el año referido.
Energía eléctrica puesta en red (b.c.) per cápita.	kWh/hab	3,69	3,50	Energía eléctrica puesta en red medida en barras de la central por habitante (cociente entre energía eléctrica y número de habitantes).
Variación de la energía eléctrica puesta en red (respecto a 2015).	%	2,40	-1,93	Porcentaje de reducción o aumento de la energía eléctrica total generada respecto al valor histórico del año de referencia, en este caso, el 2015.
Potencia instalada renovable total	MW	624,5	3.410	Potencia total instalada de fuentes energéticas renovables.
Potencia en geotermia de media/alta entalpía	MW	0	30	Se refiere a la potencia geotérmica instalada para la producción de energía eléctrica.

Figura 34 Indicadores de cobertura de demanda eléctrica. Fuente: PTECan

Estudio del efecto de las condiciones ambientales de Canarias sobre la operación de plantas geotérmicas de ciclo binario ORC y Flash simple. Modelado con Cycle-Tempo y System Advisor Model (SAM).

Resumen de resultados del modelo energético de Canarias [Alternativa 2]															
Isla	Potencia														
	Edifica On shore	FV On shore	Edifica Offshore	FV Offshore	FV auto consumo	Bio masa	Geotermia alta entalpia	Mini hidráulica	Unifi motriz	Termo solar	Almacenami ento gran escala	Almacenamien to redes	Almacenamien to autoconsumo	Térmica convencional	Electroliza dores
Gran Canaria	565,1	210	165,0	10,8	145	7,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	37	46	488,5	190
Tenerife	568,5	419	130,0	10,8	290	7,0	20,0	2,6	2,0	0,0	0,0	27	49	677,1	205
Canarias	1.706	759	330	30,8	524	17,9	30,0	2,6	4,0	5,6	3.350,0	162	827	1.440,2	601
Balance															
Isla	Generación Edifica	Generación Fotovoltáica	Generación Edifica Offshore	Generación Biomasa	Generación geotérmica alta entalpia	Turbinaón (hidrobombeo)	Descarga de baterías	Bombeo (hidrobombeo)	Carga de baterías	Térmica convencional	Producción hidrógeno verde (Electrolización)				
Gran Canaria	2.041,490	504,556	657,040	66,550	0	397,349	2,931	550,229	5,611	1,795,391	1,855,878				
Tenerife	1.666,615	879,389	500,172	66,550	164,000	0	5,283	0	7,663	2,121,407	1,999,946				
Canarias	5.583,260	1.680,280	1.236,701	167,638	0	411,939	20,968	570,556	30,771	5.336,732	5.864,716				
Indicadores de cumplimiento															
Isla	Cobertura demanda eléctrica con EERR*		Emisiones sector eléctrico		Emisiones transporte terrestre		Emisiones transporte marítimo**		Emisiones transporte aéreo		Emisiones totales				
	%		GgCO <sub>2</sub> equivalente		GgCO <sub>2</sub> equivalente		GgCO <sub>2</sub> equivalente		GgCO <sub>2</sub> equivalente		GgCO <sub>2</sub> equivalente				
Gran Canaria	63,43%		1,224		1,036		354		275		2,889				
Tenerife	60,68%		1,492		1,214		408		336		3,449				
Lanzarote	61,72%		381		250		8		136		776				
Fuerteventura	60,97%		457		133		1		124		715				
La Palma	60,19%		125		116		0		7		249				
La Gomera	73,04%		24		28		0		0		52				
El Hierro	78,19%		17		20		0		0		37				
Canarias	62,02%		3,720		2,798		770		878		8,166				

Tabla 135. Resumen de resultados del modelo energético de Canarias [Alternativa 2]

Figura 35 Resumen de resultados del modelo energético de Canarias según la Alternativa 2. Fuente: PTECan.

### 3.1.1.1. Estrategias de apoyo

La Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial (CTELCCPT) mediante la Dirección General de Energía, ha llevado a cabo, como herramientas de apoyo a la hora de elaborar el PTECan, una serie de estrategias con el fin de profundizar en aspectos clave y elementos que considera prioritarios para poder lograr el objetivo de la descarbonización de Canarias en 2040. Dichas estrategias son las siguientes:

1. Estrategia para el autoconsumo fotovoltaico en Canarias.
2. Estrategia de almacenamiento energético en Canarias.
3. Estrategia del vehículo eléctrico en Canarias.
- 4. Estrategia de la generación gestionable de Canarias.**
- 5. Estrategia de la geotermia de Canarias.**
6. Estrategia de las energías renovables marinas de Canarias.
7. Estrategia del hidrógeno verde de Canarias.
8. Estrategia para la gestión de demanda y redes inteligentes de Canarias.

A continuación, nos centraremos en las dos estrategias que hacen referencia a la geotermia, mostrando las principales conclusiones que se extraen de ambas estrategias basándonos en los estudios realizados para la redacción de las mismas.

#### *Estrategia de la generación gestionable en Canarias*

En este documento de apoyo al PTECan-2030 tiene lugar el análisis de las centrales que, hoy por hoy, aportan generación gestionable en Canarias, de sus unidades, potencias, producción, así como otros aspectos técnicos y económicos

que tienen relación directa con la generación de energía eléctrica en las islas. Además de esto, se proponen diferentes alternativas tecnológicas para cada sistema eléctrico en particular que, teniendo las mismas capacidades en cuanto a gestionabilidad y servicios complementarios de ajuste al sistema, hagan posible una transición hacia fuentes de energía renovables.

Es una realidad que el parque de producción de energía eléctrica está en su mayoría ocupado por la generación gestionable. Según lo analizado en esta estrategia, prácticamente en su totalidad la generación de carácter gestionable (categoría A según Real Decreto 738/2015) se encuentra basada en el uso tecnologías dependientes de combustibles fósiles, y más específicamente, fueloil, gasoil y diesel oil. Se dan además dos situaciones a tener en cuenta en varios grupos pertenecientes a dichas centrales, y es que, o ya han superado su Vida Útil Regulatoria o según lo que se establece en la Directiva 2010/75/CE y sucesivos, dichos grupos superan los niveles máximos de emisiones permitidas. Lo que sucede es que, según el propio Real Decreto 738/2015, los generadores que superan los límites de emisiones y vida útil regulatoria no pueden ser considerados a efectos de cobertura de demanda. Si a esto le sumamos el aumento progresivo de demanda eléctrica por nuevas necesidades, como por ejemplo el vehículo eléctrico, la situación es cada vez más grave.

Configuración del parque de generación de Categoría A según su vida útil regulatoria								
Islas	Nº Unidades RAIPEE	Potencia neta RAIPEE (MW)	Nº Unidades disponibles	Potencia disponible (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2020	Potencia neta dentro del VUR a 2020 (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2030	Potencia neta dentro del VUR a 2030 (MW)
Tenerife	24	995,11	19	918,88	12	706,28	5	338
Gran Canaria	20	906,25	17	880,72	8	581,58	5	375,5
Lanzarote	13	204,82	13	204,82	5	119,54	3	52,8
Fuerteventura	12	159,27	12	159,27	4	81	2	34,4
La Palma	12	96,74	12	96,7	6	68,1	3	44,6
La Gomera	9	18,42	9	18,42	5	11,94	2	3,82
El Hierro	11	24,36	11	24,36	6	18,34	4	16,98
Canarias	<b>101*</b>	<b>2.404,97*</b>	<b>93</b>	<b>2.303,71</b>	<b>46</b>	<b>1.586,78</b>	<b>24</b>	<b>866,1</b>

\* Incluye Cotesa y generadores clasificados como no disponibles

Tabla 136 Configuración del parque de generación de Categoría A según su vida útil regulatoria

Figura 36 Configuración del parque de generación de categoría A según su vida útil regulatoria. Fuente: Estrategia de la generación gestionable, 2022.

En esta estrategia se expone la fragilidad del parque de generación de categoría A (gestionable) de Canarias. Este está compuesto por 93 unidades disponibles con una potencia total de 2.303,71 MW de los cuales 716,93 MW, es decir, 47 de estas unidades, superan la Vida Útil Regulatoria (VUR). Esto representa el 31,1% del total de generación disponible en el año 2020. Si miramos al horizonte 2030, únicamente 24 de los 93 generadores disponibles ahora no tendrían su VUR vencida (25 años).

A pesar de que será necesario que se realice en cada una de las islas un importante esfuerzo, la estrategia demuestra que hay alternativas para conseguir un cambio estructural del sistema eléctrico actual y que la potencia de categoría A sea ocupada con generación renovable de carácter gestionable. El parque de generación gestionable comienza a estar obsoleto, esto sumado a las necesidades de descarbonización, llevan a la conclusión de que Canarias está en el momento adecuado para llevar a cabo dicho cambio, ya que las políticas de transición energética se unen a las de mantenimiento en el ámbito de generación en el archipiélago.

Las opciones más interesantes para Canarias, según lo analizado en esta estrategia, vienen determinadas por tres soluciones técnicas en específico, (i) el uso de centrales de bombeo reversible, (ii) sistemas de almacenamiento energético basados en tecnologías del hidrógeno (turbinas/motores de gas) y (iii) centrales de geotermia de alta entalpía.

De las tres opciones, la más rentable sería la geotermia de alta entalpía, a pesar de que es la segunda opción más preferible tras los sistemas de hidrobombeo. Antes de alcanzar la fase de explotación, la geotermia requiere desarrollar diversos estudios de exploración e investigación previos caracterizados por una elevada inversión inicial, por lo que se trata de una fuente de energía con una alta barrera de entrada. A pesar de ello, es una tecnología muy conocida y su LCOE (Levelized Cost of Energy) varía entre los 8-11 céntimos €/kWh por lo que es la opción más barata de las opciones renovables que se encuentran disponibles actualmente.

Su factor de capacidad supera el 50% en todos los casos y se podría llegar a aproximar al 90%. Debido a la cantidad de estudios que se han desarrollado en ellas, la geotermia de alta entalpía es una opción bastante llamativa para islas como Tenerife y La Palma. Se ha convertido prácticamente en una necesidad que se lleven a cabo los estudios de investigación, así como la ejecución de sondeos exploratorios en las ubicaciones denominadas como puntos de interés, no sólo por la posibilidad de existencia de recurso geotérmico, sino también por la viabilidad de la implantación de una central geotérmica en los alrededores.

La estrategia de generación gestionable también ahonda en otra característica muy importante del parque de generación, y esta es la flexibilidad. En Canarias, debido al modelo histórico de generación formado por grupos de gran tamaño que presentan mayor eficiencia, se cuenta con un parque caracterizado por una baja flexibilidad. Esto supone una limitación a la hora de presentar un escenario con alta penetración renovable.

Los procedimientos de operación en los sistemas eléctricos insulares establecen que en cada hora deben estar en funcionamiento "los grupos convencionales" necesarios para reemplazar, al menos, toda la capacidad del grupo más grande conectado en ese periodo (50% en regulación primaria y 50% en regulación secundaria). Por lo tanto, cuanto menor sea la capacidad máxima de los grupos, menor será el requisito según este criterio. Además, estos motores o turbinas presentan tiempos mínimos de precalentamiento y arranque (entre 3 y 8 minutos) y una respuesta de "Fast Ramping", lo que brinda al sistema eléctrico una gran capacidad para solucionar las desviaciones de producción que resultan de los cambios imprevistos en los recursos renovables no gestionables. Por todas estas razones, la generación de categoría A debe operar como respaldo de las formas de generación renovable mayoritarias y de bajo coste, como la energía eólica o la fotovoltaica, en todas las islas del archipiélago.

## *Estrategia de la geotermia en Canarias*

La Estrategia de la geotermia en Canarias es, indudablemente, el documento principal del que se nutre este Trabajo de Fin de Grado, en este apartado se menciona en qué consiste el documento, los contenidos clave que aloja en su interior y la información que trata, así como también se expondrán las conclusiones que se obtienen del mismo. Más adelante, en otro apartado de este TFG, se explicarán los fundamentos de la energía geotérmica, las tecnologías de aprovechamiento y también las particularidades a las que habrá que enfrentarse en un territorio tan singular como Canarias para aprovechar este posible recurso de energía de origen renovable. Dadas las distintas aplicaciones que tiene la energía geotérmica, basándose en los sectores y usos a los que se destina la energía producida, eléctrica o térmica, en el documento estudiado se diferencia la geotermia de baja de la de alta entalpía. Este Trabajo se centrará en la energía geotérmica de alta entalpía debido a su aplicación para producción de energía eléctrica.

La Estrategia de la geotermia en Canarias surge de la necesidad de crear un plan de acción para este tipo de energía en las islas, ya que es una energía renovable, independiente de las condiciones meteorológicas y climáticas, con un reducido impacto medioambiental y poca ocupación superficial reuniendo así diversas características que hacen que sea una fuente renovable idónea para Canarias. Los mayores impactos y riesgos de la energía geotérmica se agrupan en las fases de exploración y perforación; una vez superadas, los costes de operación y mantenimiento son mínimos.

El plan de acción de la geotermia comienza con el estudio y análisis de las publicaciones e investigaciones ya realizadas sobre este tema en el archipiélago. Se proponen una serie de medidas de mitigación y prevención de riesgos adaptadas a las características territoriales canarias para desembocar en una hoja de ruta en la que se contienen los pasos a seguir para facilitar el desarrollo de la energía geotérmica en Canarias. Las medidas se estructuran en ocho líneas de actuación, cada una de las cuales trata de enfrentar una problemática en específico basándose en lo sintetizado en el análisis DAFO realizado en la

estrategia. Con el fin de tratar de corregir las debilidades, disminuir las incertidumbres debidas a las amenazas, promover las fortalezas del sector y potenciar las oportunidades, se expone el resumen del plan de acción de la Estrategia de la geotermia de alta entalpía de Canarias:

<b>MEDIDAS DE LA ESTRATEGIA DE LA GEOTERMIA DE ALTA ENTALPÍA EN CANARIAS</b>	
<b>A.1 Coordinación, acción administrativa y desarrollo normativo.</b>	
A.1.1	Solicitud de reservas provisionales de permisos mineros de exploración e investigación.
A.1.2	Activación de los concursos de libre concurrencia para activar permisos mineros.
A.1.3	Procedimiento administrativo de la geotermia de alta entalpía.
A.1.4	Creación de base de datos de la geotermia en Canarias.
A.1.5	Considerar la geotermia en la planificación de Canarias.
A.1.6	Uso de la energía geotérmica para fines de calor y eléctrico.
A.1.7	Reglamento técnico de la geotermia en Canarias.
<b>A.2 Acciones sociales y comunicación.</b>	
A.2.1	Campañas de comunicación dirigidas a la ciudadanía.
A.2.2	Charlas formativas.
A.2.3	Congresos internacionales.
A.2.4	Campañas de comunicación dirigidas a empresas del sector.
A.2.5	Mesa de debate con expertos del sector.
A.2.6	Mesa de debate con actores relevantes del sector de la energía en Canarias.
<b>A.3 Fase de exploración: financiación</b>	
A.3.1	Financiación para finalizar etapa de exploración con fines energéticos en las islas de mayor potencial.
A.3.2	Uso de proyectos de investigación como medio para la financiación de las etapas de exploración.
A.3.3	Alternativas basadas en los CROWD THERMAL.
A.3.4	Colaboraciones público-privadas.
<b>A.4 Fase de exploración: medidas técnicas.</b>	
A.4.1	Investigación aplicada a la exploración geoquímica y geofísica.
A.4.2	Estudios geofísicos en Tenerife.
A.4.3	Modelos conceptuales en Tenerife.
A.4.4	Estudios geoquímicos en La Palma.
A.4.5	Estudios geofísicos en La Palma.
A.4.6	Modelos conceptuales en La Palma.
A.4.7	Estudios geoquímicos en Gran Canaria.
A.4.8	Estudios geofísicos en Gran Canaria.
A.4.9	Modelos conceptuales en Gran Canaria.

<b>A.5 Fase de investigación: financiación.</b>	
A.5.1	Sistema de préstamos a la investigación.
A.5.2	Desarrollar una línea de incentivos a la inversión en geotermia.
A.5.3	Colaboraciones público-privadas.
A.5.4	Posibilidad de crear una línea de subvención para sondeos de investigación.
A.5.5	Participación en programas de financiación de proyectos de investigación.
<b>A.6 Fase de investigación: medidas técnicas.</b>	
A.6.1	Sondeo de investigación en Tenerife.
A.6.2	Sondeo de investigación en La Palma.
A.6.3	Sondeo de investigación en Gran Canaria.
A.6.4	Estudio de mitigación de impactos medioambientales asociados a la fase de investigación.
<b>A.7 Fase de explotación: financiación</b>	
A.7.1	Desarrollo de un modelo de negocio para la explotación geotérmica en Canarias.
A.7.2	Proyectos de explotación geotérmica experimental en las islas.
A.7.3	Proyectos de innovación asociados a termoelectricidad.
<b>A.8 Fase de explotación: medidas técnicas</b>	
A.8.1	Prevención y mitigación de impactos medioambientales.
A.8.2	Reducción del impacto superficial.
A.8.3	Acceso y conexión de la central geotérmica.

Figura 37 Medidas de la estrategia de la geotermia de alta entalpía en Canarias. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias, 2020.

La hoja de ruta incluirá las estimaciones de costes, fechas propuestas, modo de financiación y organismos o empresas que pueden ejecutar estos trabajos. Para elaborar dicha hoja de ruta, se plantean las siguientes fases:

- *Identificación de estudios complementarios para acotar áreas de exploración.*

Diagnóstico de la situación actual para mejorar las probabilidades de éxito y reducir riesgo en perforaciones futuras mediante la obtención de información útil y relevante procedente de estudios ya realizados.

- *Fase de investigación*

Definición más precisa posible de costes e implicaciones técnicas y medioambientales que supondrían los estudios de exploración mediante sondeos a través de empresas especializadas con capacidad técnica para su desarrollo.

- *Fase de explotación*

Diseño de un programa de ayudas públicas para la financiación de posibles actuaciones promovidas por inversores privados, sirviendo como referencia otras centrales de geotermia europeas y sus respectivos umbrales de rentabilidad. Por otro lado, también se realizará el análisis del potencial de aprovechamiento en Canarias, teniendo en cuenta tanto las condiciones técnicas como su integración en las redes eléctricas insulares.

- *Identificación de fuentes de financiación y modelos de explotación*

Análisis de posibles fuentes de financiación existentes en Europa y modelos de negocios en desarrollo exitosos en otros países europeos.

La etapa de investigación se considera fundamental para validar el potencial aprovechamiento de los recursos geotérmicos. A pesar de conocer la ubicación aproximada de un yacimiento geotérmico, es posible que durante los sondeos no se pueda acceder a él, o que se presenten situaciones particulares, tales como alta salinidad, presencia de elementos corrosivos, elevados niveles de presión, entre otras, que puedan comprometer su viabilidad.

Desde los años 70 se han llevado a cabo estudios de exploración en las Islas Canarias centrados en las islas con mayor potencial debido a su actividad geotérmica. Los resultados de estas investigaciones han permitido a los expertos publicar alrededor de 60 artículos científicos en revistas especializadas, basados en estudios exploratorios realizados principalmente en Lanzarote, Tenerife, Gran Canaria y La Palma.

Las islas se pueden clasificar en tres grupos según su estado de reconocimiento. En el primer grupo se encuentran Lanzarote, Tenerife y Gran Canaria, donde la fase de exploración está altamente avanzada, habiendo sido llevada a cabo por diversas instituciones y con una producción constante de conocimiento desde los años setenta hasta la actualidad. En la isla de La Palma, aunque se ha avanzado en la caracterización geotérmica, todavía queda trabajo por hacer para alcanzar el nivel de reconocimiento logrado en las islas anteriores. En este caso, son necesarias inversiones adicionales en la fase de exploración para

asegurar que la investigación pueda ser llevada a cabo sin incurrir en pérdidas económicas significativas. En las islas de El Hierro, La Gomera y Fuerteventura se han llevado a cabo algunos estudios preliminares, aunque el interés geológico en estas islas es menor y se encuentran lejos del nivel de reconocimiento alcanzado en el resto de las islas.

Según la información recabada en la estrategia de geotermia y teniendo en cuenta el grado de madurez de la fase de exploración, se sugiere priorizar la opción de Tenerife. Es importante destacar que, a pesar de la elevada demanda de energía eléctrica en esta isla, hasta el momento no se ha implementado ningún proyecto capaz de reemplazar la generación convencional en igualdad de condiciones.

De acuerdo con el estudio de costos realizado, para confirmar la existencia de recursos geotérmicos en las islas de mayor potencial en Canarias, se requiere una inversión aproximada de unos 0,9 M€ en la fase de exploración, y entre 28 y 84 M€ en investigación, dependiendo de si se realiza un solo sondeo o se deben llevar a cabo tres. Se presenta una tabla resumen de los costos por isla a continuación.

Estimación de inversión hasta alcanzar la fase de explotación					
Fase	Potencial	Fase de exploración		Fase de investigación	
		Inversión	Tiempo	Inversión	Tiempo
Tenerife	Alto	300.000 €	12 meses	10.000.000 €*	12 meses
La Palma	Moderado	400.000 €	24 meses	10.000.000 €*	12 meses
Gran Canaria	Moderado	200.000 €	12 meses	8.000.000 €*	8 meses
<b>Total</b>	-	<b>900.000 €</b>	<b>24 meses</b>	<b>28.000.000 €*</b>	<b>12 meses</b>

\* Coste por sondeo. Estándar: No abandonar a no ser que se obtengan resultados desfavorables en tres perforaciones.

Figura 38 Estimación de inversión hasta alcanzar la fase de explotación. Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias, 2020.

Se llega a la conclusión de que en el contexto de Canarias, puede ser más apropiado considerar la energía geotérmica como una alternativa para la generación de energía eléctrica que para energía térmica. La eléctrica es un tipo de energía versátil que puede cubrir una amplia gama de necesidades energéticas en todo el archipiélago. De hecho, se espera un aumento significativo

en la demanda de electricidad en todas las islas en el futuro cercano, impulsado por la creciente adopción de vehículos eléctricos.

Tal y como se mencionó previamente, la energía geotérmica ofrece ventajas en el sector eléctrico que otras energías renovables no pueden proporcionar en las Islas Canarias, ya que estas últimas son en su mayoría no gestionables. La energía geotérmica es completamente programable, por lo que es posible incluir su generación como base en la estructura de generación del sistema eléctrico, y además contribuiría al mantenimiento de las condiciones de suministro al aportar reservas primarias, secundarias y terciarias, similar a los ciclos de vapor en el mix energético actual.

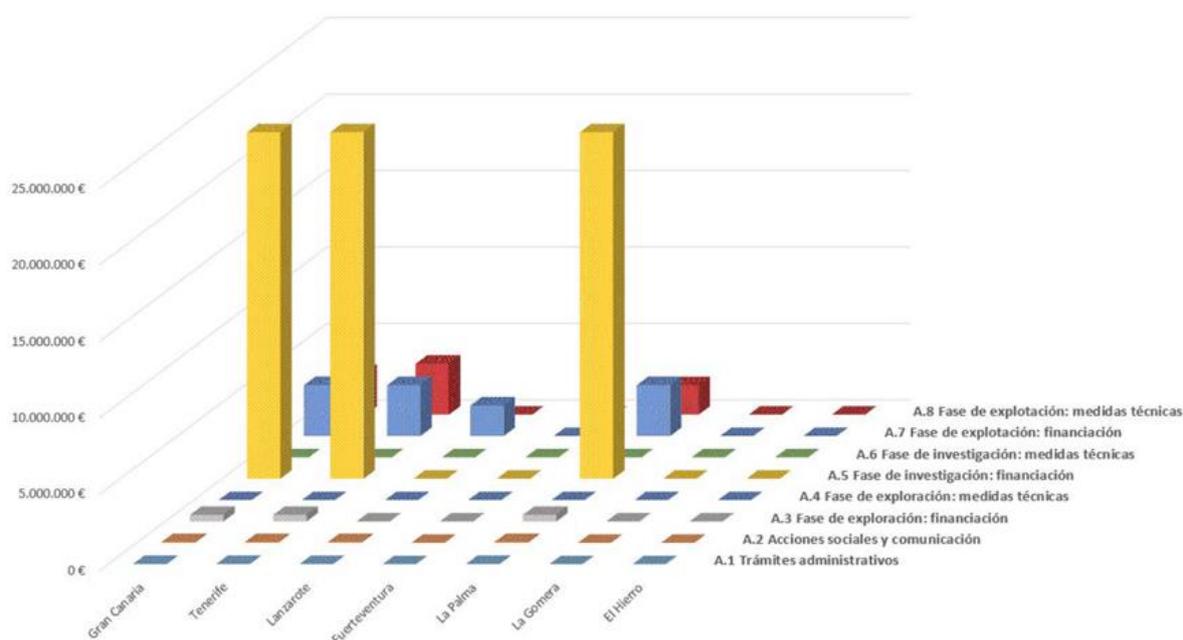


Ilustración 95 Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción de geotermia de alta entalpía

Figura 39 Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción de geotermia de alta entalpía.  
Fuente: Estrategia de la geotermia en Canarias, 2020.

Actualmente, es difícil saber la potencia que se podría obtener de los diferentes yacimientos geotérmicos en las diferentes islas, ya que esto depende de la presión a la que se extraiga el fluido primario del yacimiento. Sin embargo, en términos prácticos, sería beneficioso alcanzar una potencia total de entre 100-200 MW en los yacimientos de Tenerife y Gran Canaria, mientras que en La Palma se requeriría una potencia de entre 10-20 MW (Dirección General de Energía, 2020).

El ciclo binario Rankine orgánico (ORC por sus siglas en inglés, Organic Rankine Cycle) con circuito recuperativo parece ser la opción más viable en Canarias, ya que es muy versátil y se puede instalar en diferentes rangos de temperatura y gases no condensables (más adelante se desarrollan las distintas configuraciones de plantas para generación eléctrica mediante energía geotérmica). Los grupos de turbinas binarias suelen tener potencias de entre 1-21 MW, siendo lo más común el uso de ciclos de 6 MW, lo cual es adecuado para las necesidades específicas de Canarias.

Los proyectos de energía geotérmica desarrollados en Europa demuestran que esta tecnología es altamente competitiva una vez superada la fase de explotación. En términos de coste medio (LCOE), la tecnología geotérmica se sitúa en un valor medio de entre 0,08 - 0,11 €/kWh. Además, al tener en cuenta la reducción de emisiones, la energía geotérmica de alta entalpía se convierte en una opción ideal para situaciones particulares como las que se presentan en las Islas Canarias.

En cuanto a los modelos de negocio, el sector público ha tenido un papel fundamental en la financiación de proyectos de geotermia de media/alta entalpía a nivel mundial, según se desprende de (Micale, Oliver, and Messent 2014). Este informe indica que entre el 76% y el 90% de los proyectos geotérmicos han utilizado algún tipo de apoyo público, ya sea en forma de créditos, subvenciones o incentivos a la inversión, para garantizar la realización de los proyectos.

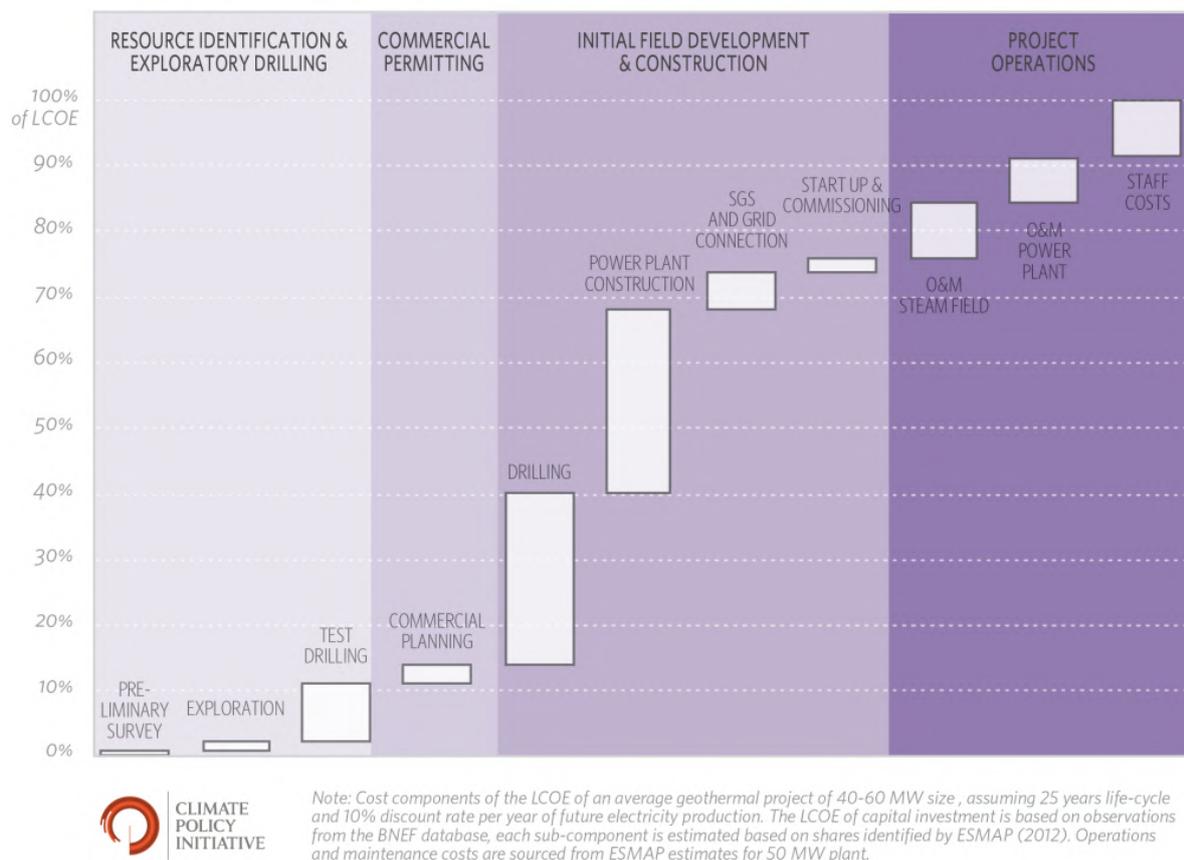


Figura 40. Distribución LCOE típica de un proyecto geotérmico. Fuente: (Micale, Oliver, and Messent 2014)

Según el estudio, los costos de las perforaciones exploratorias pueden representar hasta el 15% del costo total del proyecto. Además, la disponibilidad del recurso geotérmico suele ser incierta, y las tasas globales de éxito de las perforaciones exploratorias se sitúan entre el 50% y el 59%, aunque pueden aumentar hasta el 74% si se lleva a cabo un aprendizaje adecuado durante la fase de exploración. El alto riesgo inicial y los largos tiempos de ejecución (entre 4 y 7 años para un proyecto de geotermia de alta entalpía) hacen que los inversores exijan una Tasa Interna de Retorno (TIR) muy elevada en las primeras fases del proyecto.

Para el caso de Canarias, se propone un modelo de financiación encadenada en el que cada etapa del proyecto sea financiada por diferentes fuentes de origen nacional y/o europeo. Una inversión de 0,9 M€ podría ser financiada con instrumentos como los fondos FEDER o el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Para la financiación de la fase de investigación, se

podrían considerar otras alternativas como el programa Horizon Europe, que puede financiar hasta el 100% de los proyectos de investigación y desarrollo.

Si se completa con éxito la fase de investigación, el siguiente objetivo sería la financiación de la construcción del proyecto mediante instrumentos como el Innovation Fund, que está destinado a proyectos cercanos a su etapa comercial, y se podría sumar un InvestEU para obtener la financiación total del proyecto geotérmico en Canarias. Como plan alternativo, se podría considerar la participación e inversión de agentes privados en consorcios públicos-privados, un modelo en el que Canarias tiene experiencia. En este caso, el Gobierno de Canarias debería supervisar y dirigir el desarrollo del proyecto para asegurar su éxito y rentabilidad. Son numerosos los esquemas de estructuras financieras a seguir, y se debería analizar de forma concreta cada actor privado interesado en participar en el desarrollo de proyectos de geotermia en Canarias.

A continuación, y a modo de síntesis de este apartado, se exponen los principios básicos que, dentro del PTECan y en coherencia con el PNIEC, deben fundamentar las políticas relacionadas con la geotermia de alta entalpía en Canarias.

**Principio 1.** Finalizar los estudios de exploración y desarrollar sondeos de investigación en las islas de mayor potencial como medio para decidir si la energía geotérmica de alta entalpía tiene cabida en las Islas Canarias.



**Principio 2.** Garantizar la seguridad del suministro de electricidad en los diferentes sectores de la actividad del archipiélago canario apostando por un modelo basado en fuentes energéticas renovables gestionables, como las que supone la energía geotérmica.



**Principio 3.** Potenciar el aprovechamiento geotérmico no sólo para la producción de electricidad sino también para el abastecimiento de energía calorífica e incluso aplicaciones Combined Heat and Power.



**Principio 4.** Contribuir al desarrollo tecnológico y la innovación con soluciones adaptadas a las especificidades de los sistemas energéticos canarios y que puedan ser exportadas a otros lugares del mundo.



**Principio 5.** Evitar/Disminuir las emisiones contaminantes derivadas del sector energético mediante la apuesta en firme por la geotermia en todos los sectores de la actividad.



Con respecto al desarrollo de la energía geotérmica de alta entalpía en el archipiélago, en base a los resultados del estudio y los principios expuestos, en la Estrategia de la geotermia en Canarias se proponen los siguientes objetivos:

**Objetivo 1.** Desarrollar modelos conceptuales unificados por zonas de permiso con toda la información recopilada de estudios desarrollados hasta la fecha por parte de expertos, dejando claro la situación real de las exploraciones geotérmicas en Canarias.



**Objetivo 2.** Solicitar la reserva provisional de varios permisos de investigación en las islas de Tenerife, La Palma y Gran Canaria, teniendo en cuenta que para las áreas con permisos caducados es obligatoria la realización de un concurso público de libre concurrencia.



**Objetivo 3.** Definir, a partir de los resultados de los estudios realizados de exploración, las localizaciones exactas óptimas para la realización de sondeos de investigación geotérmica a través de perforaciones. Especialmente interesante los estudios en magnetotelurómica para localizar dichos sondeos de investigación.



**Objetivo 4.** Minimizar los posibles impactos medioambientales durante la perforación, aplicando minuciosamente todas las medidas de prevención y mitigación estipuladas en la legislación vigente y conforme a la experiencia internacional en el desarrollo de la geotermia de alta entalpía.



**Objetivo 5.** Fomentar el desarrollo del estudio de tecnologías geotérmicas innovadoras basadas en efecto termoeléctrico, así como su aplicación en áreas de interés, especialmente para actividades vinculadas al autoconsumo debido a la escala de estos sistemas.



**Objetivo 6.** Proponer un modelo de explotación realista, basado en la experiencia de otros países y en las características concretas de la geotermia en Canarias.



**Objetivo 7.** Organizar una campaña informativa sobre las ventajas de la geotermia, su fiabilidad y posibilidades, con el fin de vencer los prejuicios acerca de su impacto medioambiental.



**Objetivo 8.** Realizar estudios geoquímicos de emisión difusa superficial de CO<sub>2</sub>, He y H<sub>2</sub>, así como de otros parámetros que los expertos consideren oportunos. Se requiere planificar en etapas para cubrir una amplia superficie en el principio y limitar áreas de mayor potencial donde incrementar la densidad y mejorar la resolución.



**Objetivo 9.** Estudiar la viabilidad de componer un consorcio del tipo público-privado a efectos de viabilizar desde las perspectivas técnicas y económica dichas iniciativas usando como referencia modelos exitosos ya llevados a cabo antes en Canarias en proyectos de energía como la propia central de hidrobombeo de Gorona del Viento en El Hierro.



## 3.2. Canarias: singularidad y conocimiento en transición energética

Es imprescindible encontrar una solución para reducir la alta dependencia de combustibles fósiles importados en las Islas Canarias y asegurar un suministro estable, renovable y diversificado de energía para promover un desarrollo sostenible en la sociedad y economía local. El sector energético es responsable de aproximadamente el 88% de las emisiones de GEI en Canarias (Instituto Tecnológico de Canarias, 2023) debido al uso de combustibles fósiles, lo que

subraya la necesidad de tomar medidas en línea con la LCCCTE, así como otras normativas y estrategias desarrolladas por el Estado y la Comunidad Europea.

Otro desafío que enfrenta el sistema eléctrico en las islas es su desconexión de los sistemas eléctricos continentales, lo que limita el desarrollo de energías renovables. El aislamiento y el tamaño reducido de los sistemas eléctricos insulares son obstáculos importantes para la promoción de las energías renovables en las Islas Canarias, tanto gestionables como no gestionables.

Se espera que la mayoría de las nuevas instalaciones de energías renovables sean de tipo no gestionable, con una gran presencia de la energía eólica y fotovoltaica. Además, se pronostica un aumento en el desarrollo de tecnologías de energía renovable marina debido al gran interés de la industria en este campo. En este contexto, los sistemas de almacenamiento energético son fundamentales para proporcionar servicios complementarios de ajuste al sistema relacionados con la generación renovable.

Sin embargo, este cambio hacia las energías renovables requerirá un gran esfuerzo en todas las islas del archipiélago canario, ya que implica una transformación estructural del sistema eléctrico actual. Afortunadamente, Canarias se encuentra en el momento adecuado para realizar este cambio, dado que el parque de generación existente está obsoleto y se requiere una descarbonización. Según el análisis realizado, las opciones más prometedoras para la generación de Categoría A (gestionable), según lo definido en el Real Decreto 738/2015, son tres soluciones técnicas específicas: centrales de bombeo reversible, sistemas de almacenamiento energético basados en hidrógeno (turbinas/motores de gas) y centrales de geotermia de alta entalpía.

Es esencial buscar soluciones de generación renovable para el sistema eléctrico, pero es crucial que estas soluciones sean técnicamente viables y no conduzcan a situaciones de desabastecimiento que puedan poner en peligro la economía de las Islas Canarias. Además, es fundamental reducir los costos de explotación de los sistemas eléctricos insulares al plantear alternativas al modelo

energético actual. En este sentido, las energías renovables han demostrado ser competitivas en comparación con la generación convencional.

La electrificación del transporte terrestre y marítimo interior aumentará la demanda de energía eléctrica en todas las islas, lo que es un paso importante hacia la descarbonización, pero no será efectivo si la generación térmica convencional sigue siendo la principal fuente de suministro eléctrico.

Recordemos que el objetivo de descarbonización de los sectores económicos de Canarias para el año 2040 ha sido establecido en la Declaración de Emergencia Climática. El PTECan ha definido dos alternativas para el modelo energético de Canarias en el horizonte 2030, con el fin de avanzar hacia este objetivo; principalmente estas alternativas se diferencian en el nivel de esfuerzo necesario en 2030.

En comparación con la mayoría de los territorios europeos que establecen el objetivo de descarbonización para 2050, Canarias tiene un gran potencial para ser un referente en la promoción de energías renovables, incluso en condiciones en las que la integración de estas energías en la red presenta importantes desafíos.

Históricamente, Canarias ha atraído a fabricantes y desarrolladores de tecnologías innovadoras gracias a sus características singulares en materia energética. Las condiciones óptimas en cuanto a recurso energético disponible, como el recurso eólico y solar en todas las islas, sumado a los elevados costes de operación de los sistemas energéticos de Canarias debido a la insularidad, hacen que estos proyectos innovadores se acerquen más a su despliegue comercial en comparación con los sistemas energéticos continentales.

Tanto la Alternativa 1 como la Alternativa 2 propuestas en el marco del PTECan presentan estrategias ambiciosas que, de implementarse en los plazos establecidos, colocarían a Canarias como un referente mundial en la industria energética. El conocimiento adquirido en este proceso será clave para determinar si la industria está preparada para afrontar el desafío de descarbonización en los plazos establecidos por la Unión Europea. Además, se establecerán mecanismos

regulatorios y procedimientos que podrían ser un modelo a seguir no solo para toda Europa, sino también para regiones como las RUP, que comparten problemáticas similares a las de Canarias.

## Referencias

- Armstead, H. (1973). *Geothermal Energy. Review of Research and Development*. Nueva York: UNESCO.
- Asimptote. (s.f.). *CycleTempo Reference Guide*. Asimptote.
- Beckers, K. J., Young, K. R., Johnston, H., & Snyder, D. M. (2017). Analysis of Geothermal Reservoir and Well Operational Conditions using Monthly Production Reports from Nevada and California. Estados Unidos.
- Colpan, C. O., Ezan, M. A., & Kizilkan, O. (Edits.). (2021). *Thermodynamic Analysis and Optimization of Geothermal Power Plants*. Elsevier Science.
- Condensadores enfriados por aire. (s.f.). Obtenido de EVAPCO: <https://www.evapco.com/es/products/power-generation/condensadores-enfriados-por-aire>
- Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial. (7 de May de 2019). . Obtenido de Canarias Transición Ecológica: <https://www.canariastransicionecologica.com/accion-climatica/fichas-accion-climatica/ley-canaria-de-cambio-climatico-y-transicion-energetica/>
- Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial. (2023). *Anuario Energético de Canarias*. Gobierno de Canarias.
- Cycle-Tempo – Asimptote. (s.f.). Obtenido de Asimptote: <https://asimptote.com/cycle-tempo/>
- DiPippo, R. (2012). *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*. Elsevier Science.
- Dirección General de Energía. (2020). *Estrategia de la geotermia en Canarias*. Las Palmas de Gran Canaria: Gobierno de Canarias.

Dirección General de Energía. (2022). *Estrategia de la generación gestionable de Canarias*. Las Palmas de Gran Canaria: Gobierno de Canarias.

EGEC. (2020). *Geothermal Market Report 2020*. Bruselas: European Geothermal Energy Council.

El Haj Assad, M., Bani-Hani, E., & Khalil, M. (2017). Performance of geothermal power plants (single, dual and binary) to compensate for LHC-CERN power consumption: comparative study. *Geotherm Energy*.

*Energía geotérmica*. (s.f.). Obtenido de Geoplat: <https://www.geoplat.org/energia-geotermica/#recursos-geotermicos>

*Energía geotérmica: análisis y prospectiva*. (2012). Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI.

Fariña González, D. (2022). Diseño preliminar de una planta geotérmica ubicada en Tenerife. San Cristóbal de La Laguna: Universidad de La Laguna.

García Afonso, Ó. (2022). Ciclos de potencia de vapor para centrales térmicas de vapor. La Laguna.

Gehring, M., & Loksha, V. (2012). *Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation*. Washington DC: ESMAP.

*Global electricity generation by technology, 2015, 2021 and 2027 – Charts – Data & Statistics*. (5 de December de 2022). Recuperado el 22 de May de 2023, de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electricity-generation-by-technology-2015-2021-and-2027>

Gobierno de Canarias. (2018). *Manual de geotermia de Canarias*. Dirección General de Industria.

Gobierno de Canarias. (s.f.). *Transición energética archivos > Cambio Climático*. Recuperado el 22 de May de 2023, de CANARIAS Por la transición ecológica: <https://www.canariastransicionecologica.com/category/transicion-energetica/>

Huttrer, G. W. (2021). Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report. Reykjavik.

IDAE. (Febrero de 2022). Estrategia de Energía sostenible en las Islas Canarias. IDAE.

IDECanarias. (s.f.). Recuperado el May de 2023, de IDECanarias: <https://visor.grafcan.es/visorweb/>

IEA. (26 de October de 2022). *Evolution of energy prices, Oct 2020-Jan 2022 – Charts – Data & Statistics*. Recuperado el 22 de May de 2023, de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-energy-prices-oct-2020-jan-2022>

IEA. (26 de October de 2022). *Number of people without access to electricity by scenario, 2021-2030 – Charts – Data & Statistics*. Recuperado el 22 de May de 2023, de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/number-of-people-without-access-to-electricity-by-scenario-2021-2030>

IEA. (2 de December de 2022). *Renewable annual net capacity additions by technology, main and accelerated cases, 2015-2027 – Charts – Data & Statistics*. Recuperado el 22 de May de 2023, de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-annual-net-capacity-additions-by-technology-main-and-accelerated-cases-2015-2027>

IEA. (2022). *Renewables 2022*. París: IEA. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/renewables-2022&sa=D&source=docs&ust=1684745646219684&usg=AOvVaw2Ae6Ax-V8AuuFp-GCkCj3v>

IEA. (2022). *Russian natural gas flow to the European Union, January 2019-July 2022 – Charts – Data & Statistics*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/russian-natural-gas-flow-to-the-european-union-january-2019-july-2022>

IEA. (12 de December de 2022). *Total renewable electricity capacity additions, 2001-2027 – Charts – Data & Statistics*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/total-renewable-electricity-capacity-additions-2001-2027>

IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. París: IEA.

IEA. (16 de May de 2023). *Government spending for clean energy investment support and short-term consumer energy affordability measures, Q4 2022 – Charts – Data & Statistics*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/government-spending-for-clean-energy-investment-support-and-short-term-consumer-energy-affordability-measures-q4-2022>

Instituto Tecnológico de Canarias. (Abril de 2023). *Plan de Transición Energética de Canarias - Versión Inicial*. Las Palmas de Gran Canaria.

IRENA. (2017). *Geothermal Power: Technology Brief*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2021). *Geothermal: The Solution Underneath*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2023). *Global geothermal market and technology assessment*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Kagel, A. (Enero de 2008). *The State of Geothermal Technology. Part II: Surface Technology*. Geothermal Energy Association U.S. Department of Energy.

Llopis Trillo, G., & Rodrigo Angulo, V. (2008). *Guía de la Energía Geotérmica*. Madrid: FENERCOM.

Maps. (7 de May de 2019). Recuperado el 22 de May de 2023, de Google Maps: <https://www.google.com/maps>

Mateu, J. C. (28 de February de 2023). *Repsol explorará el subsuelo del sur de Tenerife en busca de energía geotérmica*. *Diario de Avisos*. Obtenido de

<https://diariodeavisos.elespanol.com/2023/02/repsol-tenerife-energia-geotermica/>

Mendrinós, D., Kontoleonos, E., & Karystas, C. (s.f.). Geothermal Binary Plants: Water or Air Cooled? *Centre for Renewable Sources*. Atenas.

Micale, V., Oliver, P., & Messent, F. (Octubre de 2014). The Role of Public Finance in Deploying Geothermal: Background Paper. Obtenido de <https://www.climatepolicyinitiative.org/publication/san-giorgio-group-report-role-public-finance-deploying-geothermal-background-paper/>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*.

Monroy Parada, A. F. (2013). Geothermal Binary Cycle Power Plant Principles, Operation and Maintenance. Reykjavik: United Nations University.

Nathenson, M. (1975). Physical factors determining the fraction of stored energy recoverable from hydrothermal convection systems and conduction-dominated areas. U.S. Geological Survey. Obtenido de <https://pubs.er.usgs.gov/publication/ofr75525>

Negrín Orán, J. F. (2021). Transformaciones del aire húmedo. San Cristóbal de La Laguna: Universidad de La Laguna.

NREL. (s.f.). Obtenido de System Advisor Model - SAM.: <https://sam.nrel.gov/>

Ormat. (s.f.). Obtenido de Ormat Technologies Inc. - Ormat Technologies Inc. | Renewable Energy Expertise: <https://www.ormat.com/en/home/a/main/>

Ozturk, M., & Dincer, I. (2021). *Geothermal Energy Systems*. Elsevier Science. Recuperado el 23 de May de 2023

Pulido García, J. L. (2018). Estudio y diseño preliminar de una planta de generación eléctrica a partir de energía geotérmica en la isla de Tenerife. *Universidad de La Laguna*.

pvgis. (s.f.). Obtenido de re.jrc.europa.eu: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)

Sánchez Guzmán, J., Sanz López, L., & Ocaña Robles, L. (2011). *Evaluación del potencial de energía geotérmica. Estudio técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.

SPG Geothermal. (s.f.). Obtenido de SPG Dry Cooling: <https://spgdrycooling.com/markets/geothermal/>

*Thermophysical Properties of Fluid Systems*. (s.f.). Obtenido de the NIST WebBook: <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>

Verkis Consulting Engineers. (2014). *Geothermal Binary Power Plants: Preliminary Study of Low Temperature Utilization, Costs Estimates and Energy Cost*. ICEIDA. Reykjavik.

*Vilaflor de Chasna*. (s.f.). Recuperado el May de 2023, de Wikipedia: [https://es.wikipedia.org/wiki/Vilaflor\\_de\\_Chasna](https://es.wikipedia.org/wiki/Vilaflor_de_Chasna)





**Escuela Superior  
de Ingeniería y Tecnología**  
Universidad de La Laguna

**ESTUDIO DEL EFECTO DE LAS CONDICIONES  
AMBIENTALES DE CANARIAS SOBRE LA  
OPERACIÓN DE PLANTAS GEOTÉRMICAS DE  
CICLO BINARIO ORC Y FLASH SIMPLE.  
MODELADO CON CYCLE-TEMPO Y SYSTEM  
ADVISOR MODEL (SAM)**

**ANEXO II: SIMULACIONES REALIZADAS EN  
CYCLE-TEMPO**

**TRABAJO DE FIN DE GRADO**

**Grado en Ingeniería Mecánica**

**2022 - 2023**

**Autor:** Pablo Sánchez Rodríguez

**Tutor:** Agustín Manuel Delgado Torres

San Cristóbal de La Laguna, mayo de 2023

## **SIMULACIONES REALIZADAS EN CYCLE-TEMPO**

En este Anexo se muestran todas las simulaciones llevadas a cabo mediante el programa CycleTempo para la realización de este Trabajo.

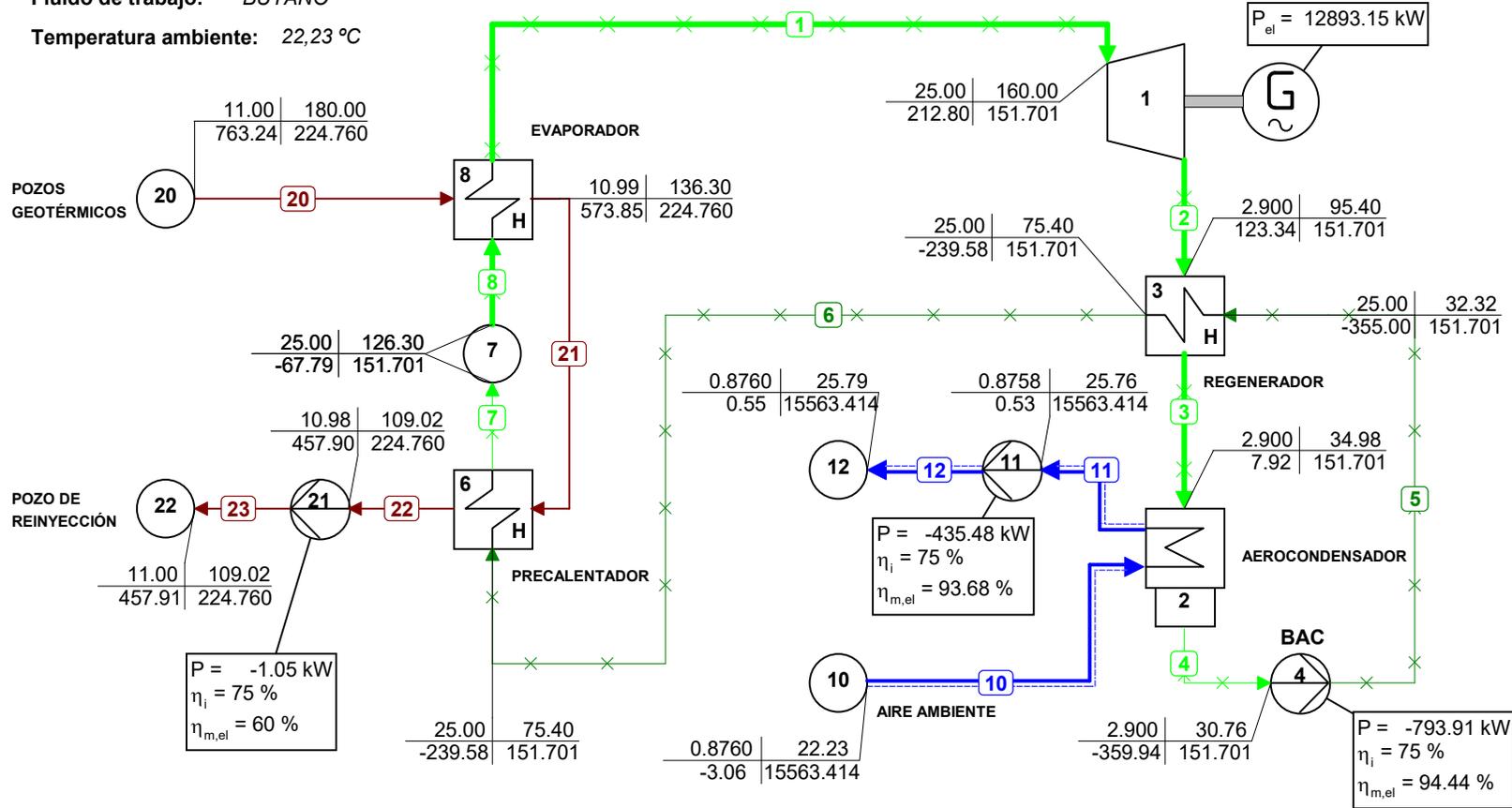
Con el objetivo de optimizar al máximo el rendimiento y potencia de las plantas diseñadas, se han ido variando diferentes parámetros como la presión de saturación, la presión de entrada a turbina o presión en el separador flash para la configuración flash simple, tal y como se muestra en el capítulo de resultados en el documento de la memoria a través de gráficas y tablas.

Se exponen a continuación todas las simulaciones hechas con CycleTempo, para las tres temperaturas ambiente estudiadas y ambas tecnologías de aprovechamiento, ciclo binario ORC con recuperación de calor y flash simple.

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

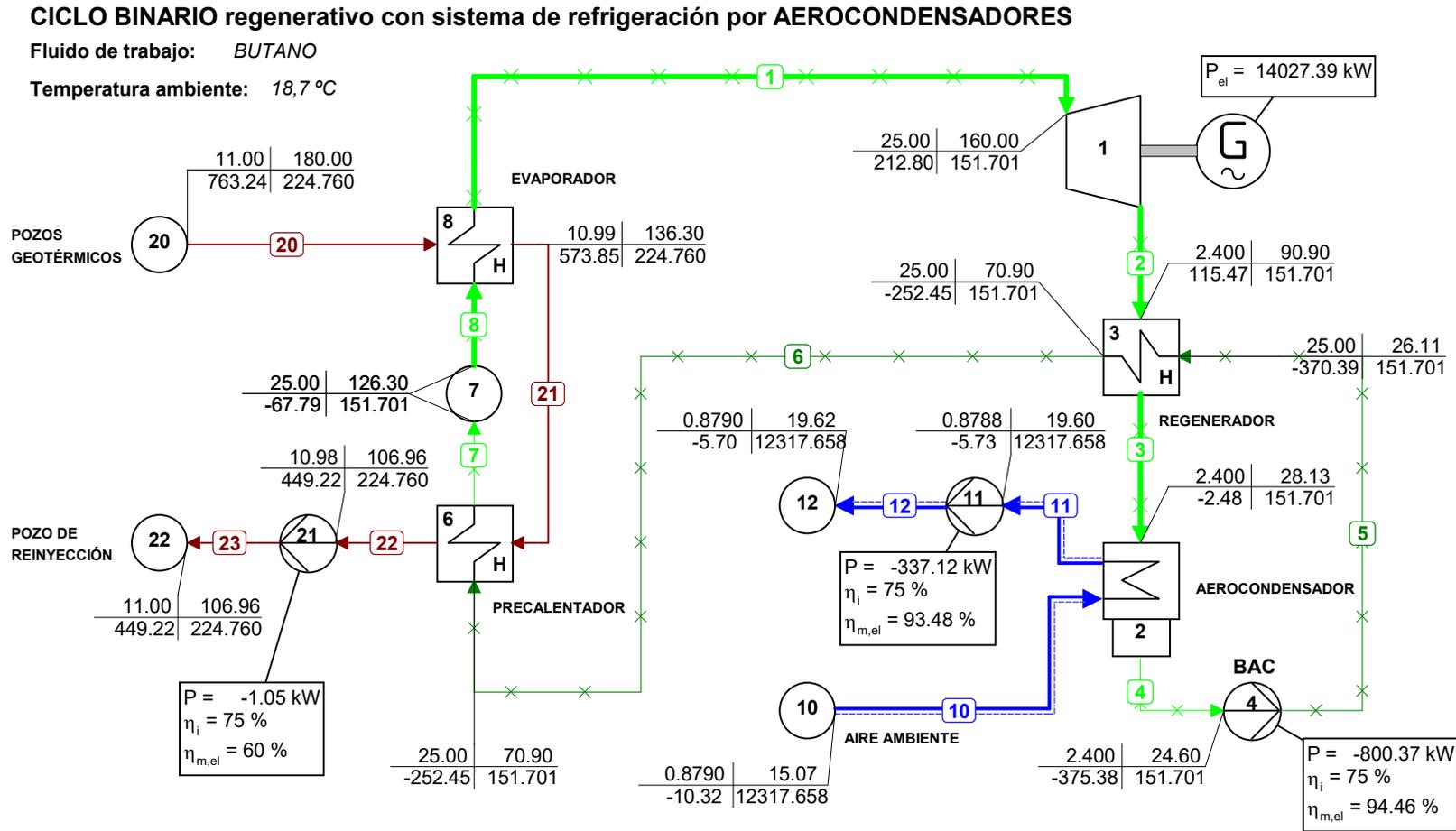
Fluido de trabajo: BUTANO

Temperatura ambiente: 22,23 °C

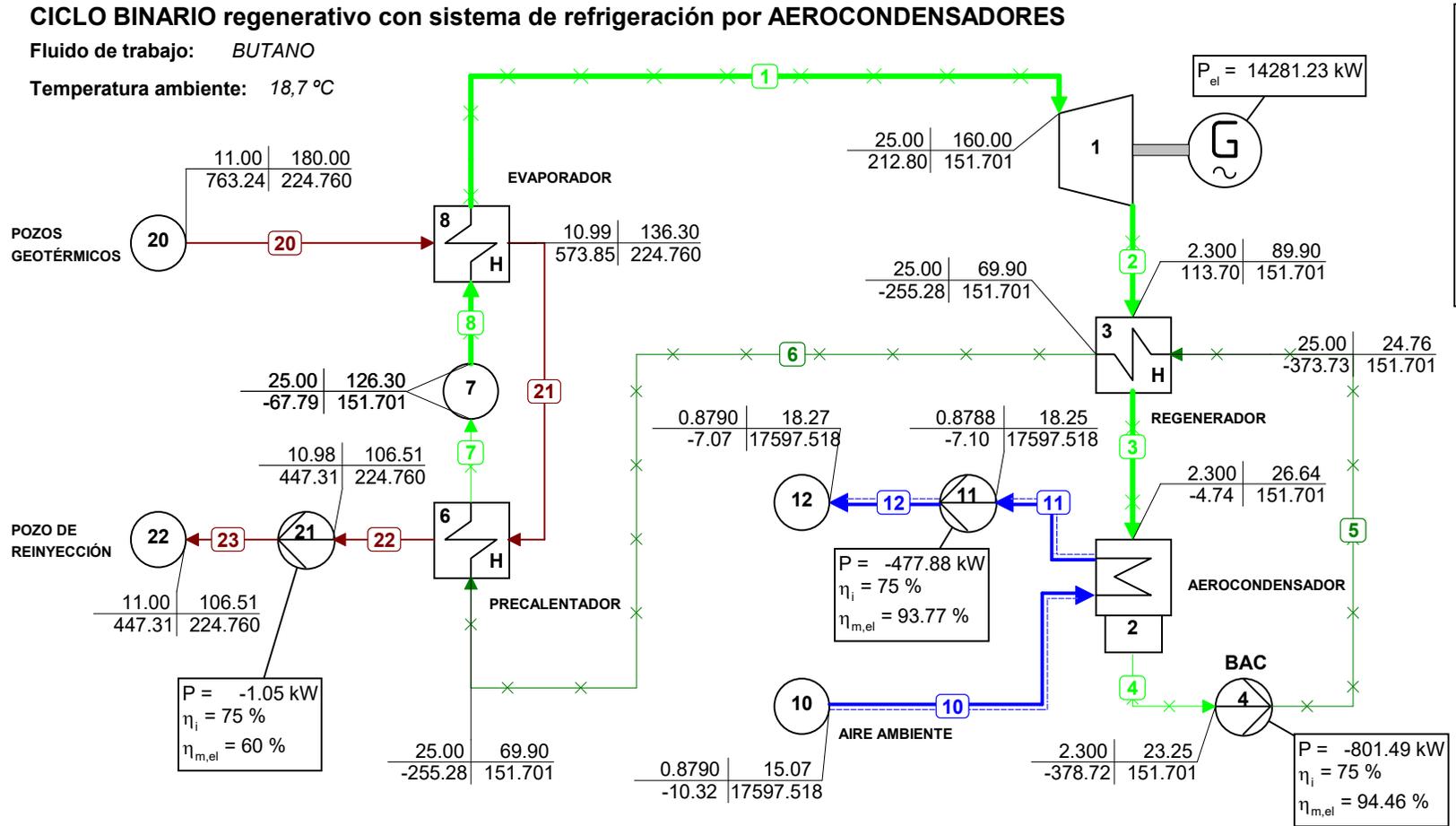


p	T
h	φ <sub>m</sub>
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
φ <sub>m</sub> = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
η <sub>i</sub> = Isentropic efficiency [%]	
η <sub>m,e</sub> = Mechanical*Electrical eff. [%]	
P <sub>el</sub> = Electrical Power [kW]	

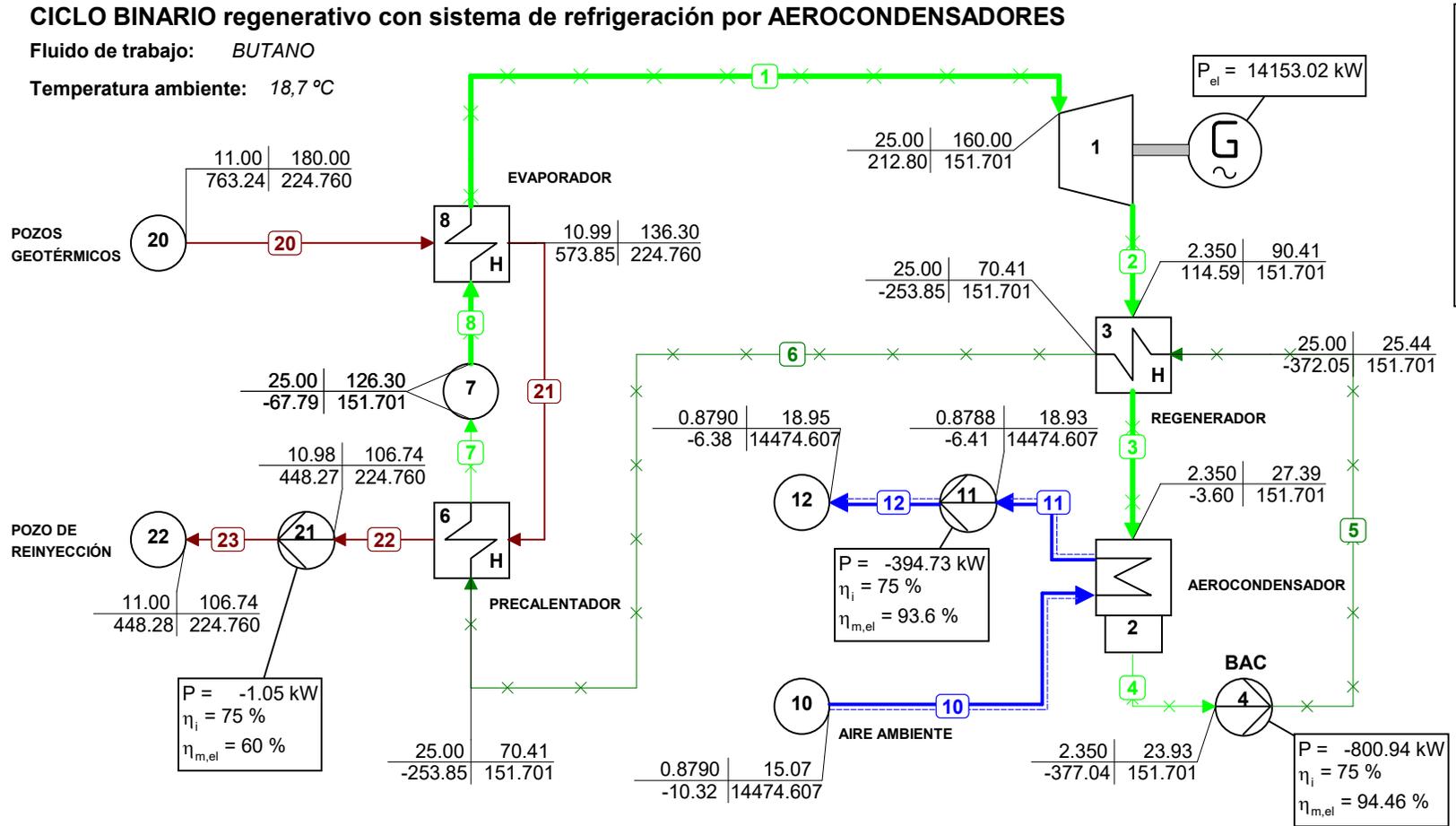
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



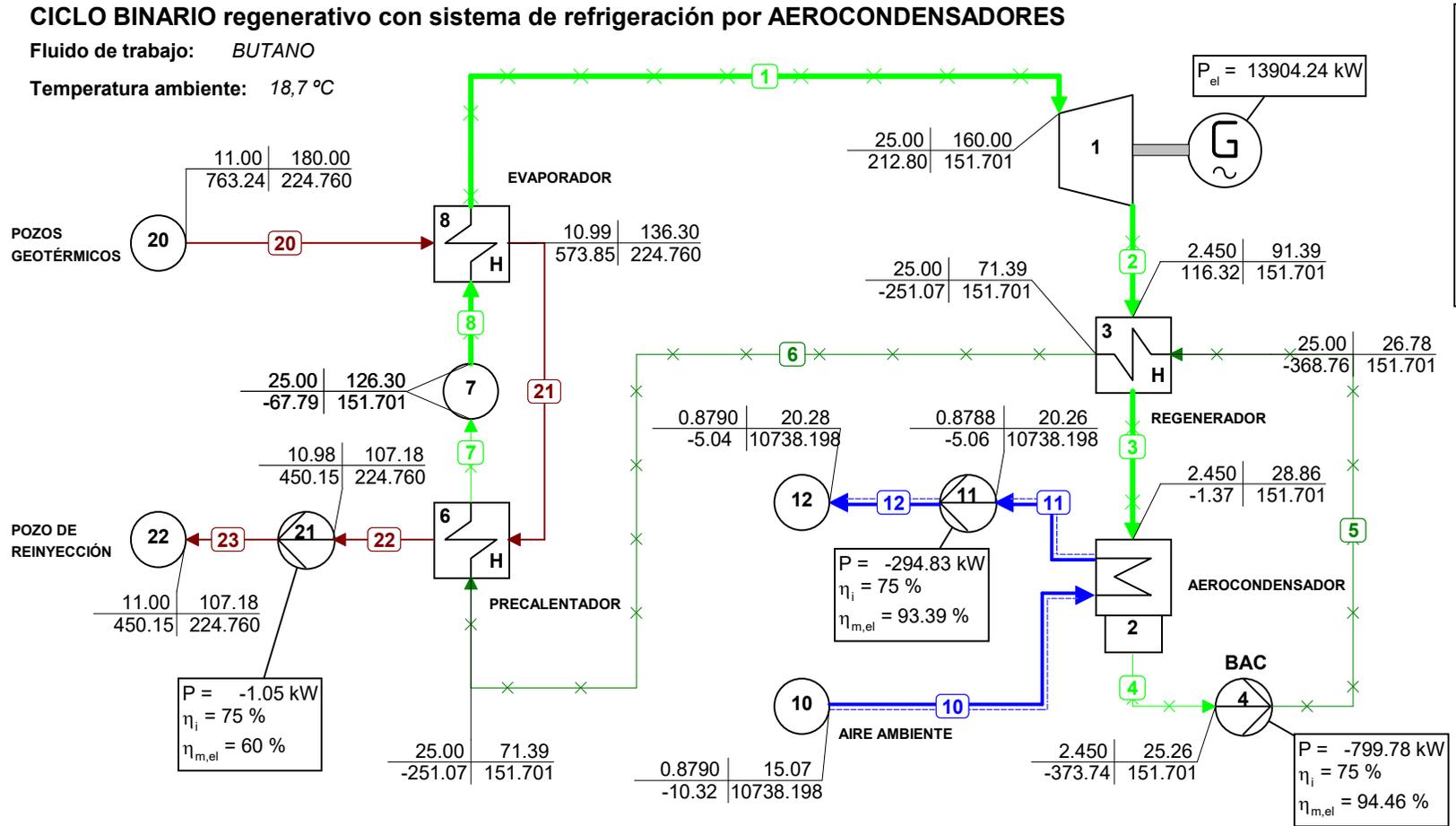
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



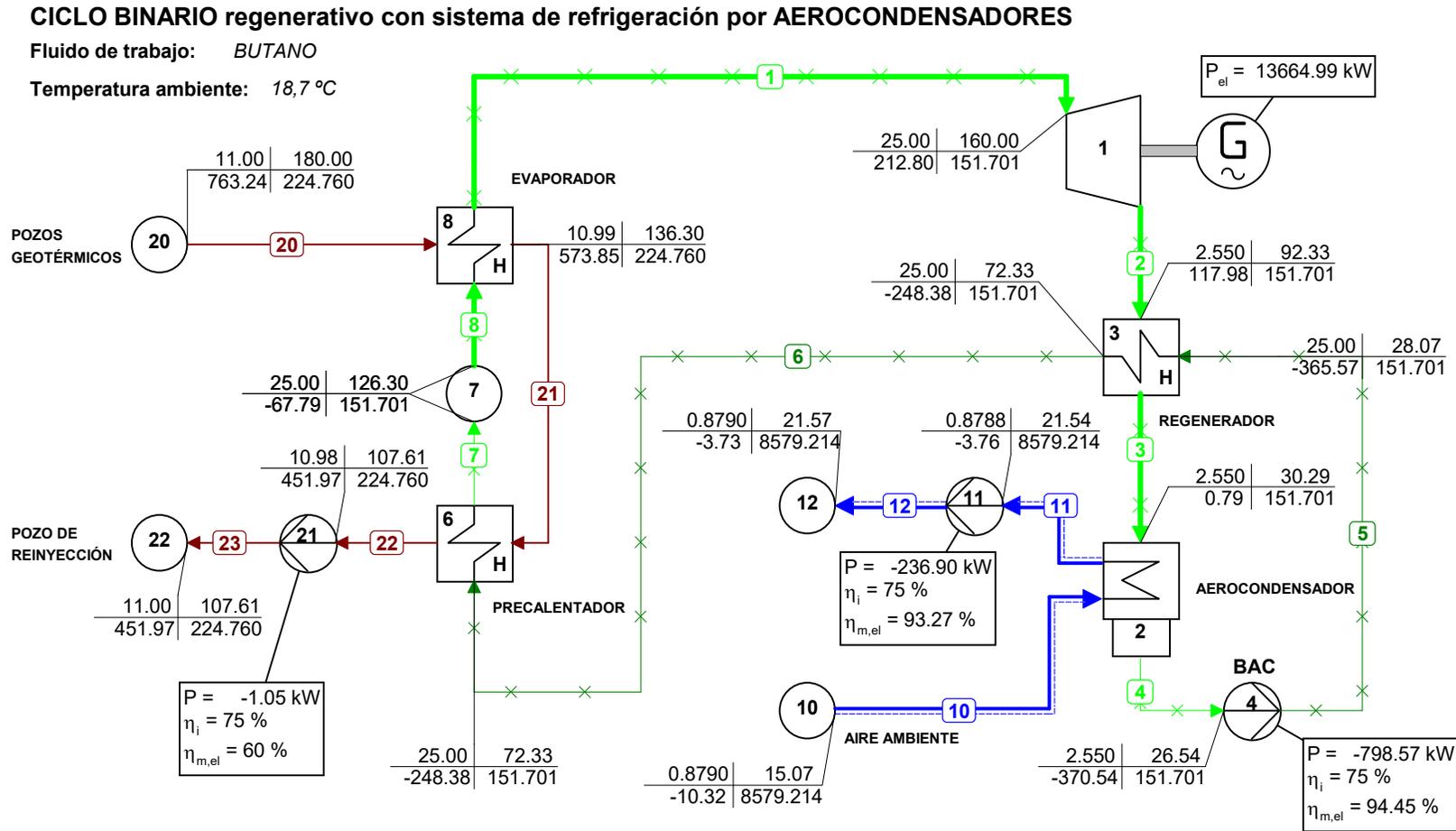
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

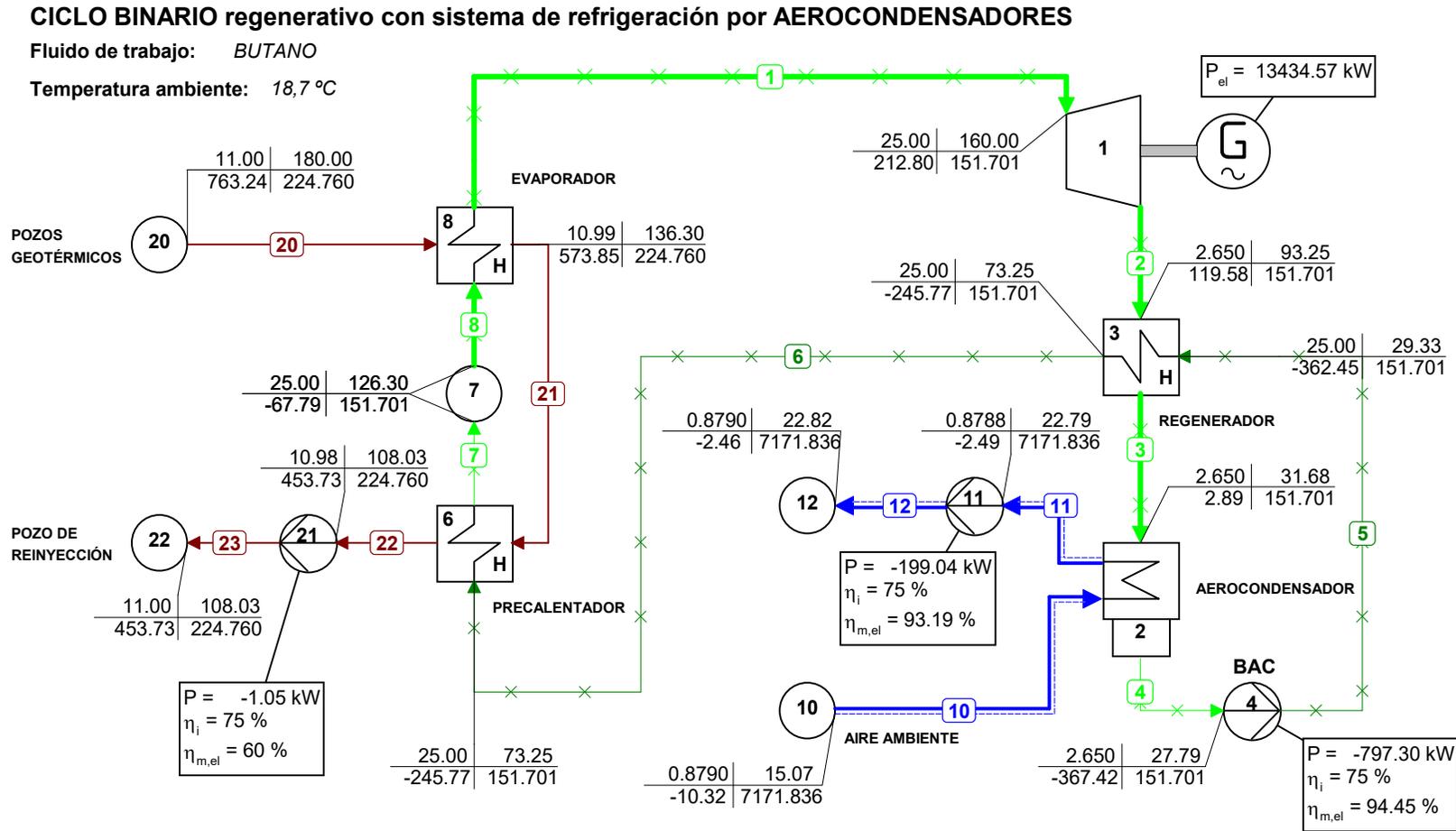


p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	





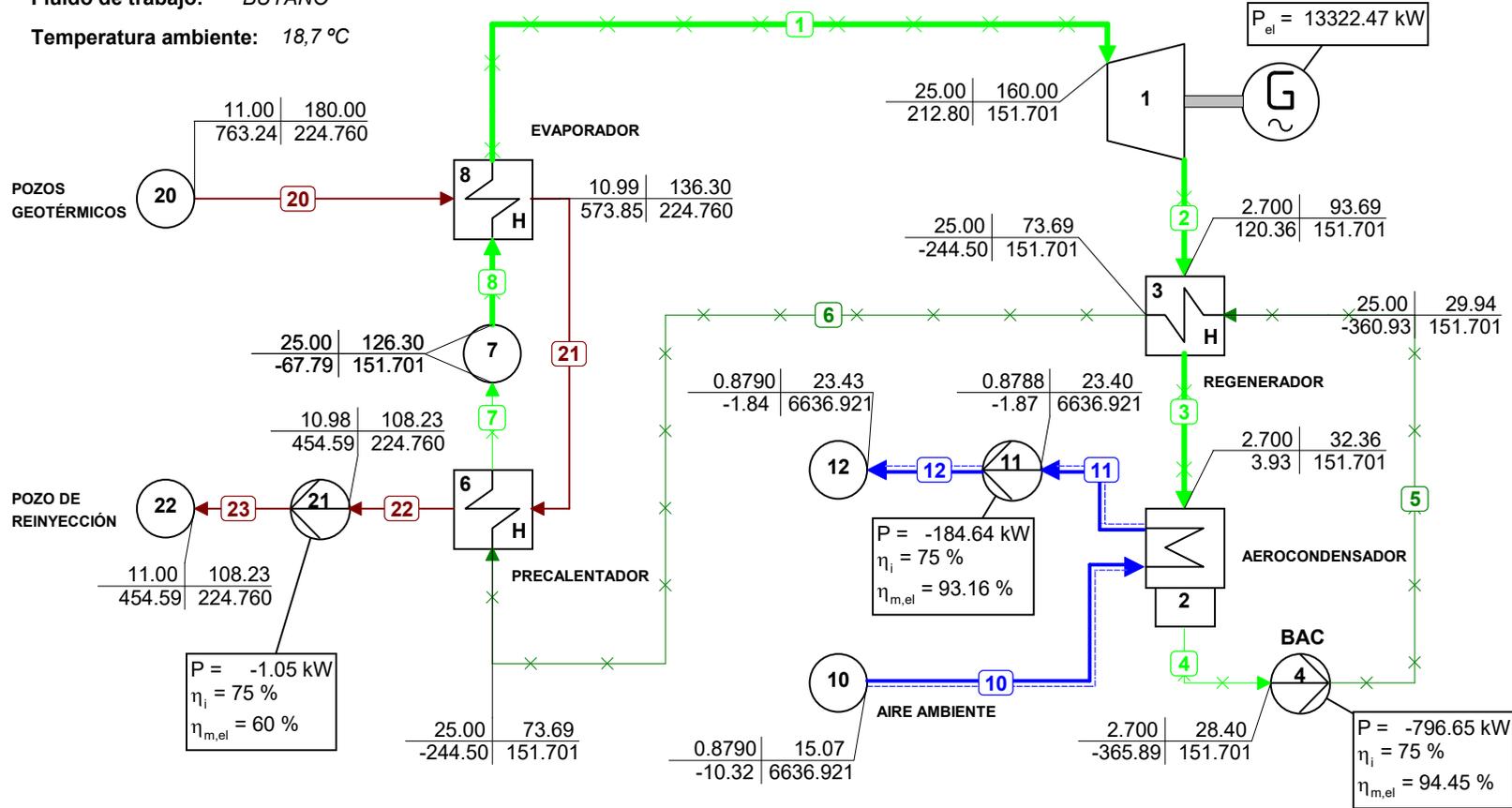
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

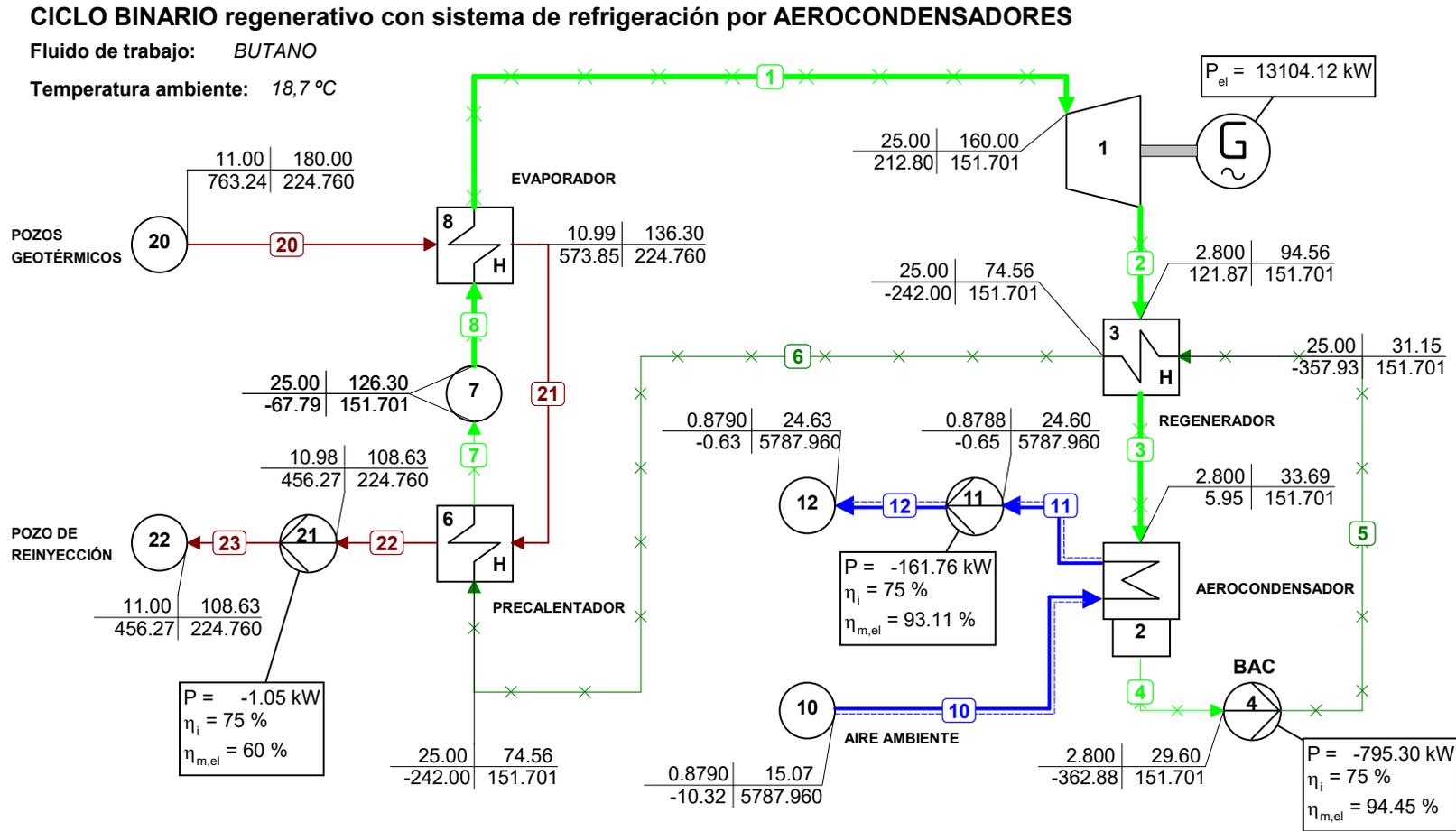
Fluido de trabajo: BUTANO

Temperatura ambiente: 18,7 °C

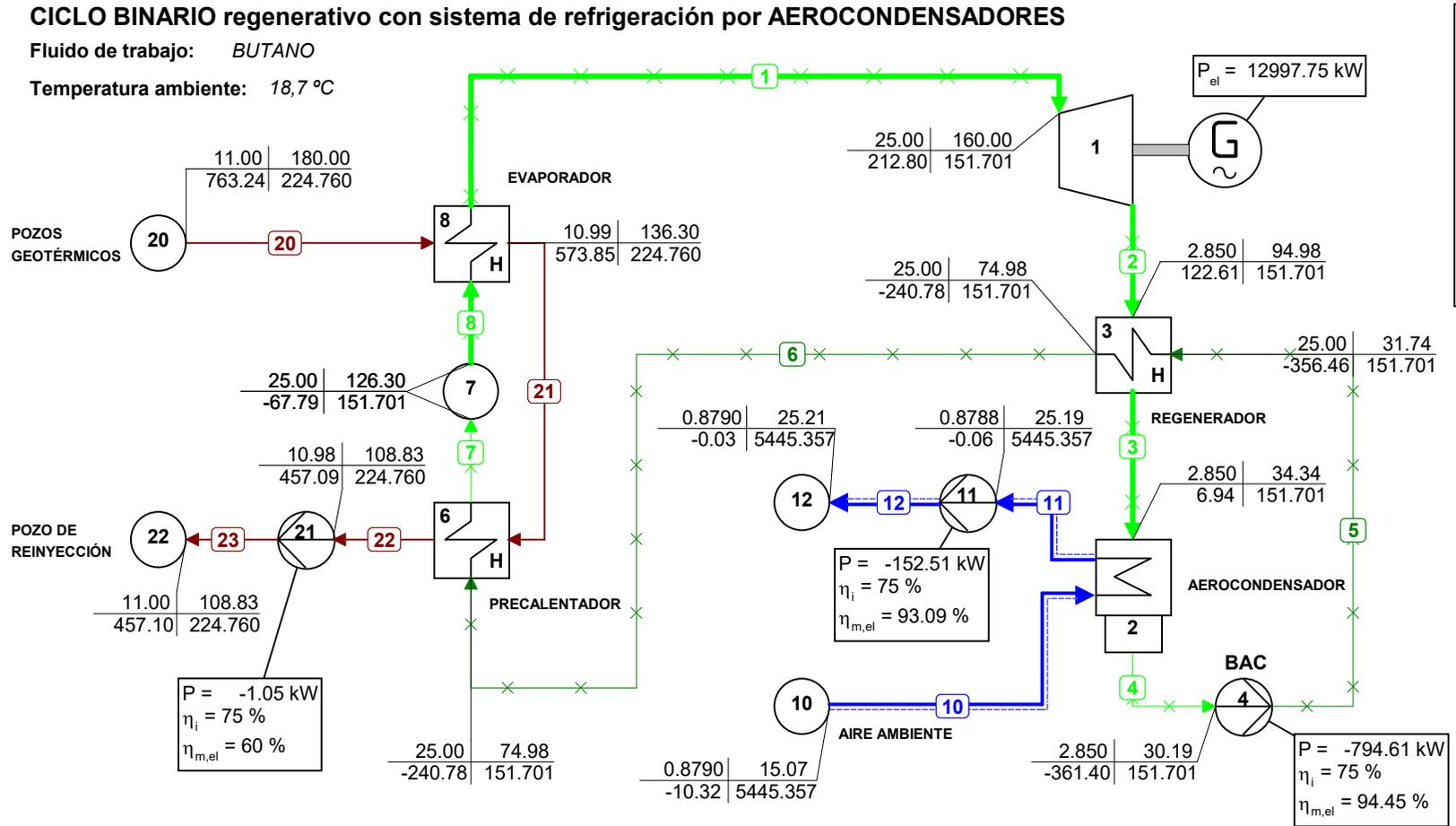


p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

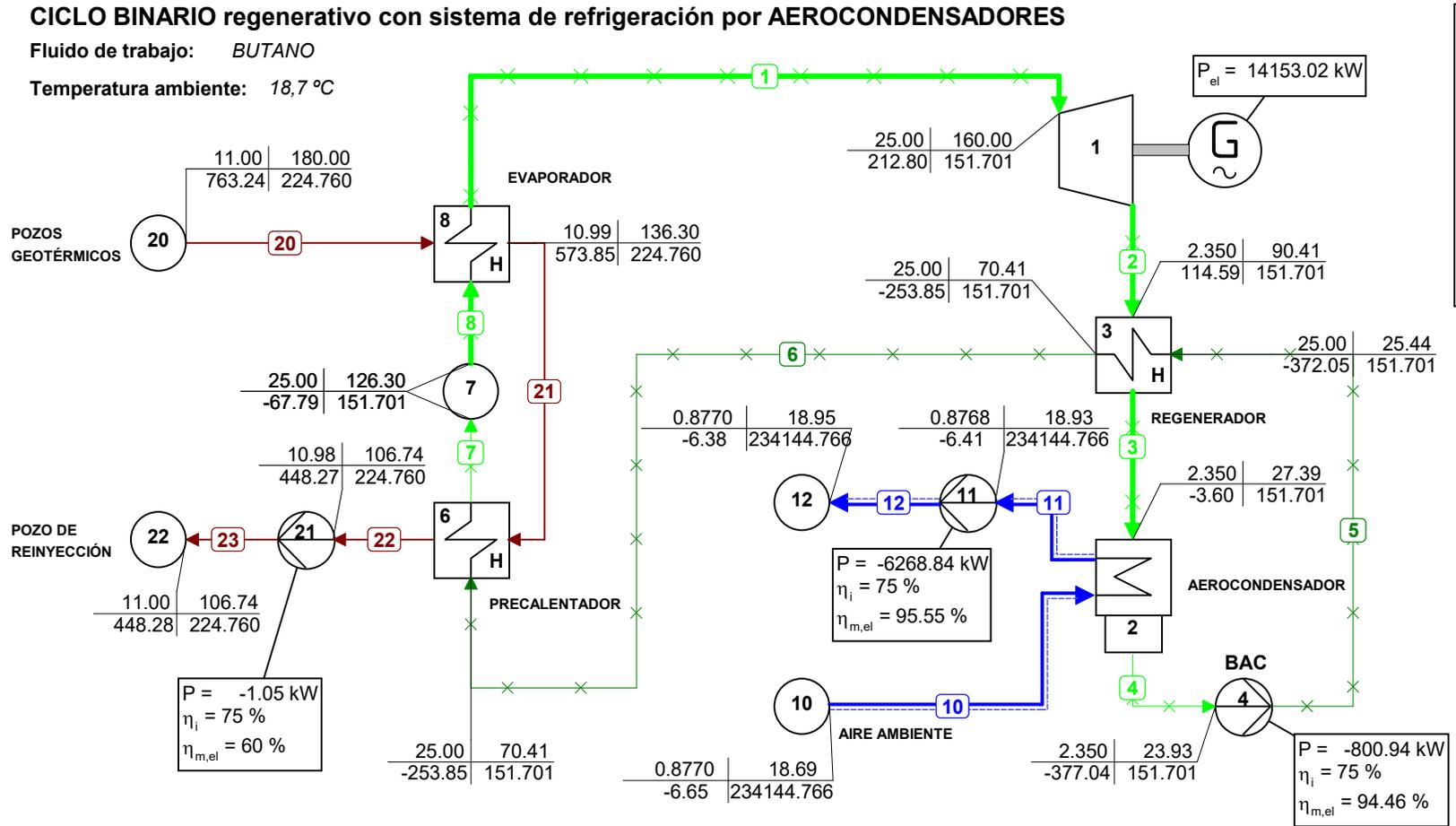
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



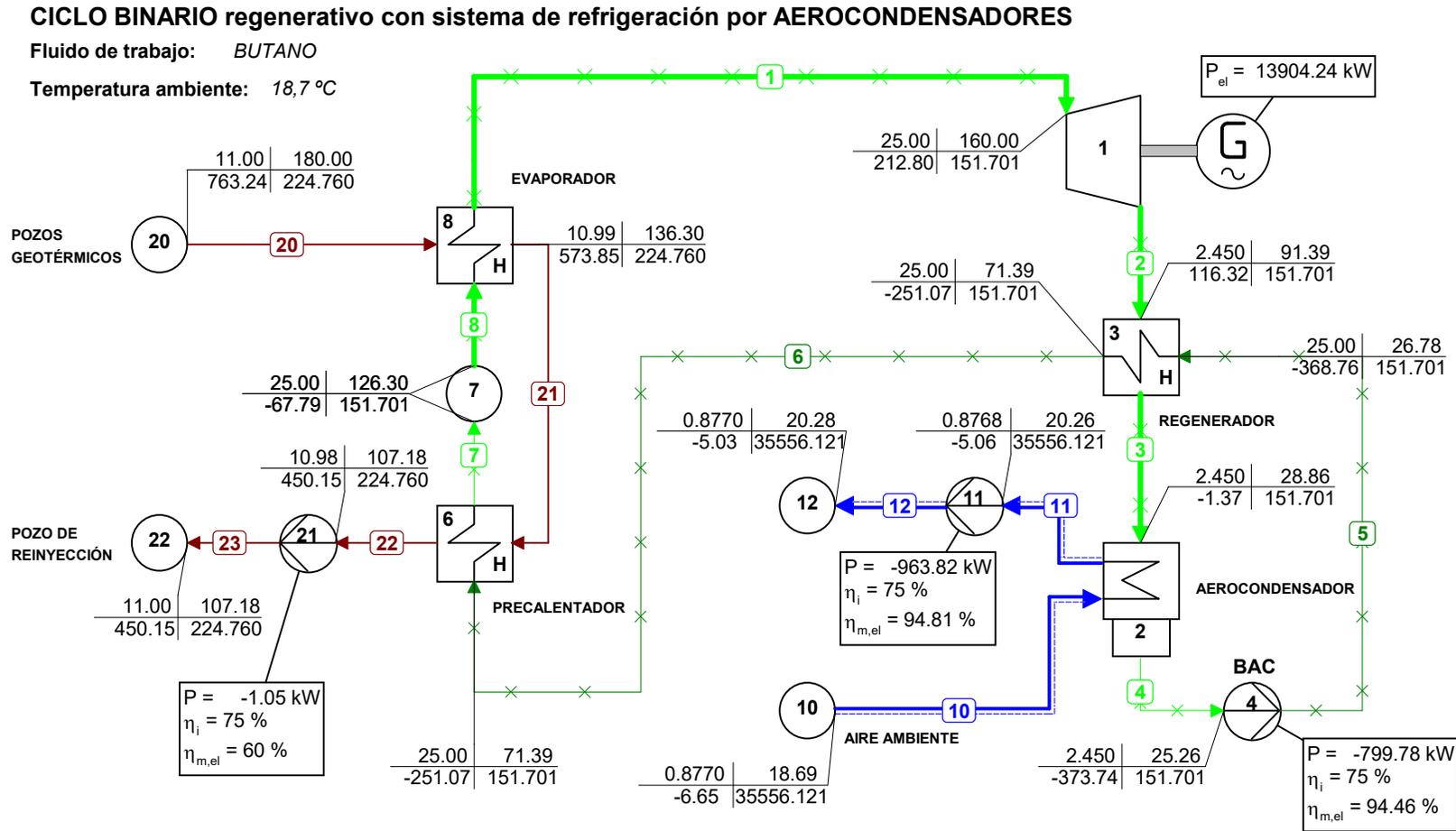
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



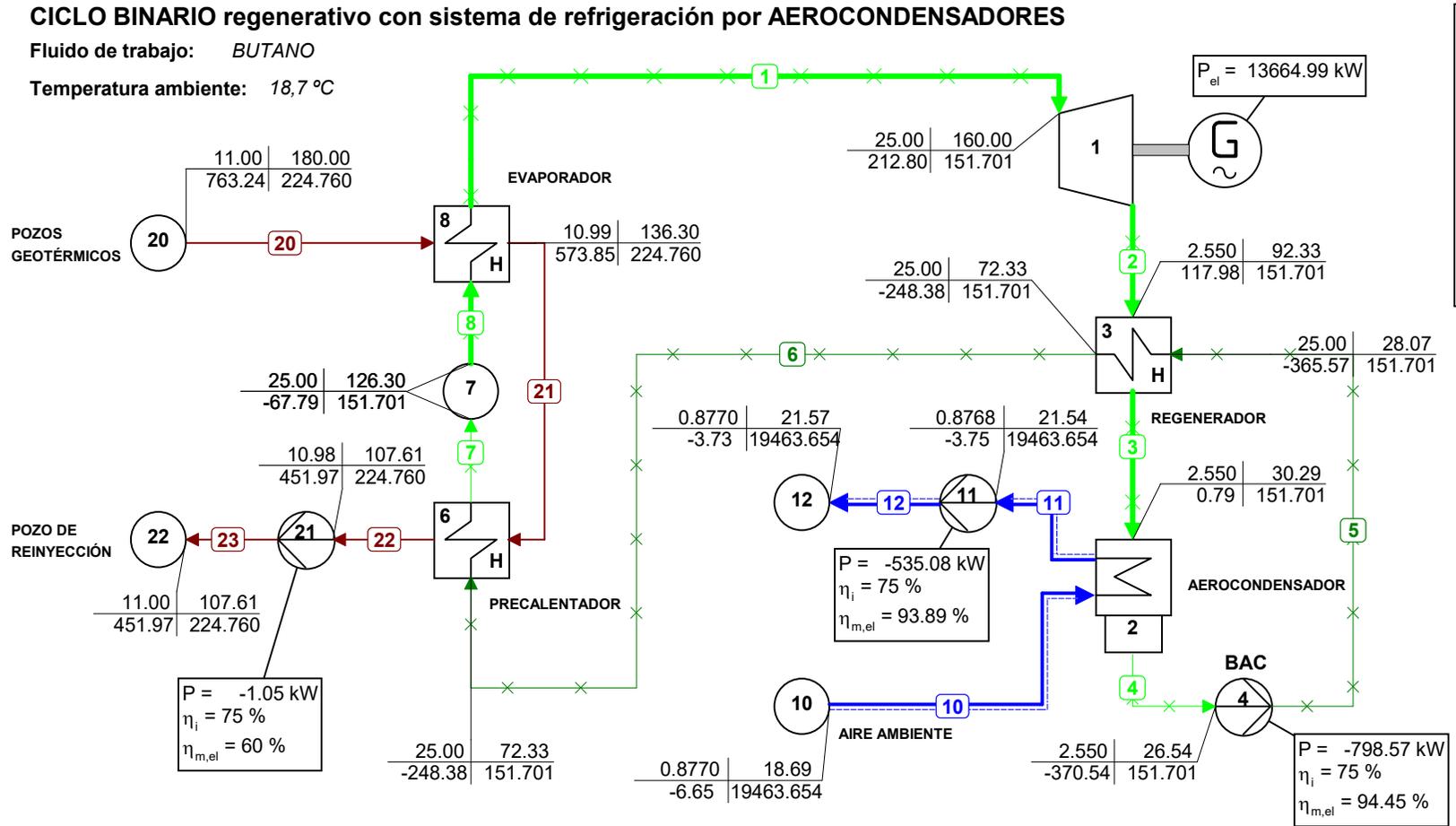
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



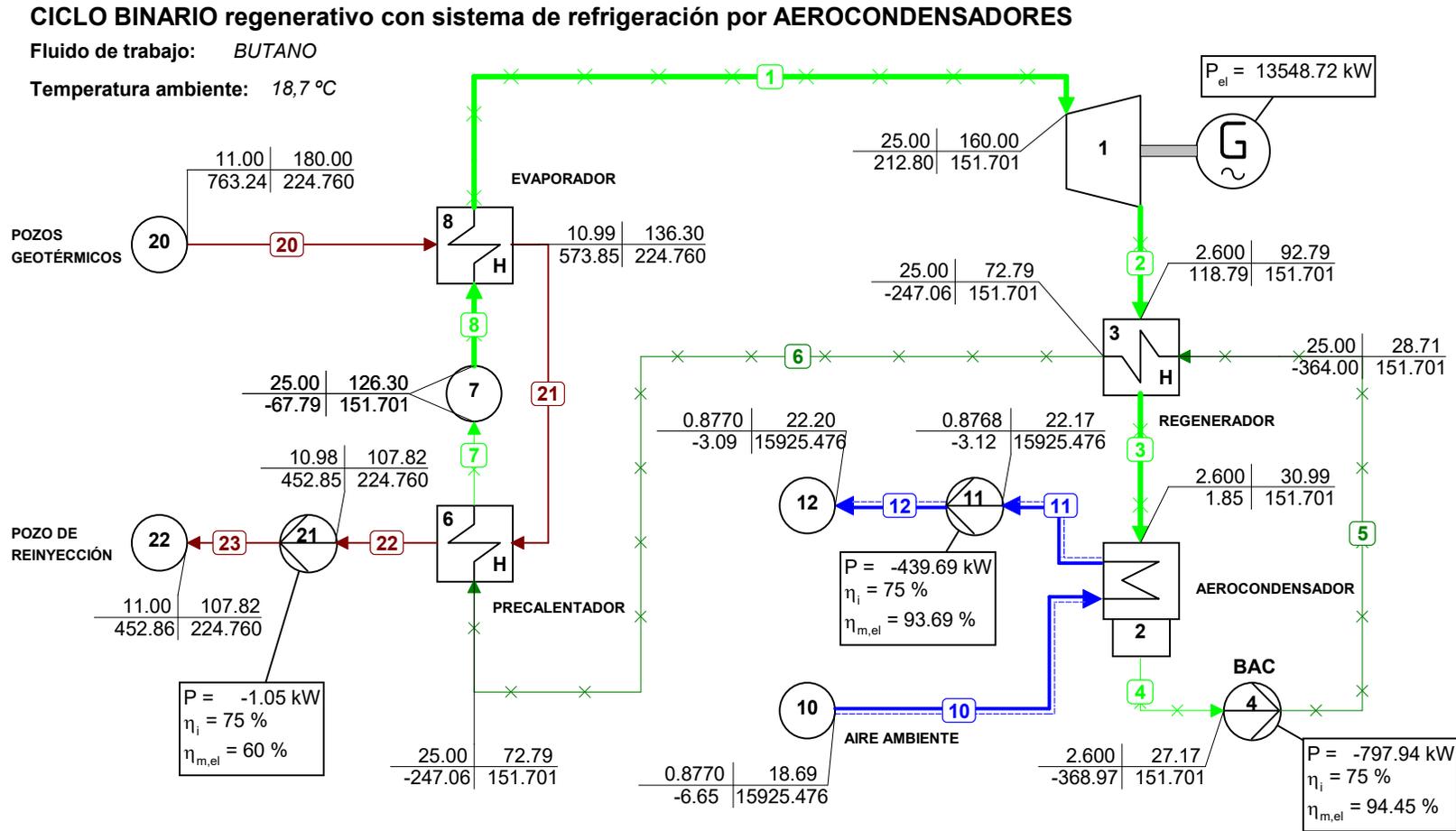
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



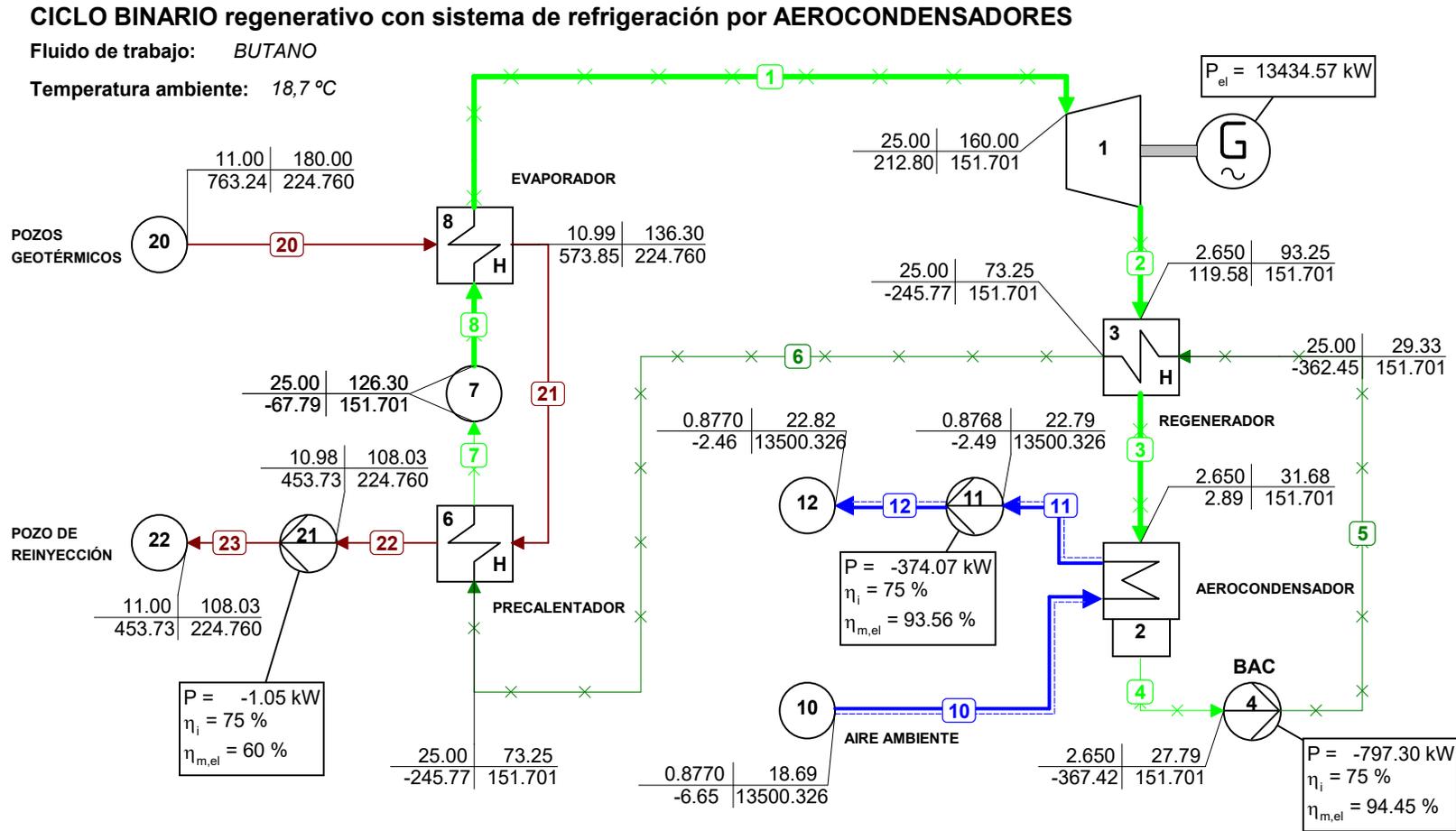
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



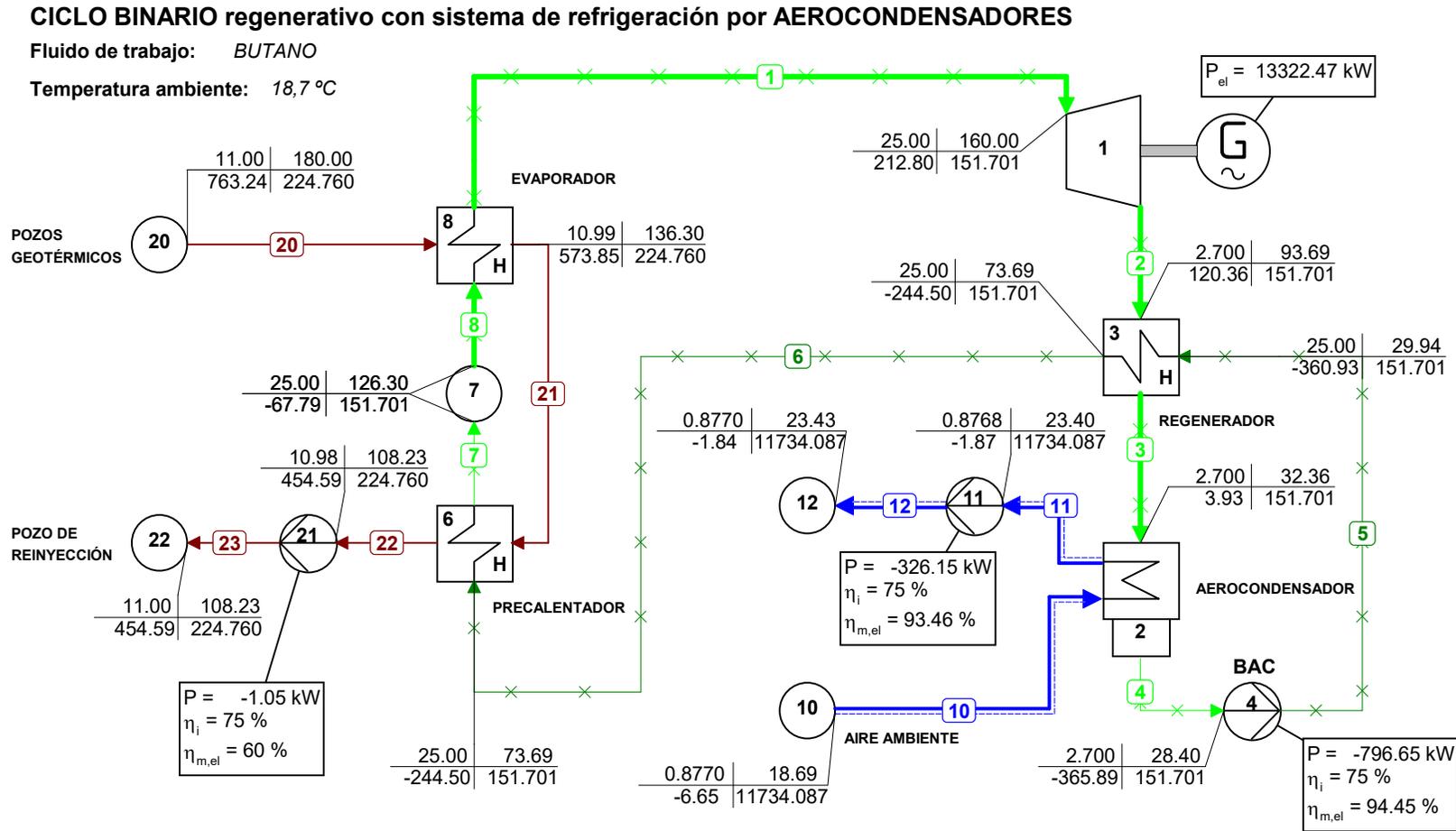
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



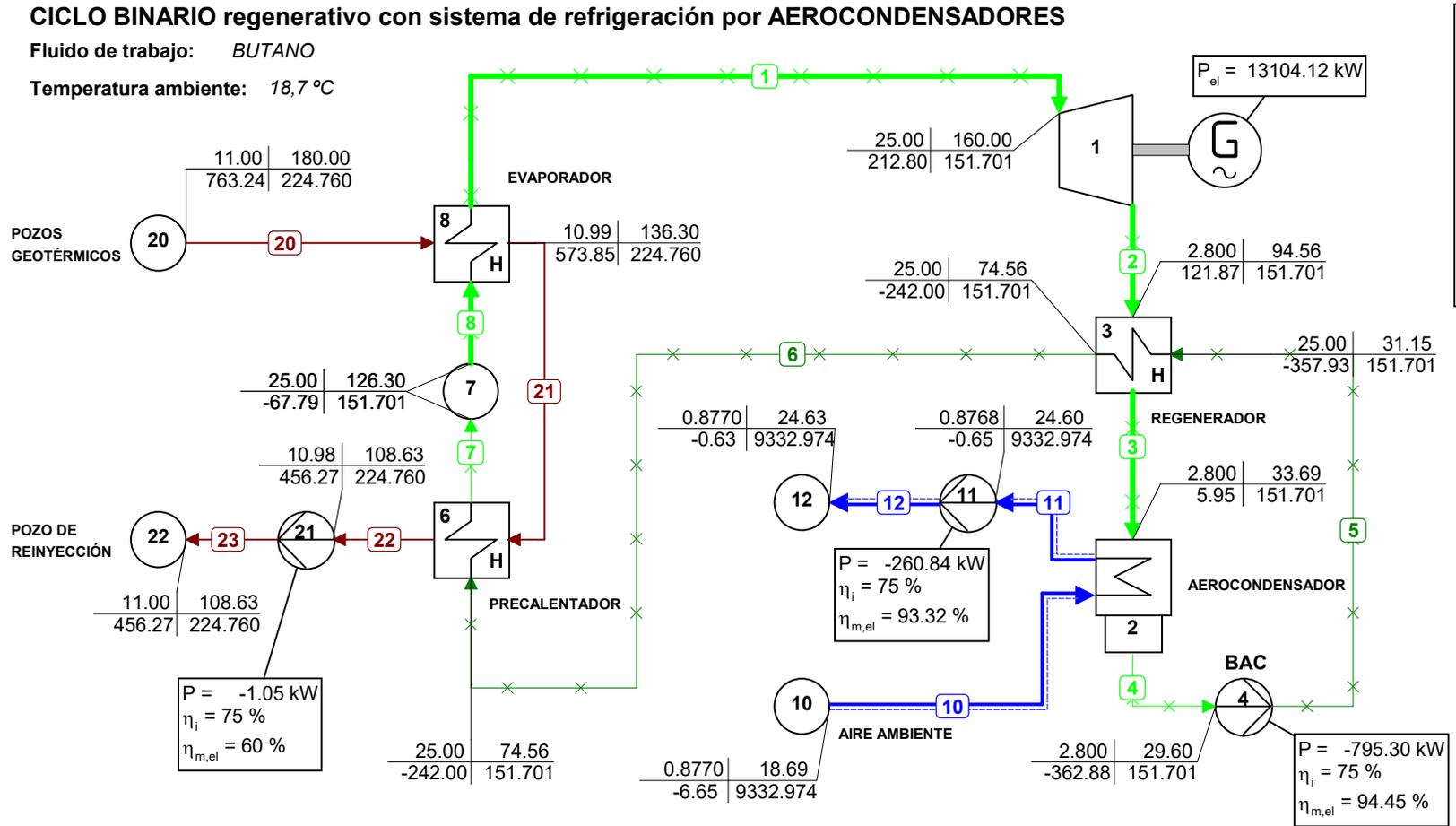
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



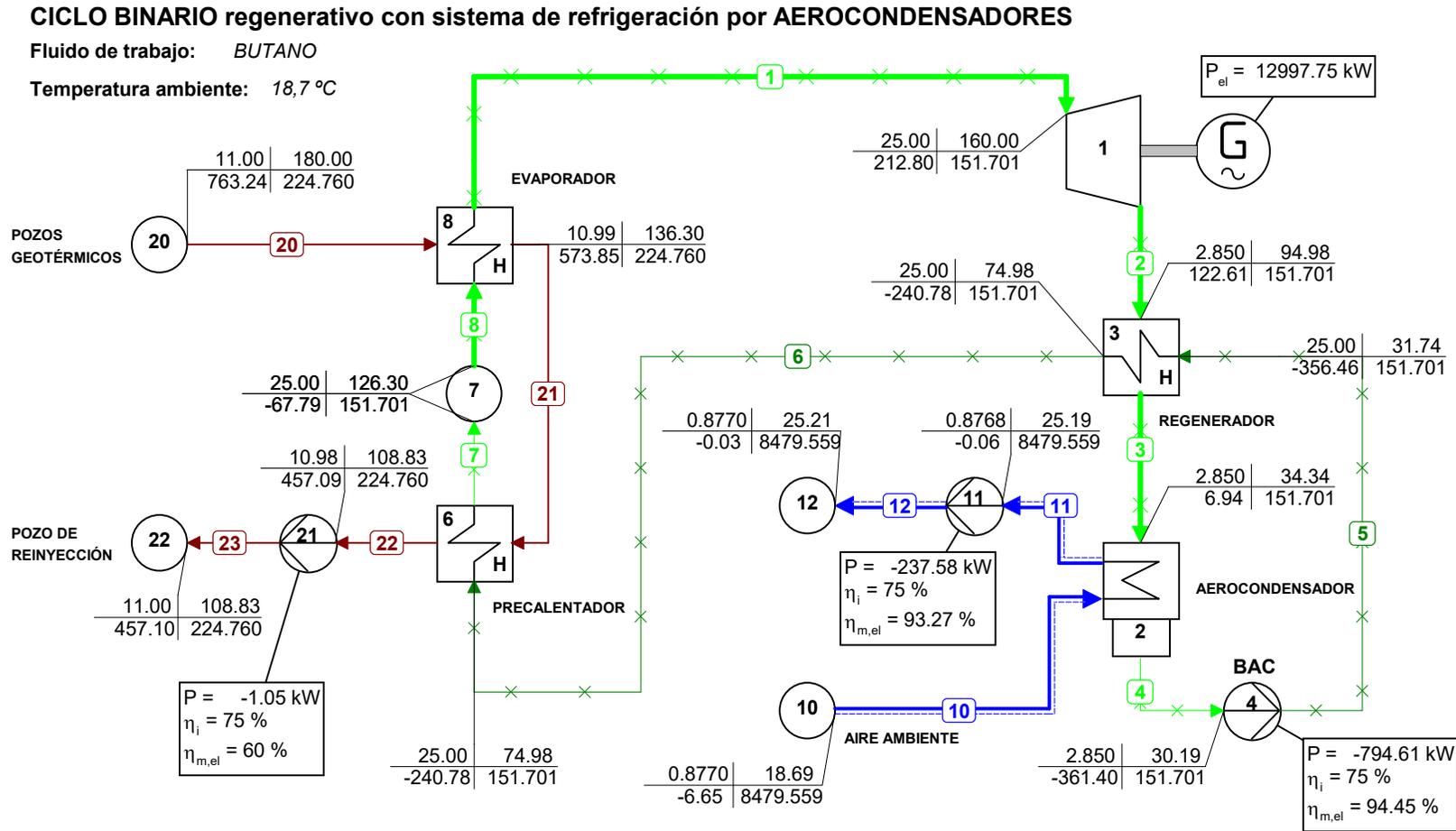
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



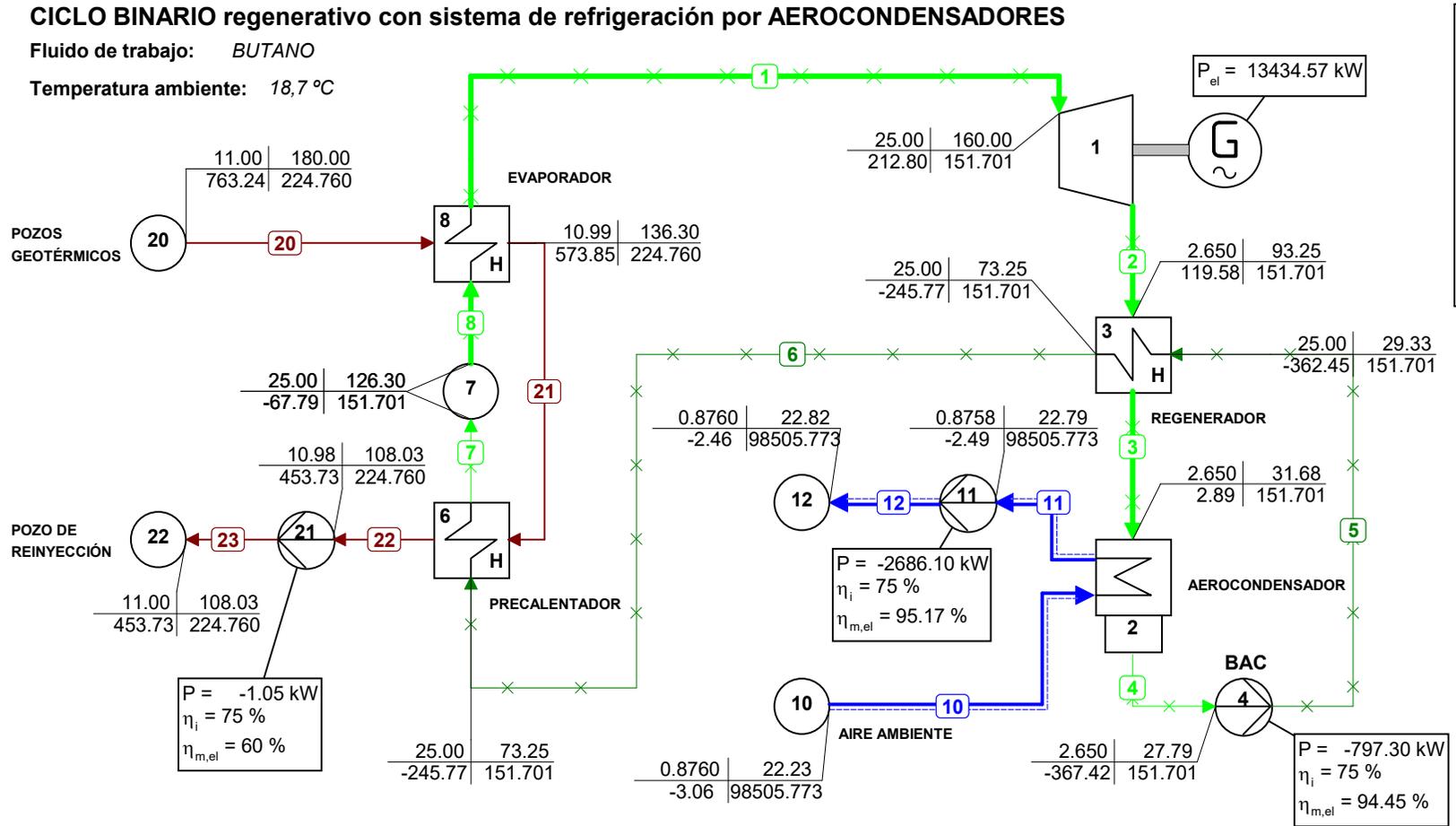
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
P <sub>el</sub> = Electrical Power [kW]	



p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



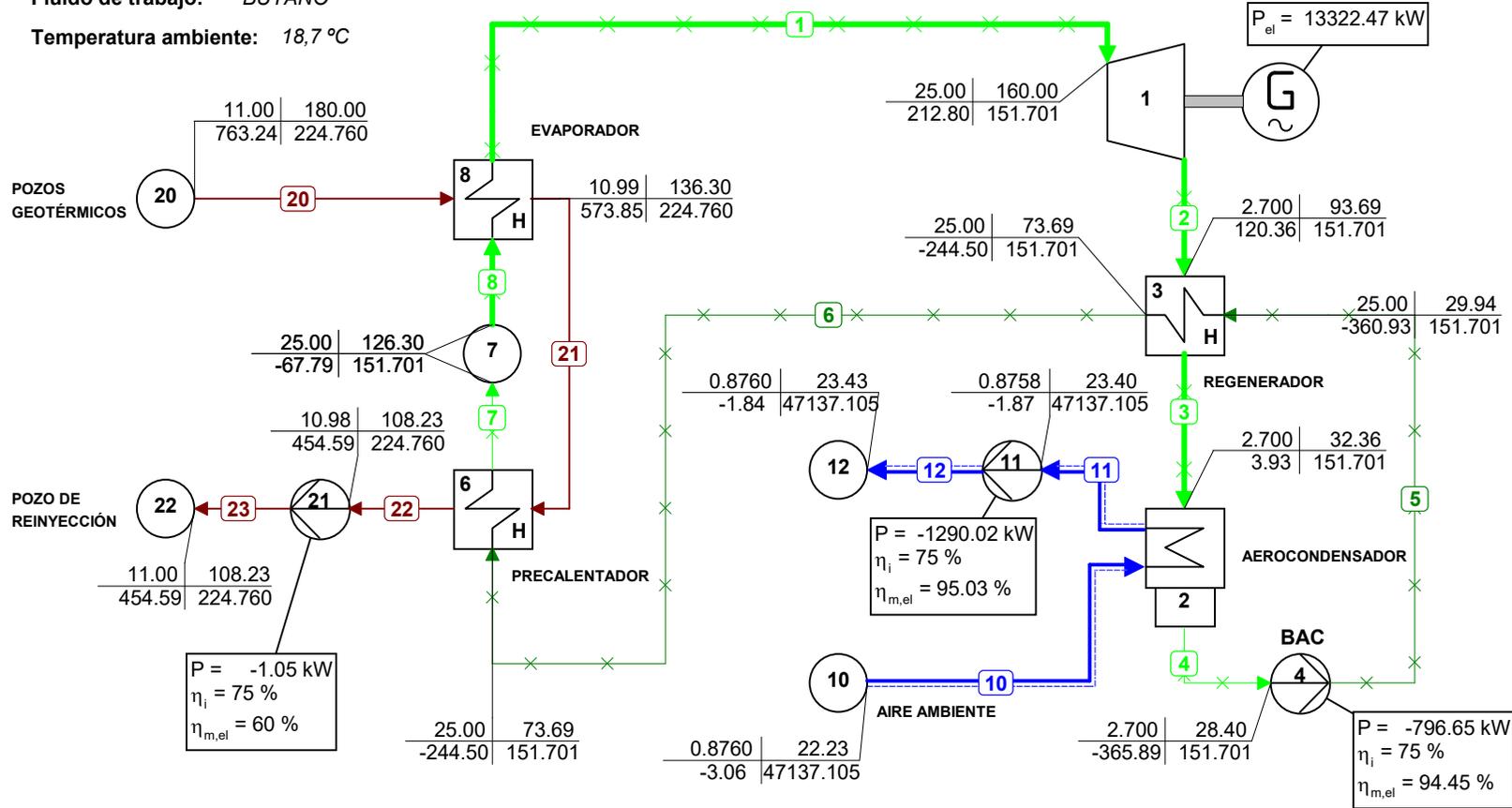
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

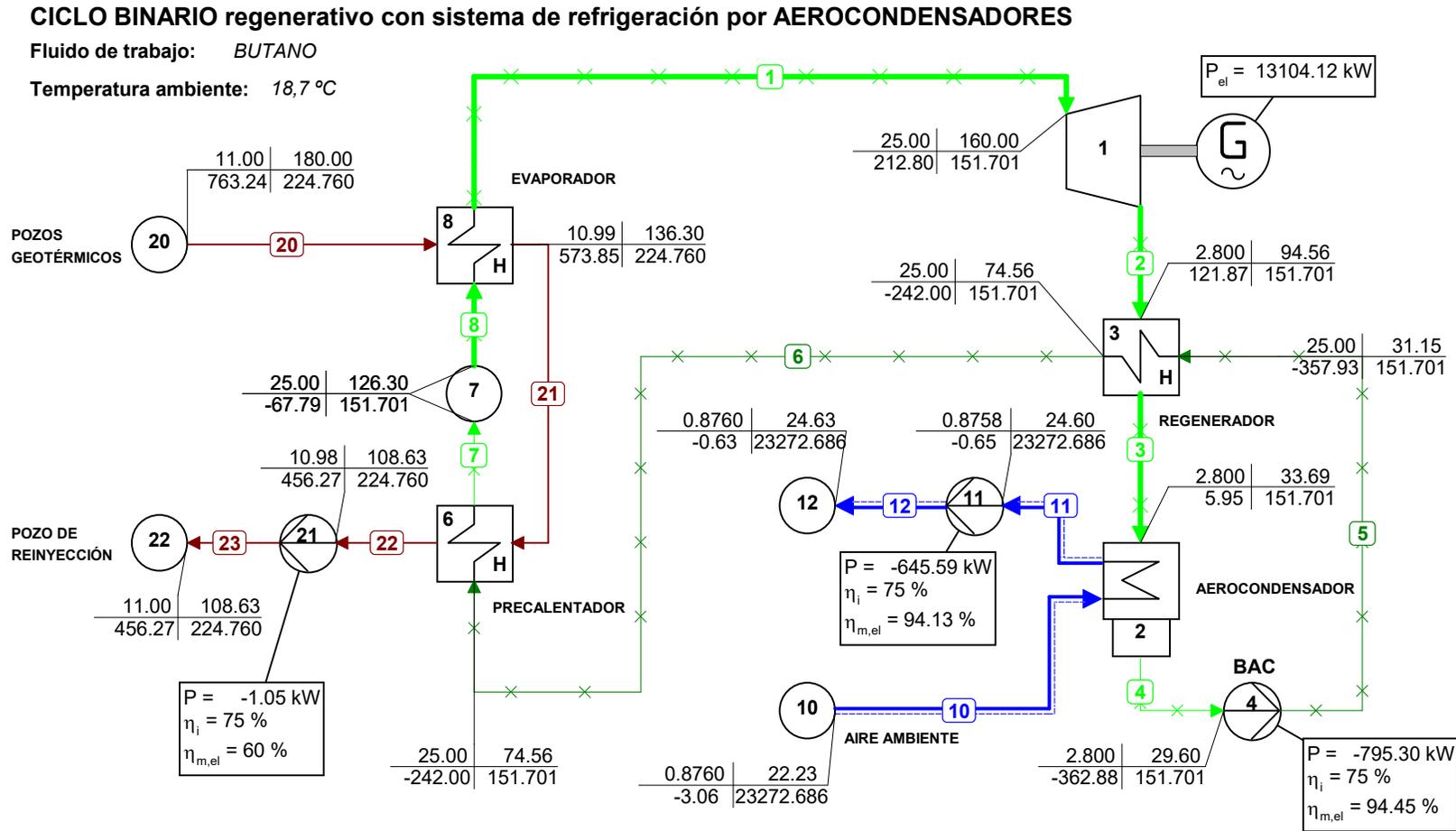
Fluido de trabajo: BUTANO

Temperatura ambiente: 18,7 °C

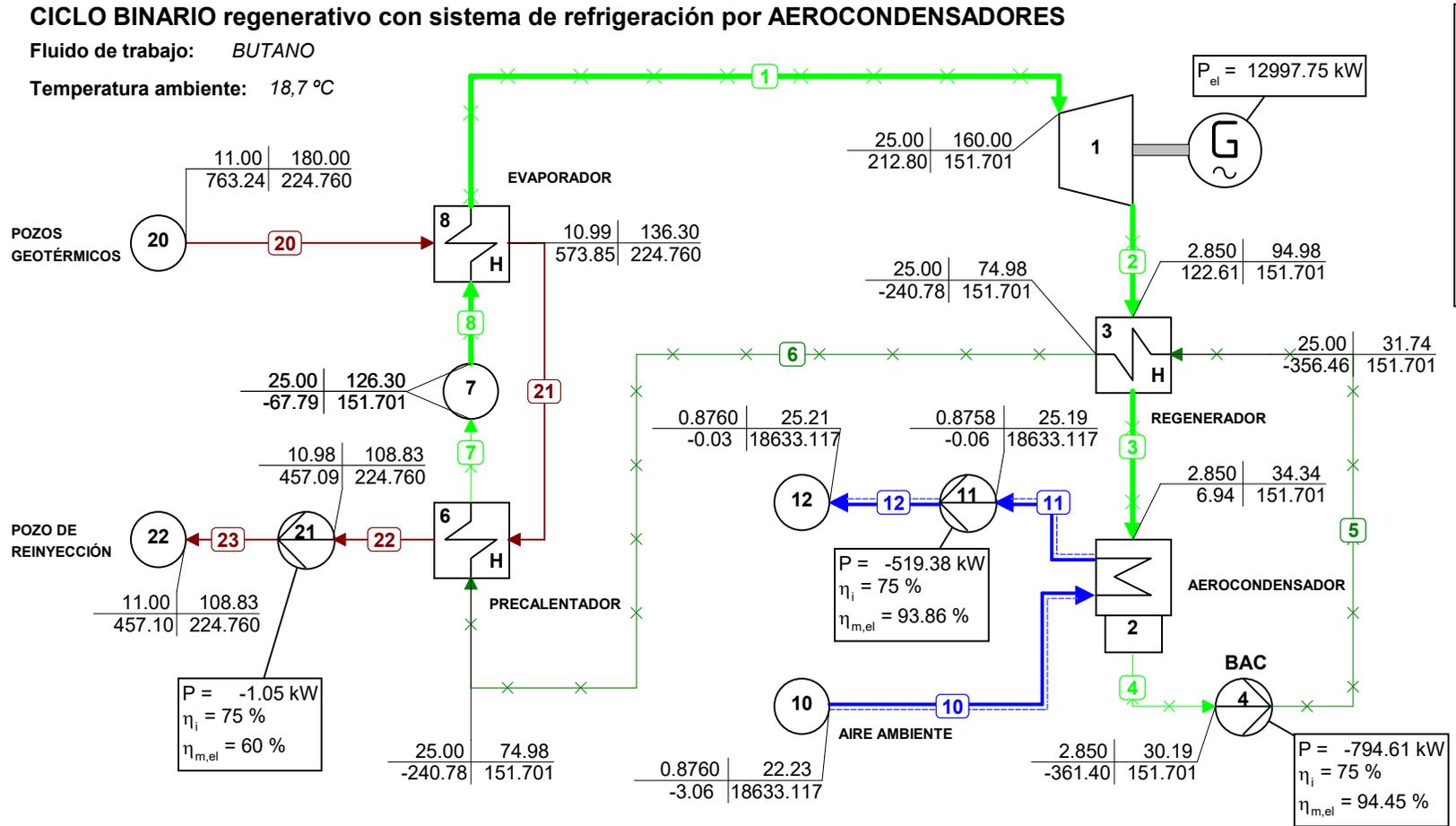


p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
P <sub>el</sub> = Electrical Power [kW]	



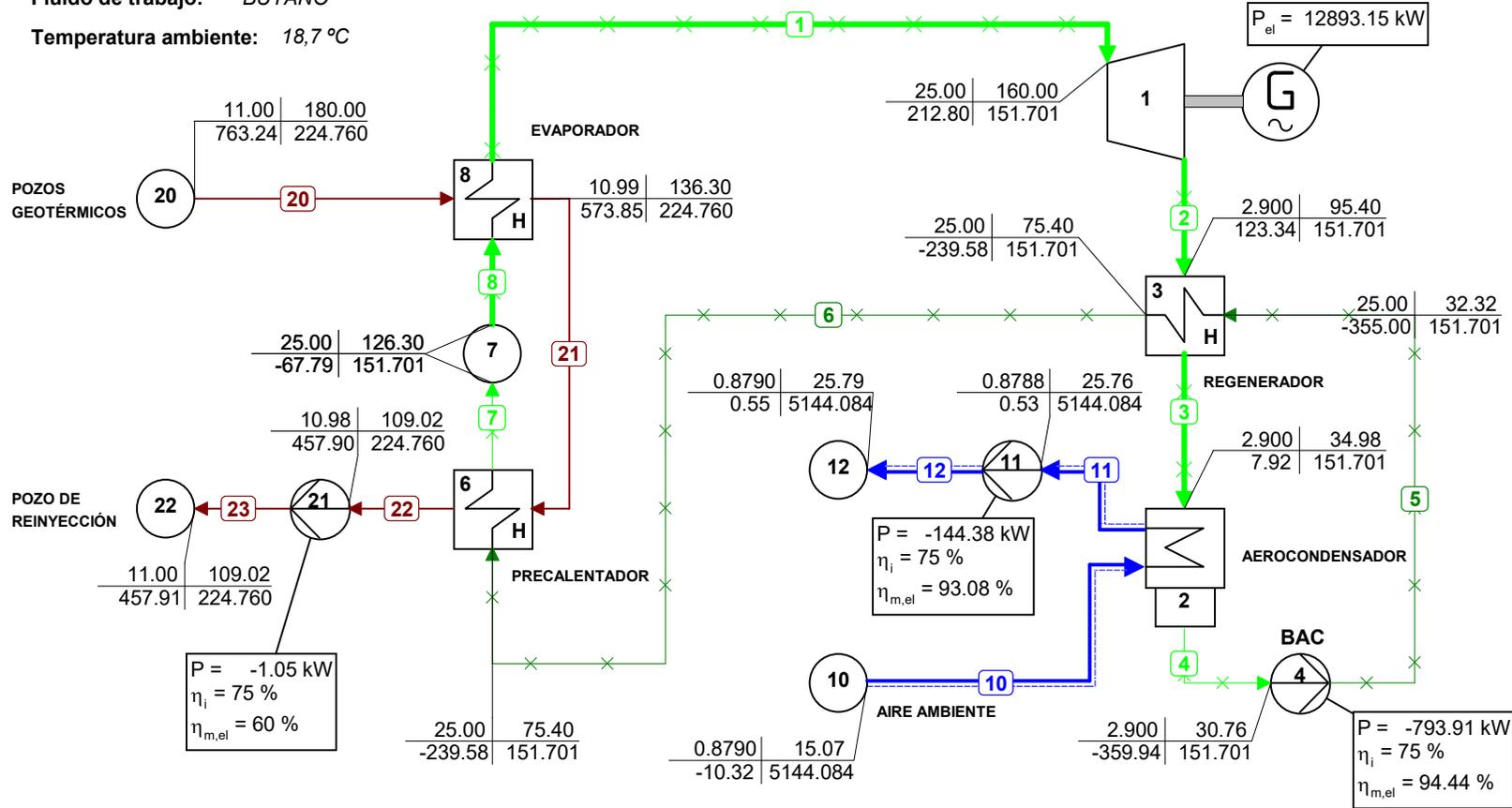
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

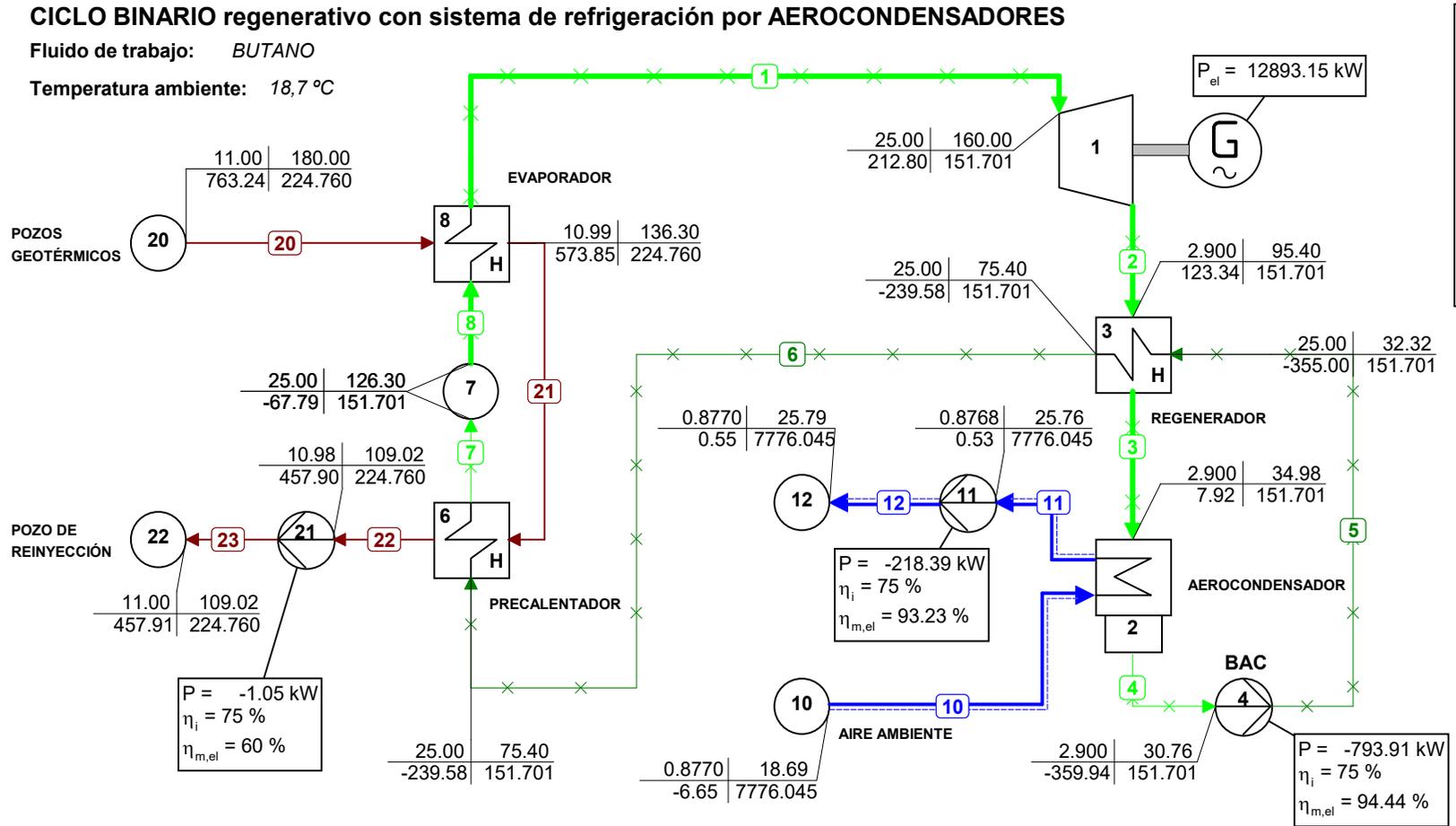
Fluido de trabajo: *BUTANO*

Temperatura ambiente: 18,7 °C



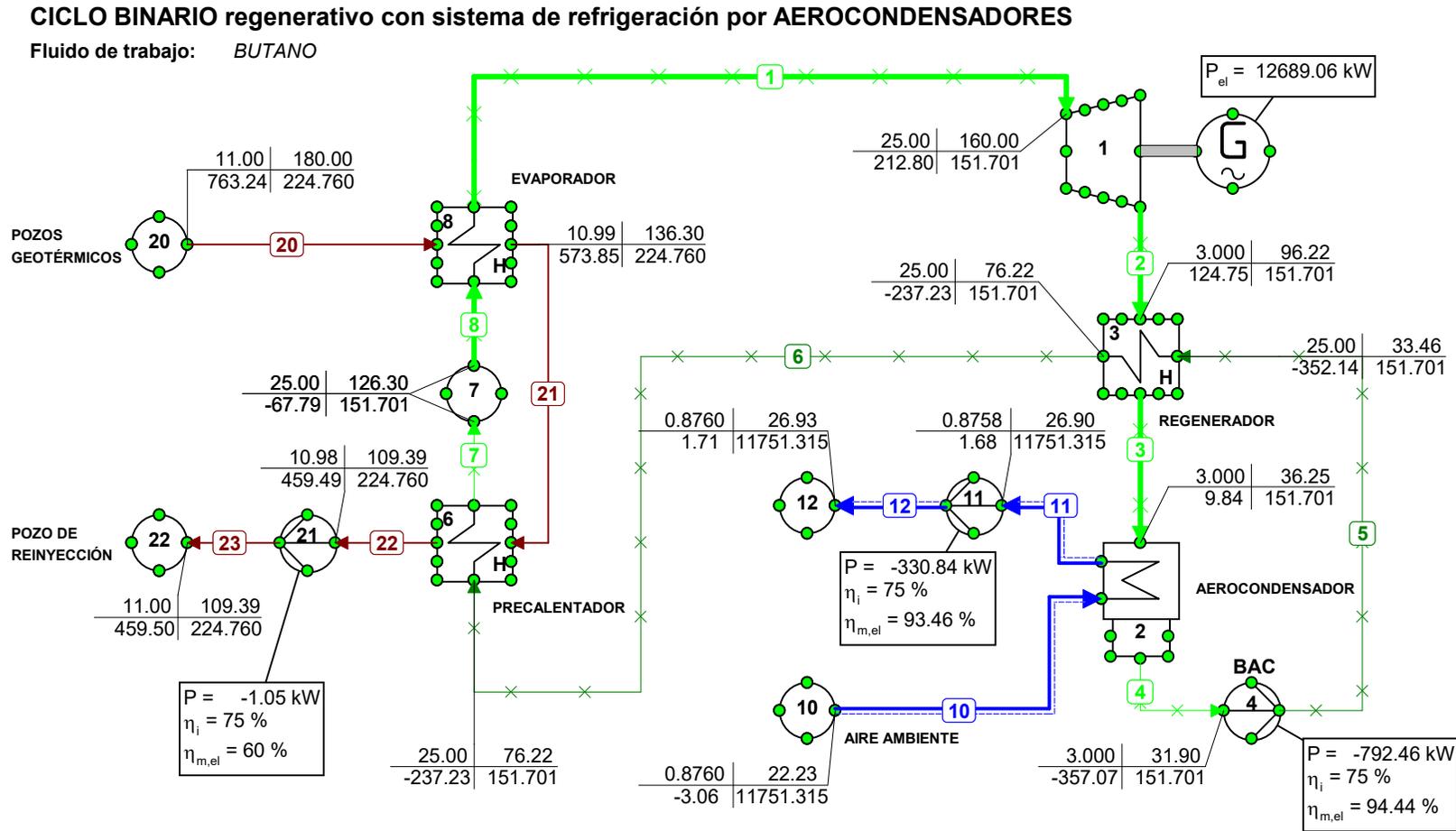
p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



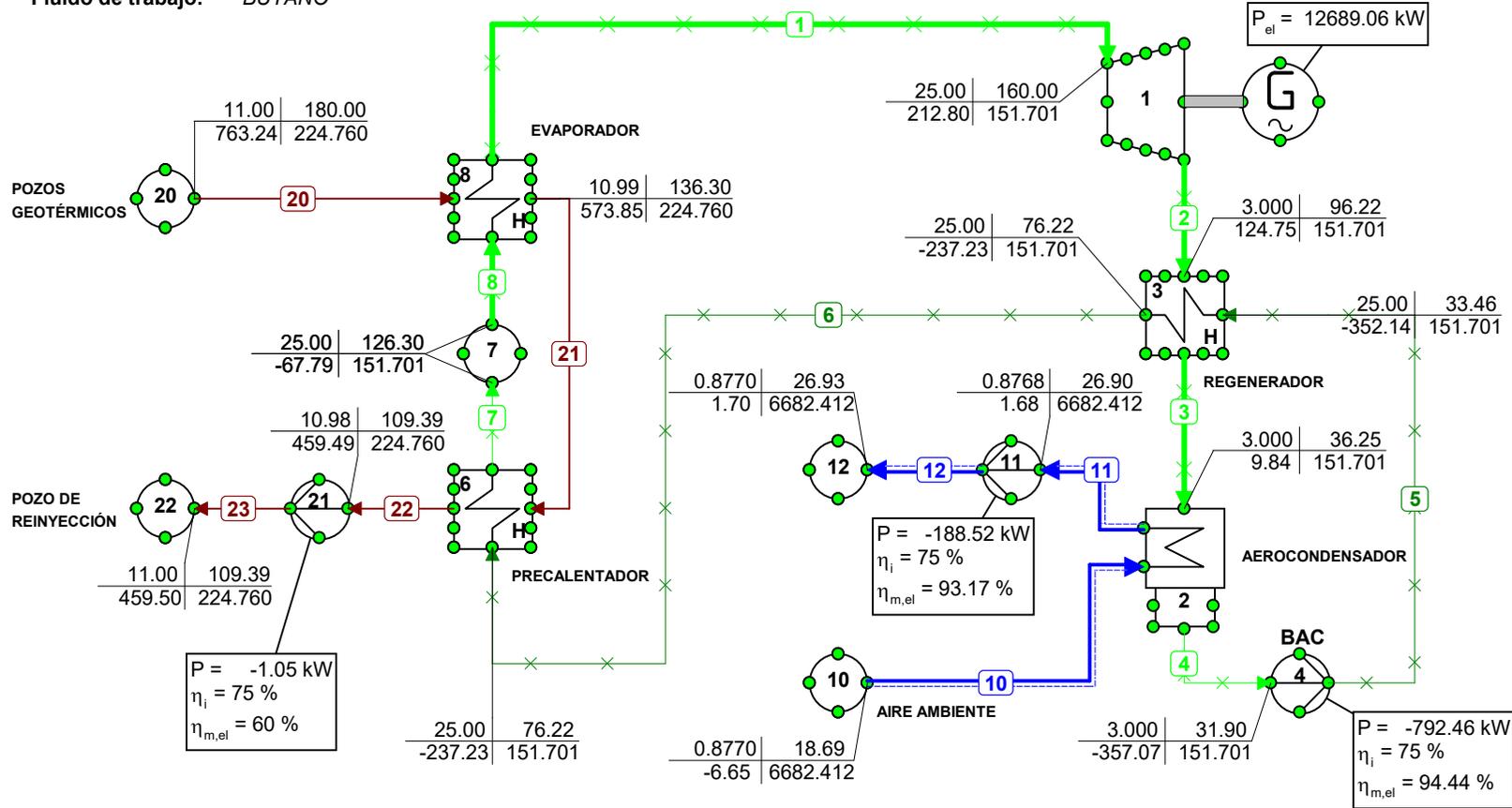


p	T
h	$\phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

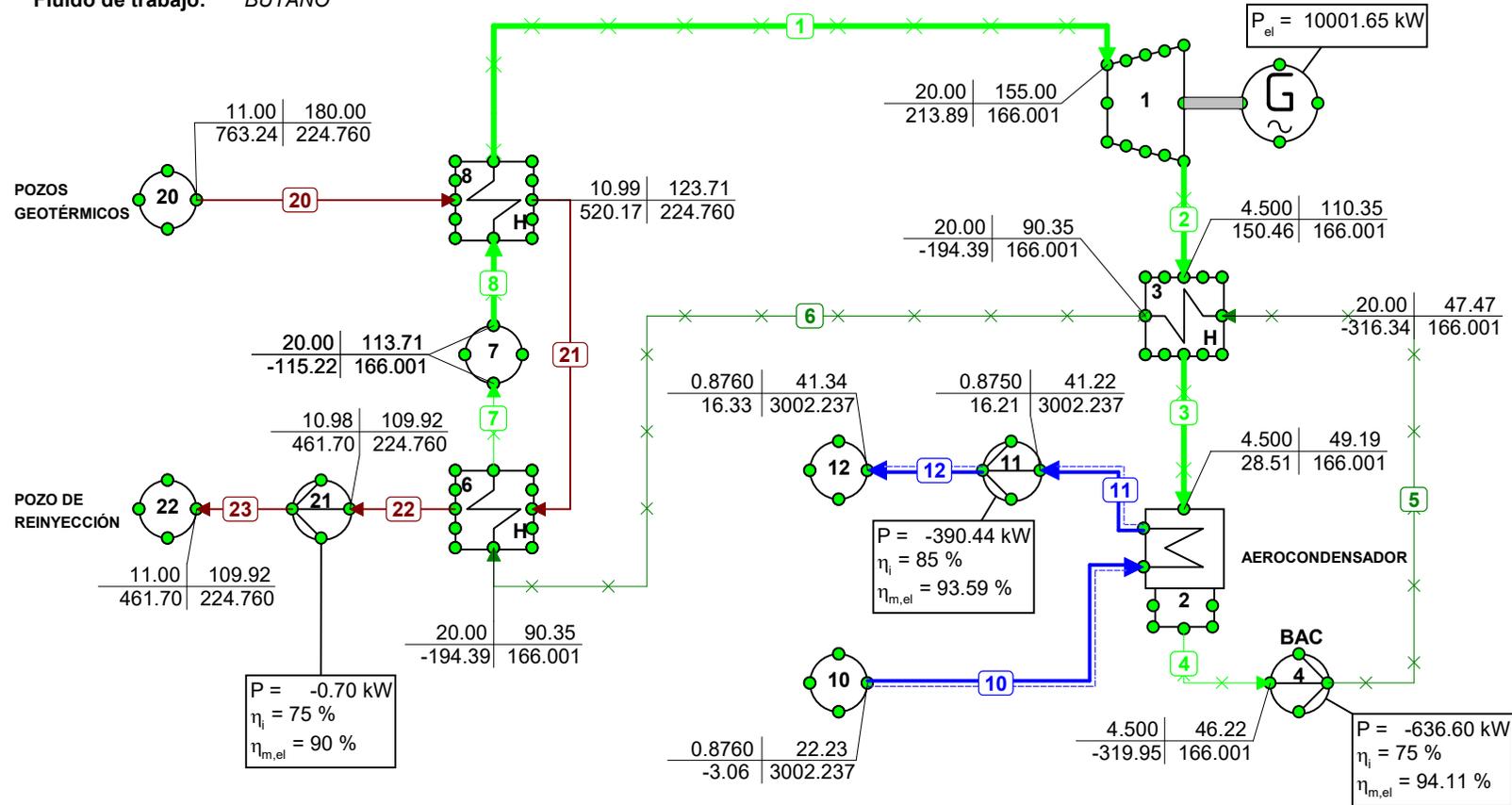
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

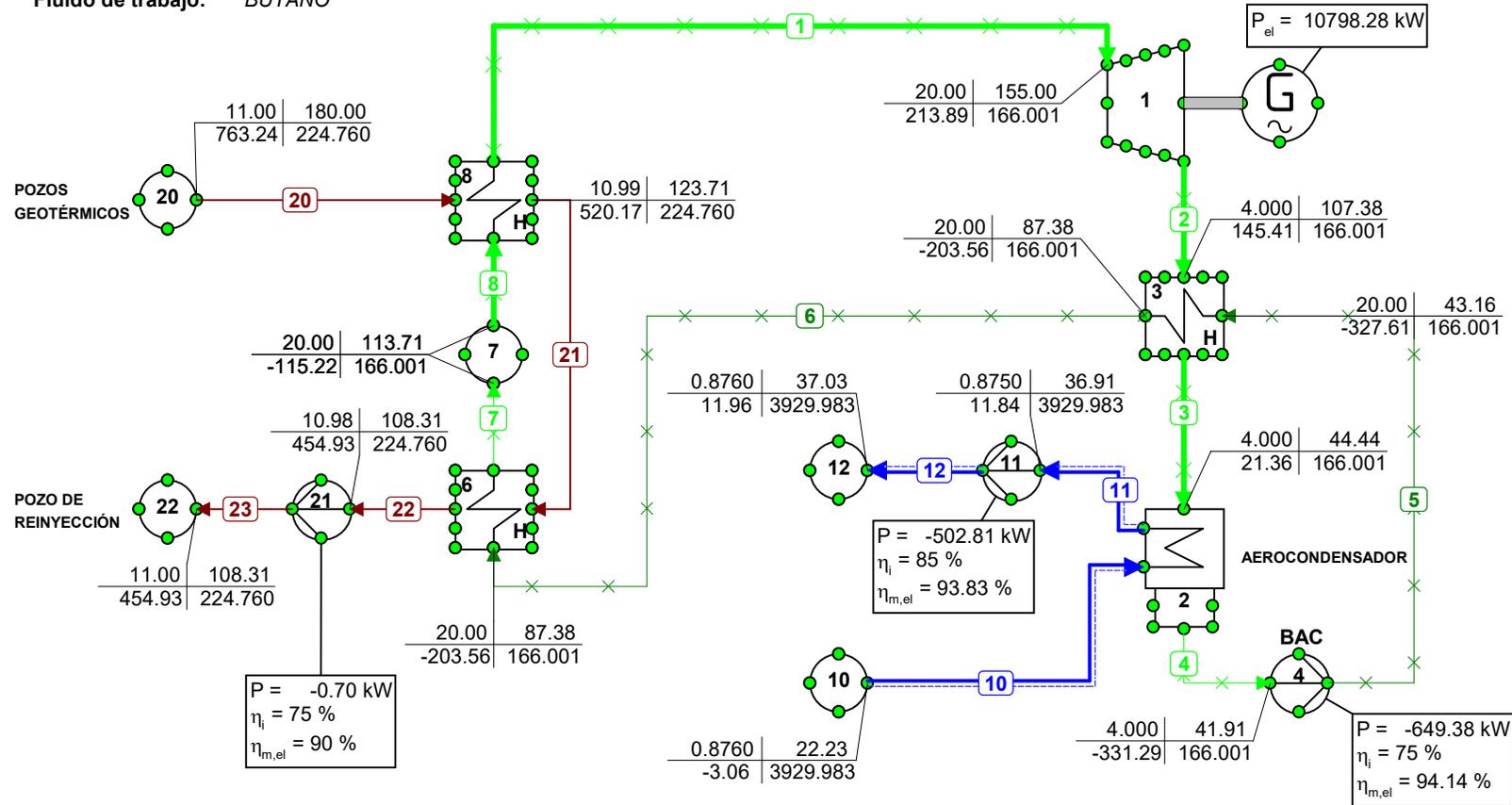
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

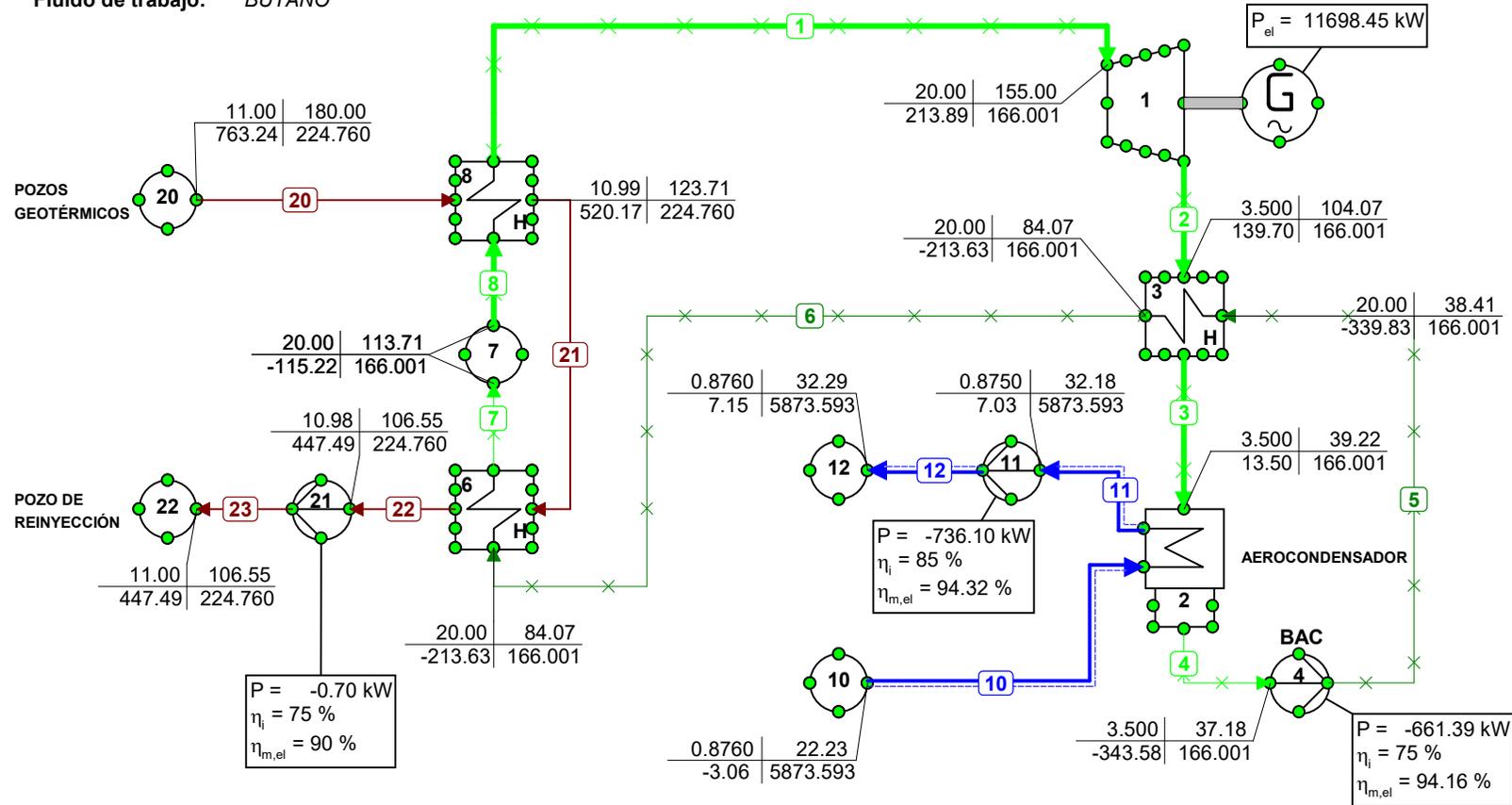
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

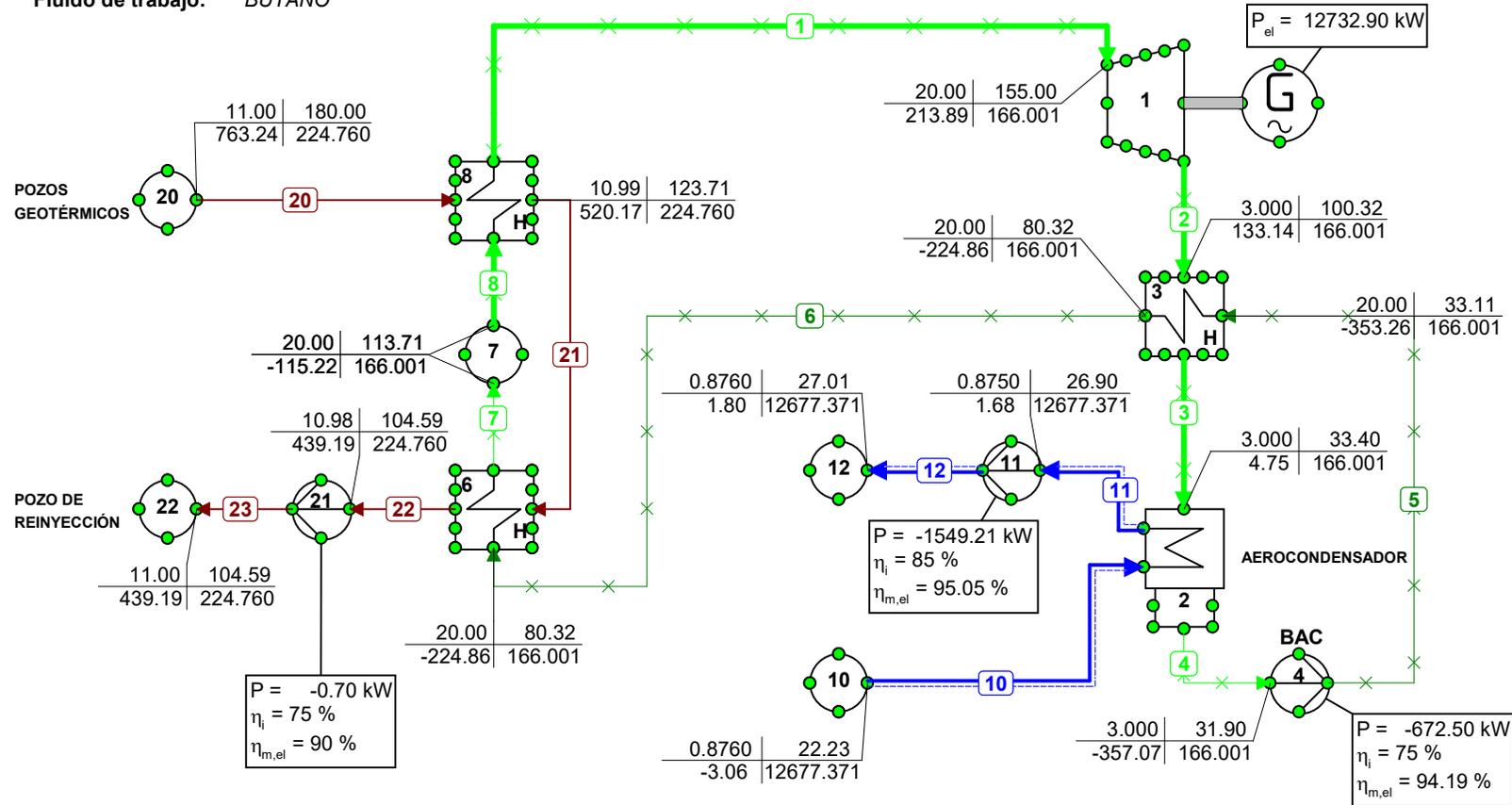
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

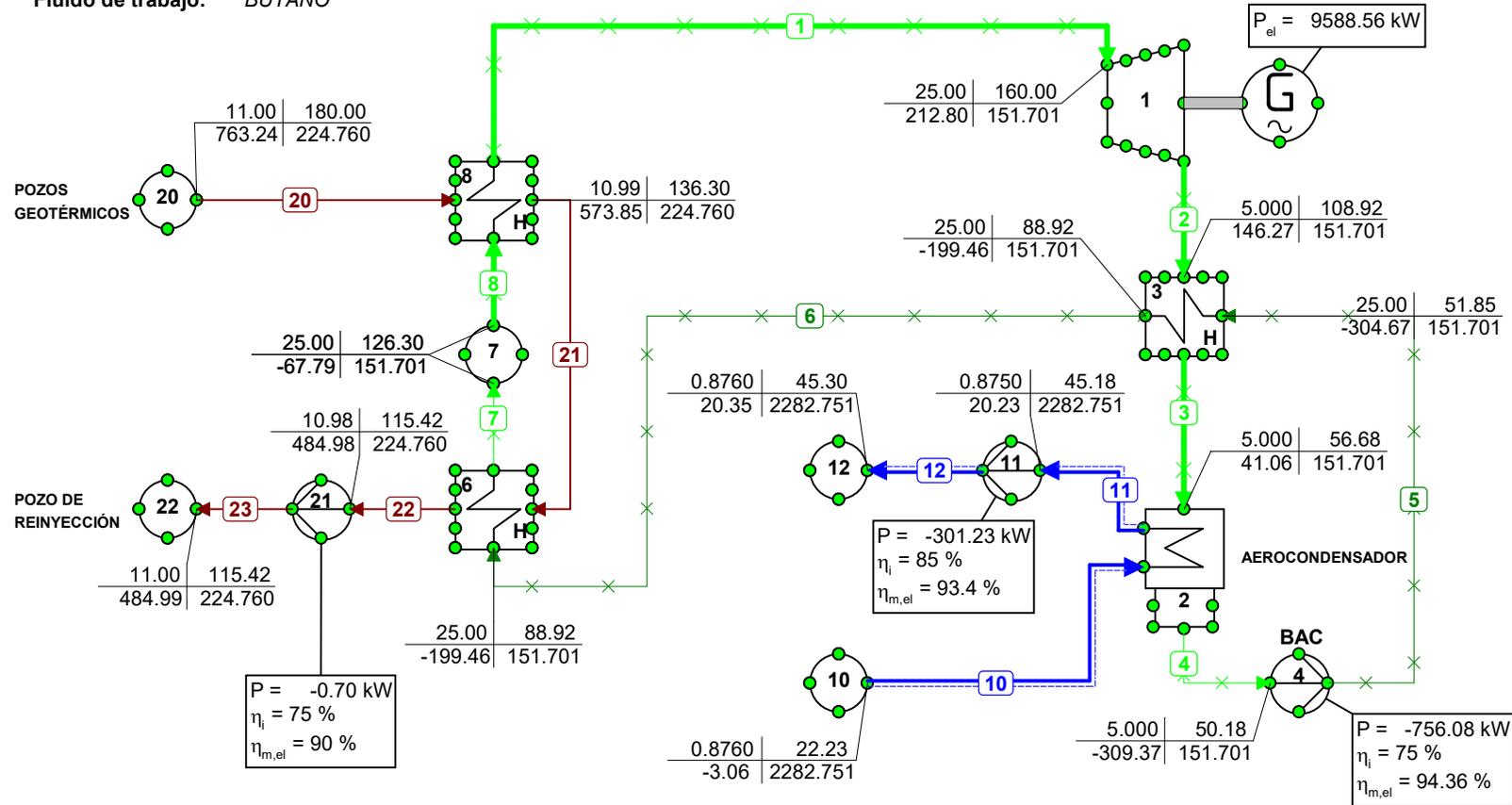
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

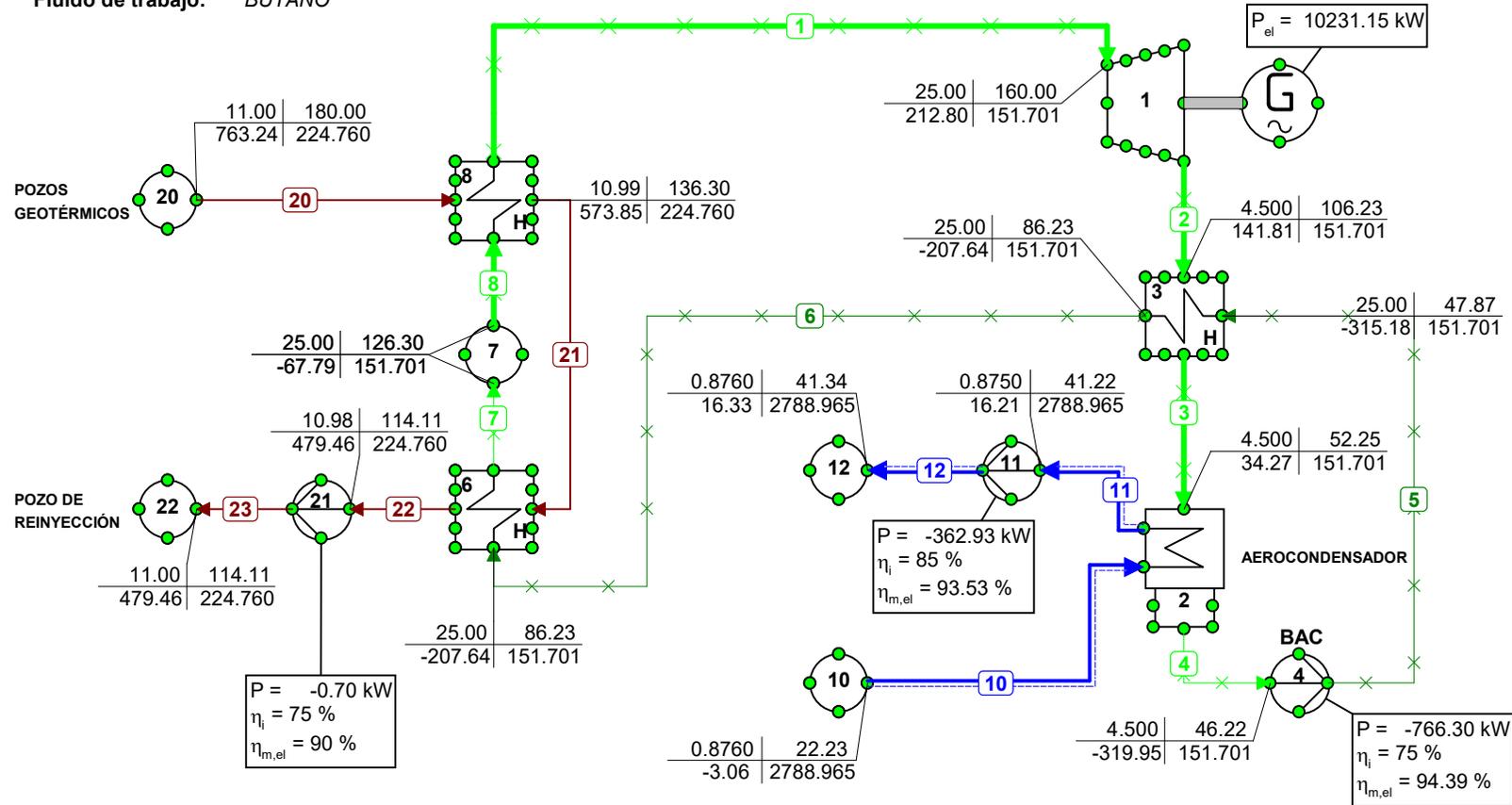
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

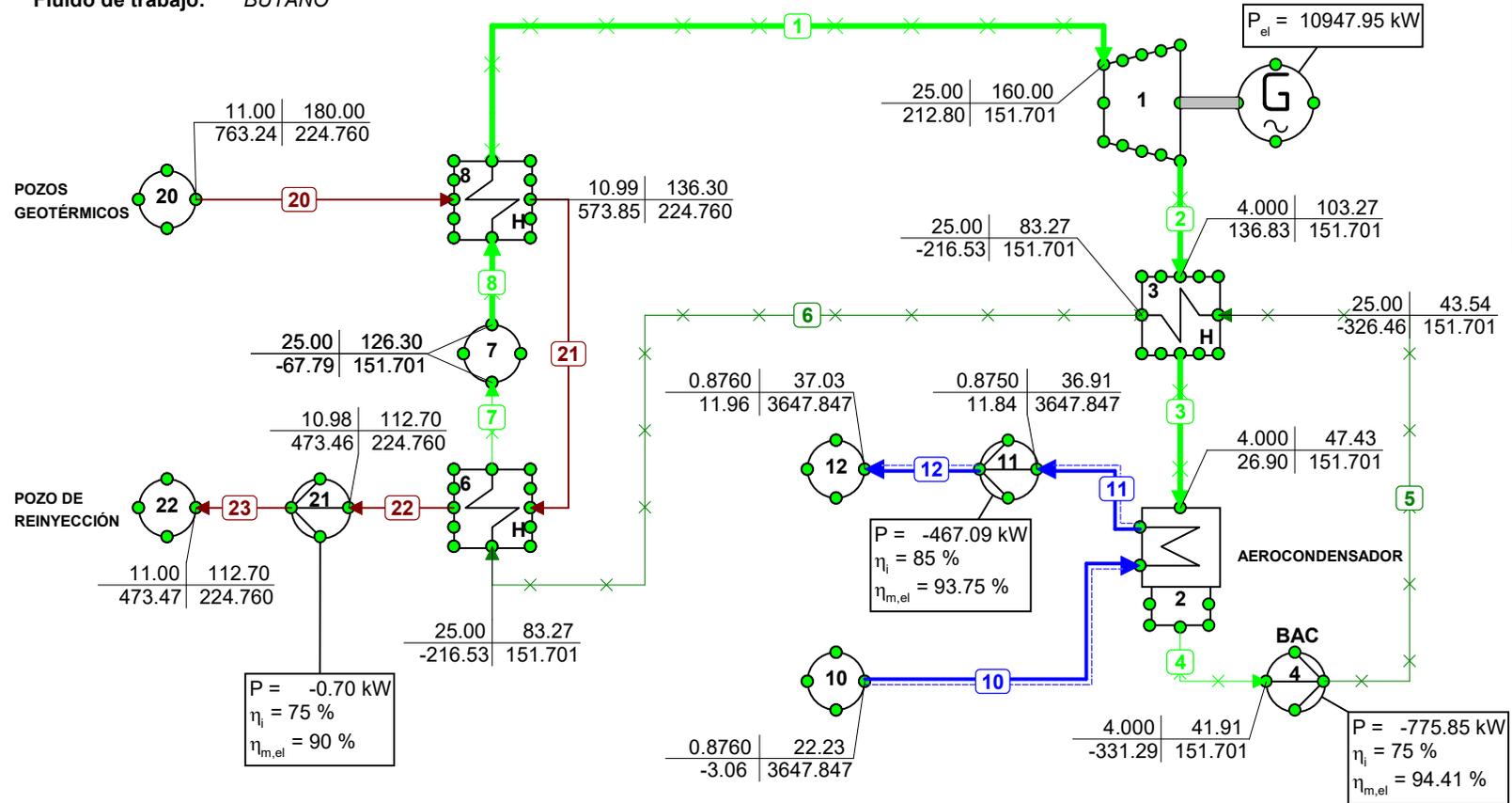
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

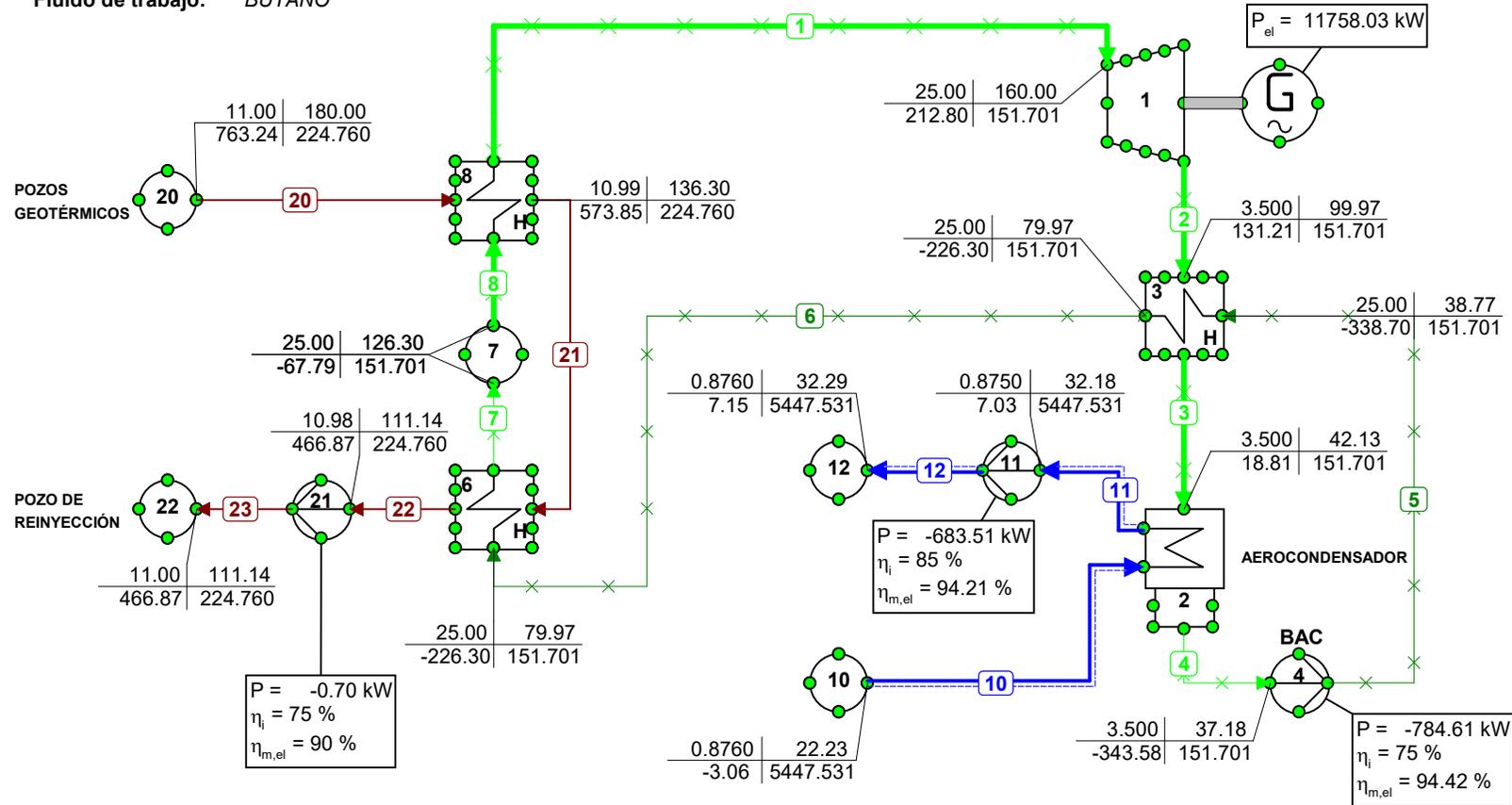
### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

Fluido de trabajo: BUTANO



### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

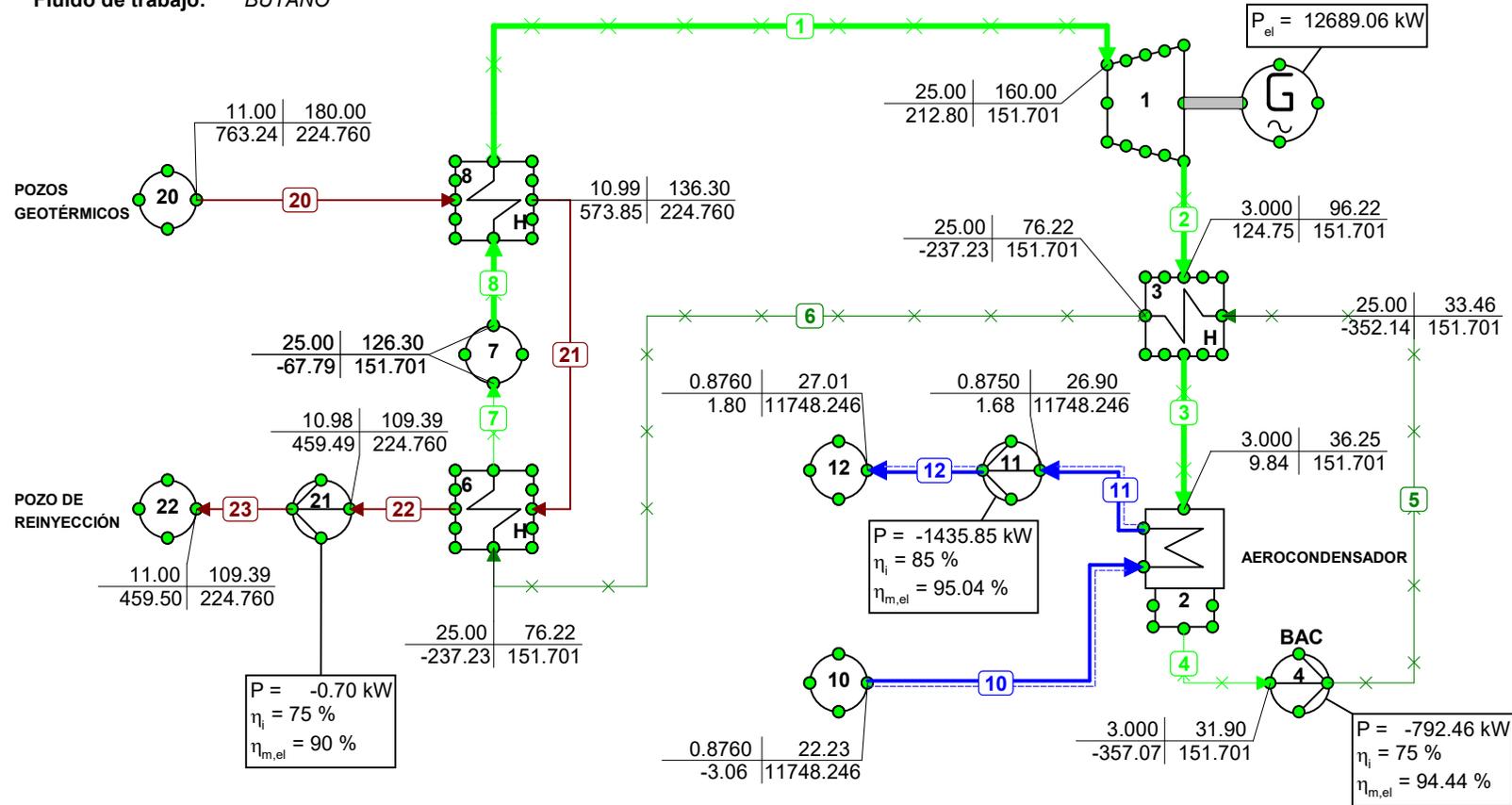
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

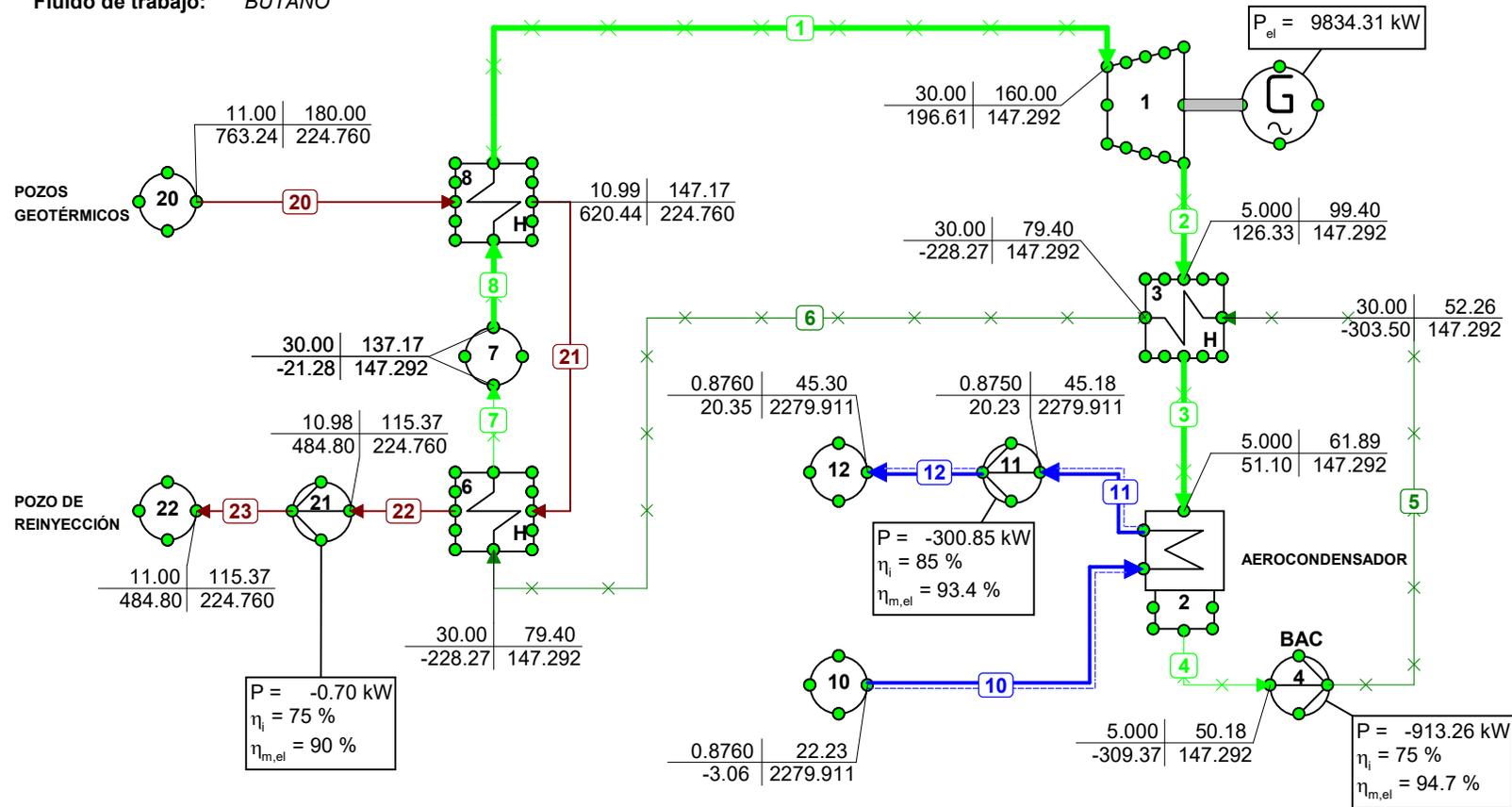
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	Φ <sub>m</sub>
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
Φ <sub>m</sub> = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
η <sub>i</sub> = Isentropic efficiency [%]	
η <sub>m,e</sub> = Mechanical*Electrical eff. [%]	
P <sub>el</sub> = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

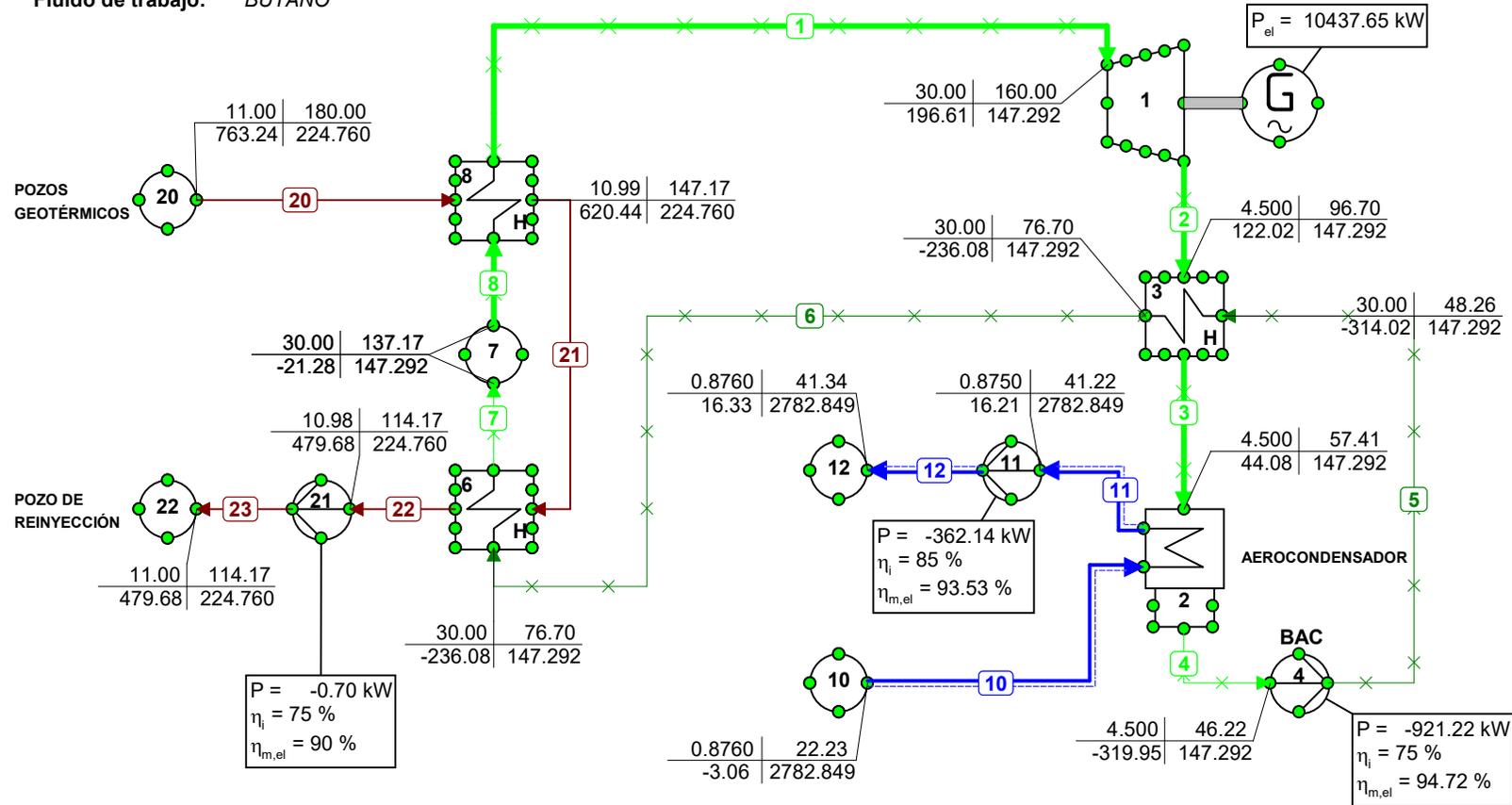
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

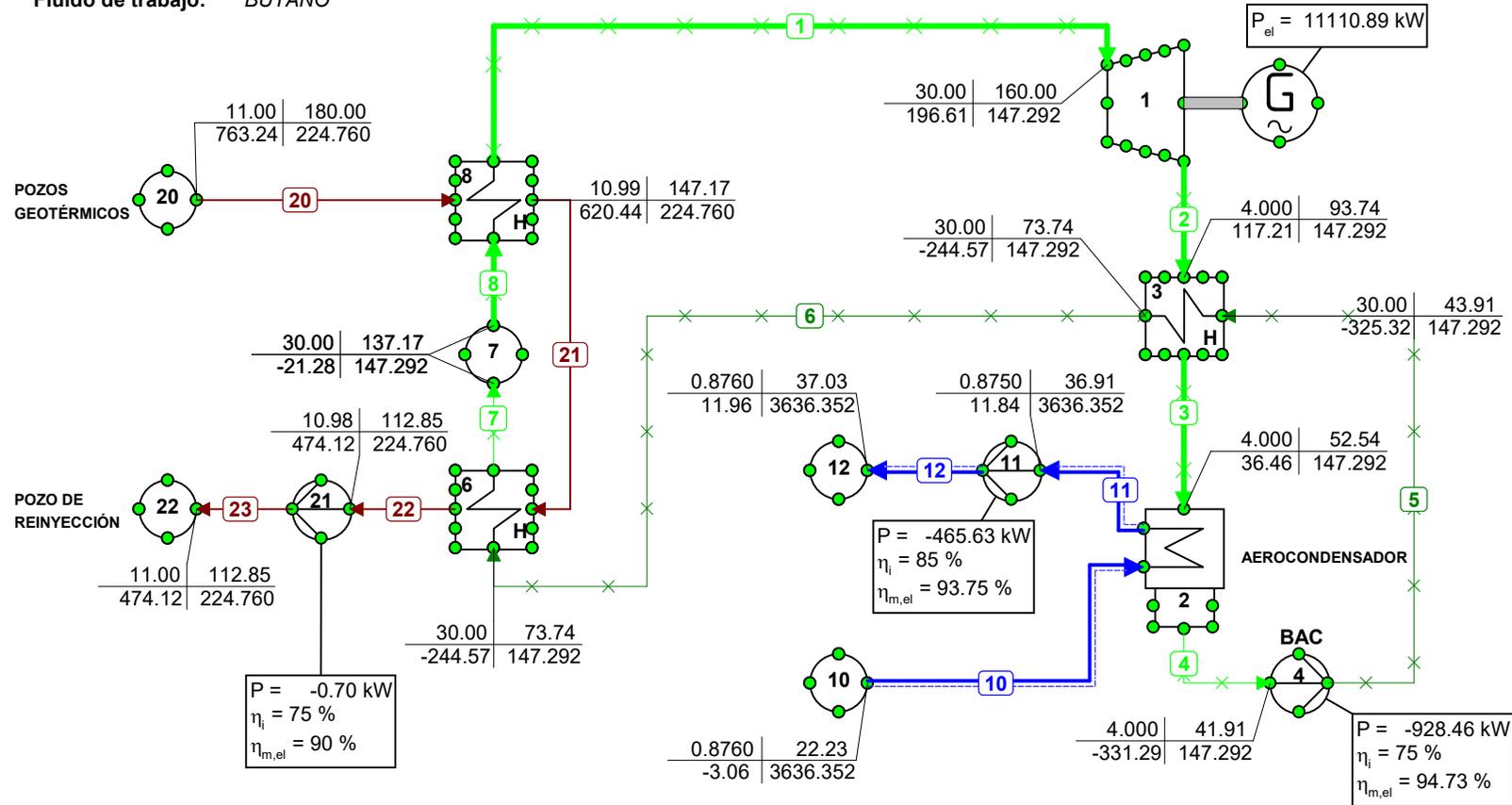
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

Fluido de trabajo: BUTANO

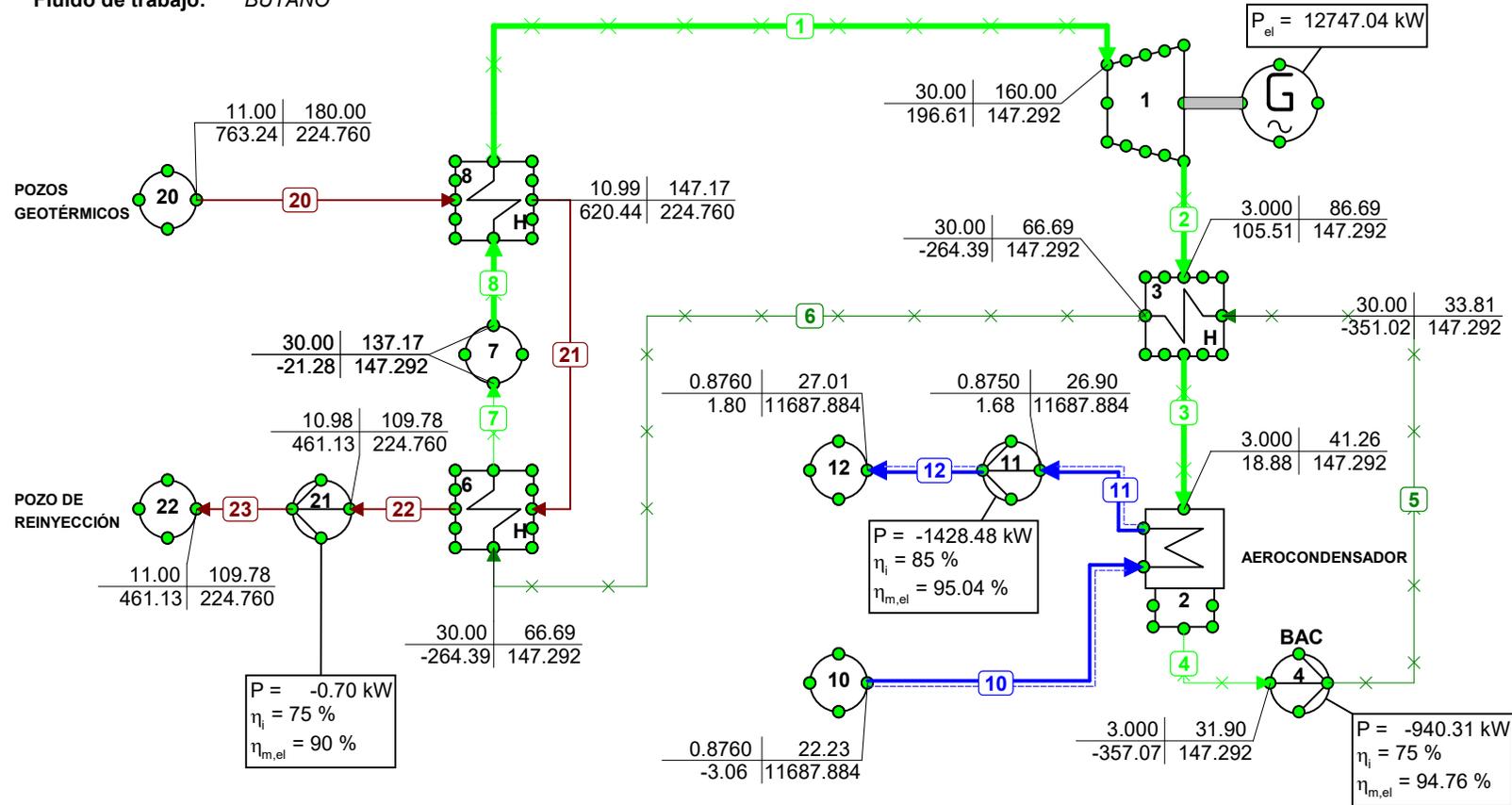


p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

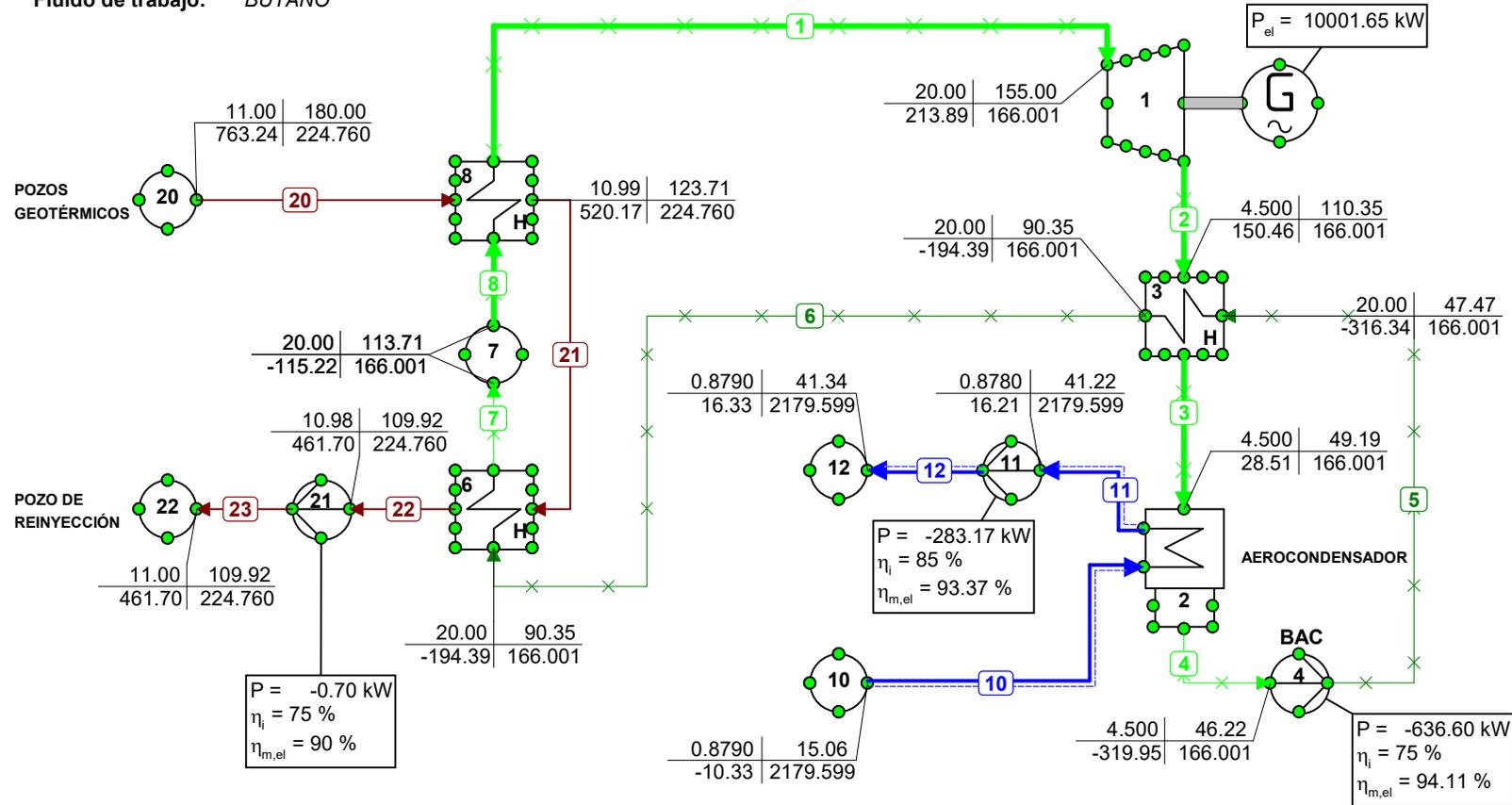
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

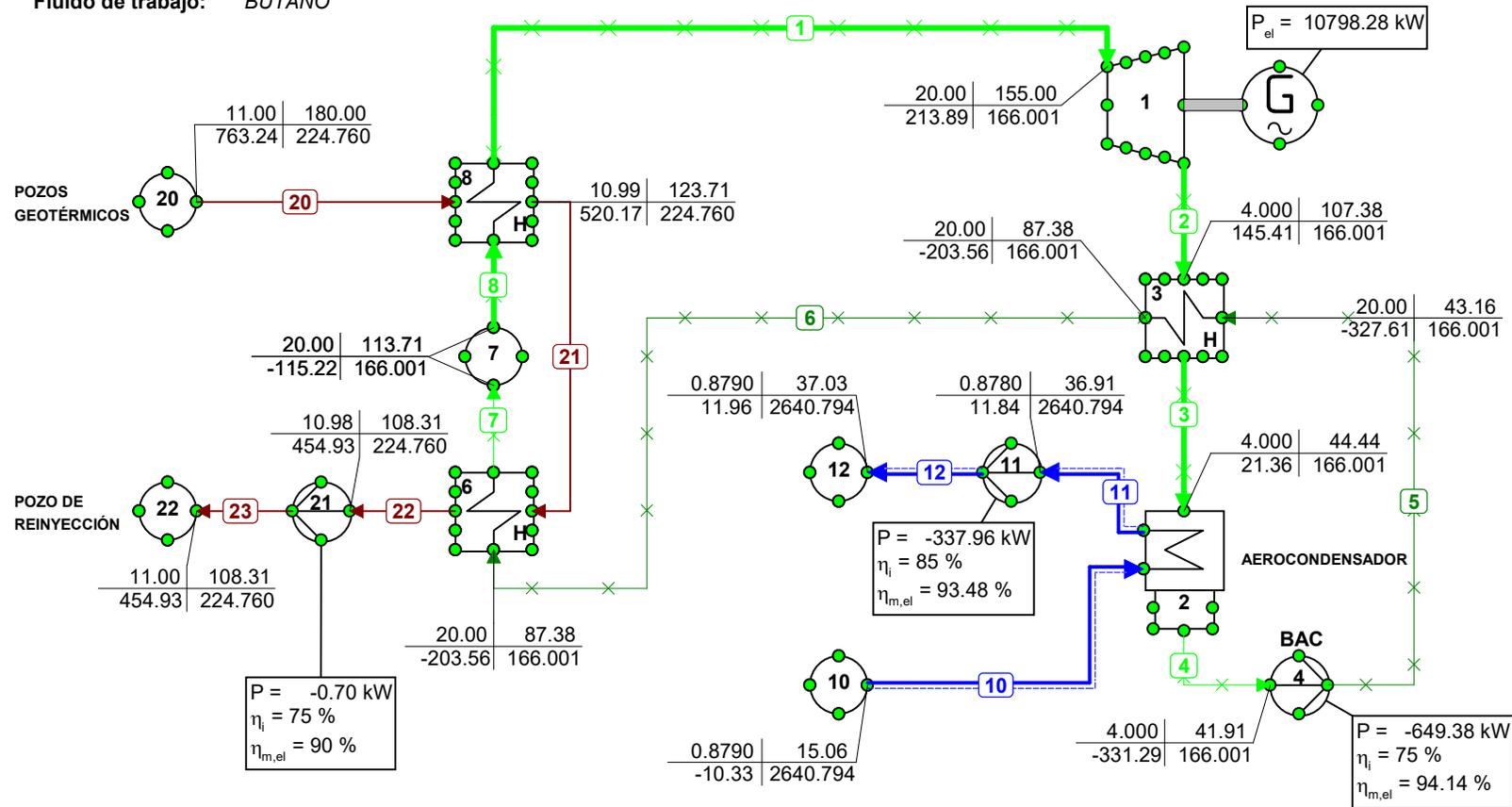
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

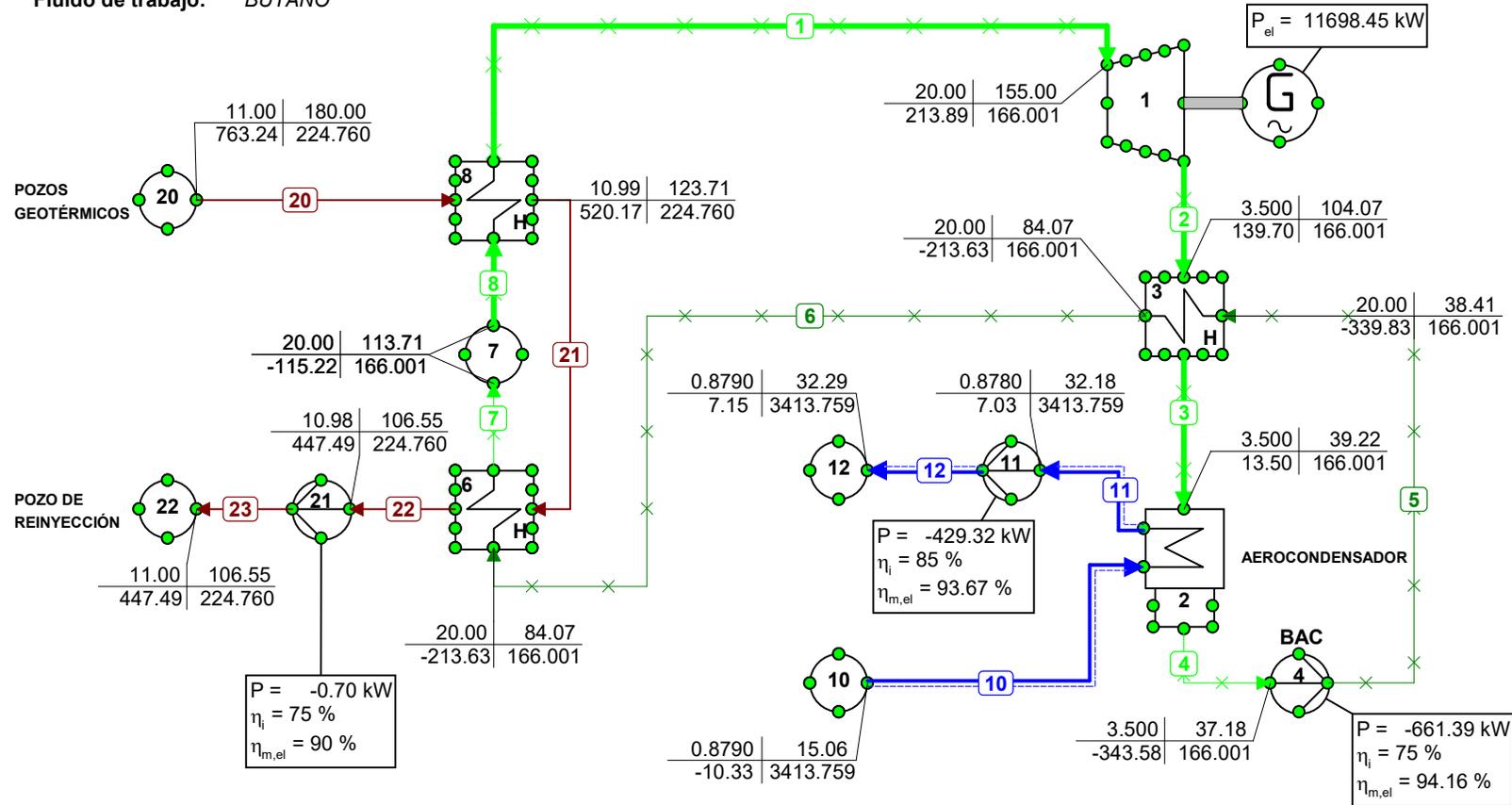
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

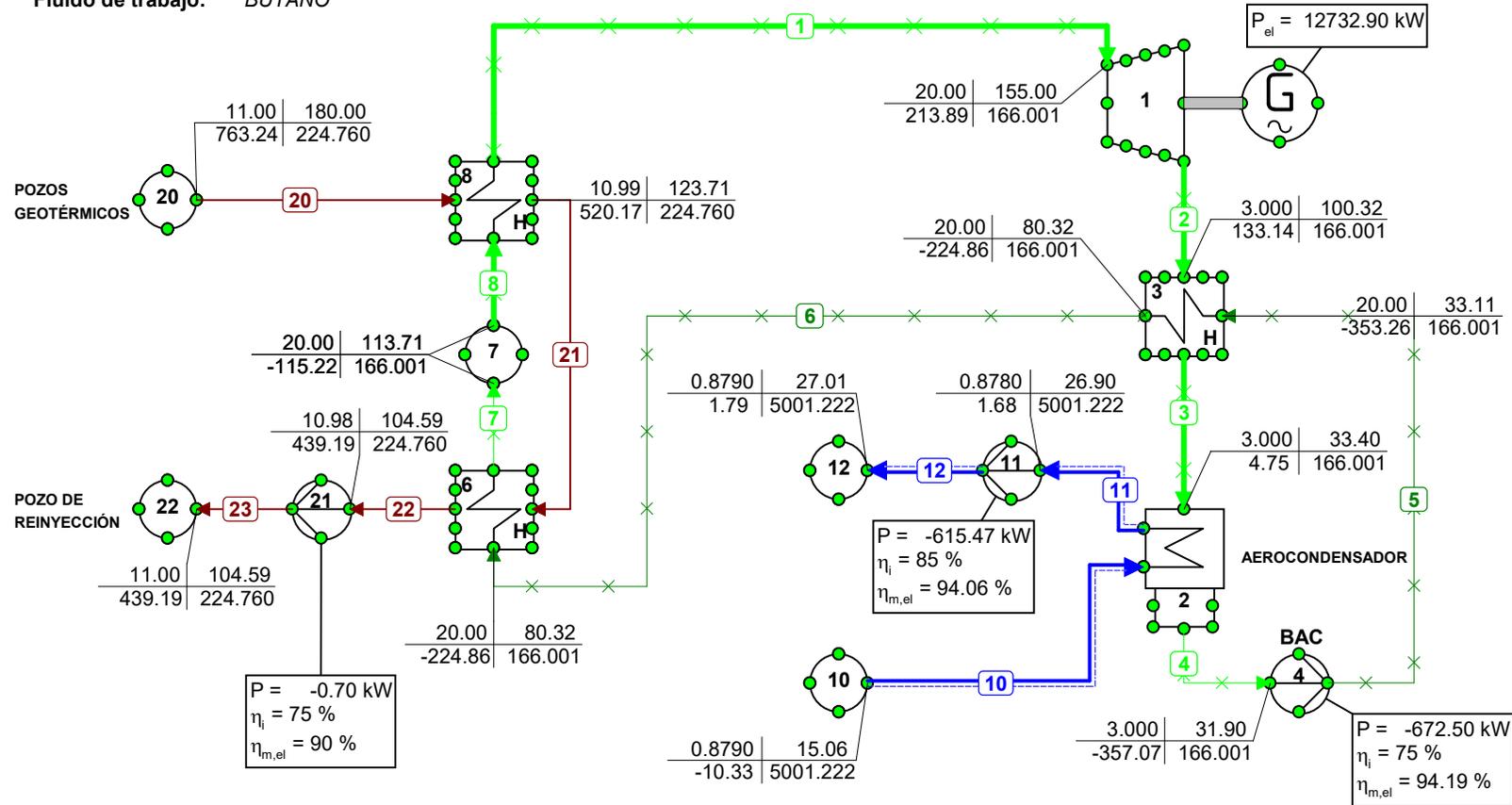
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

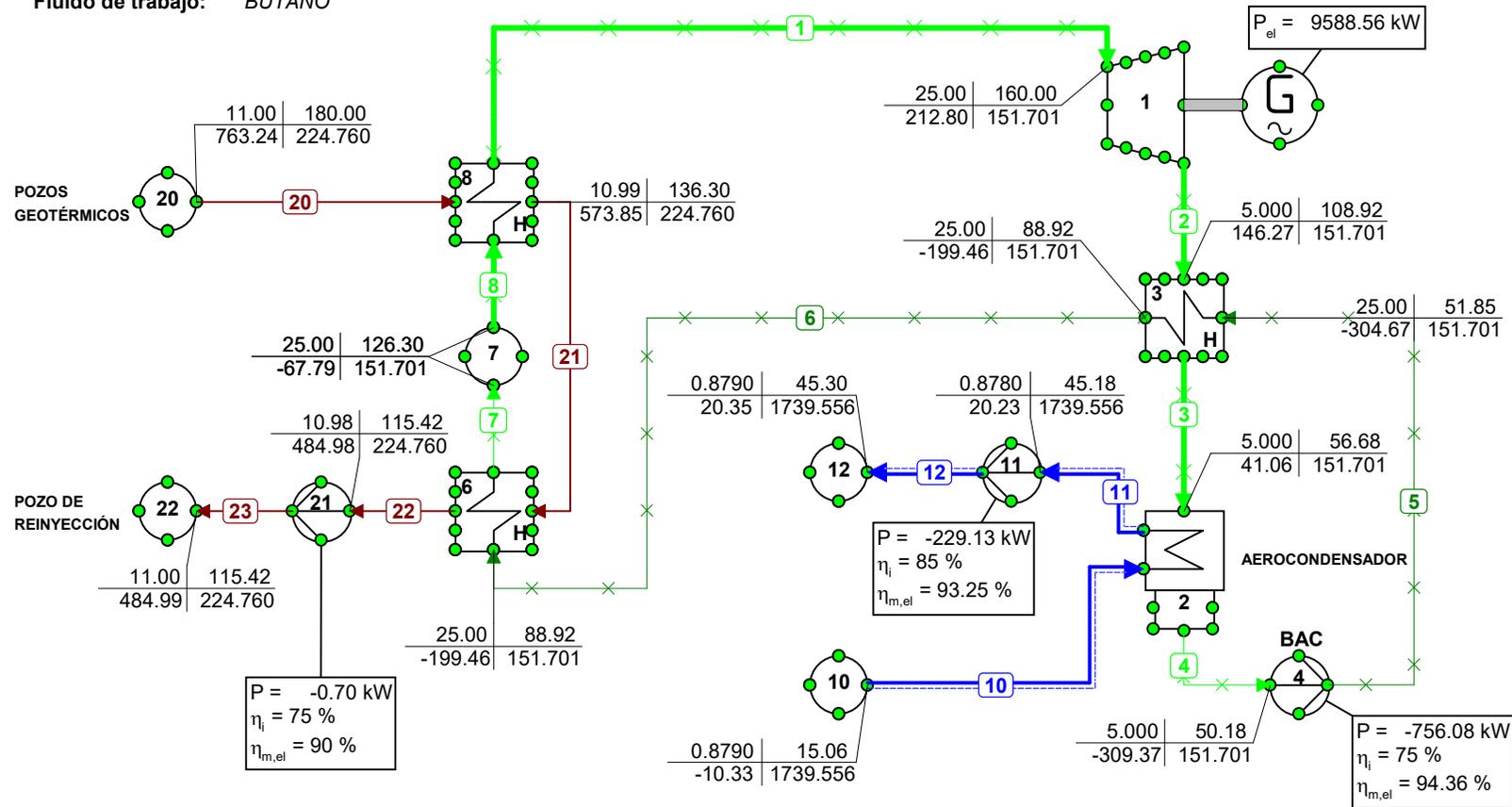
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

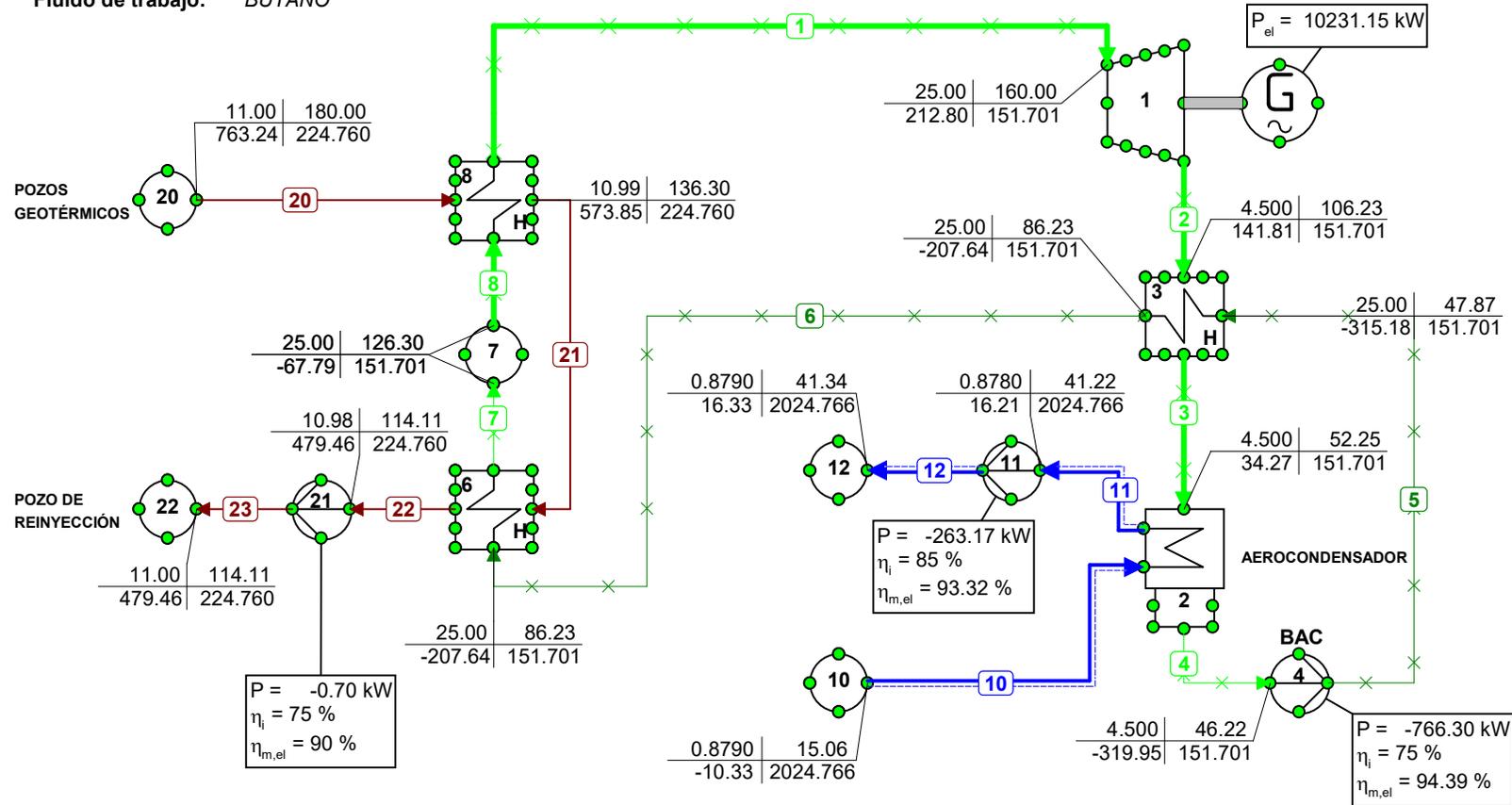
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

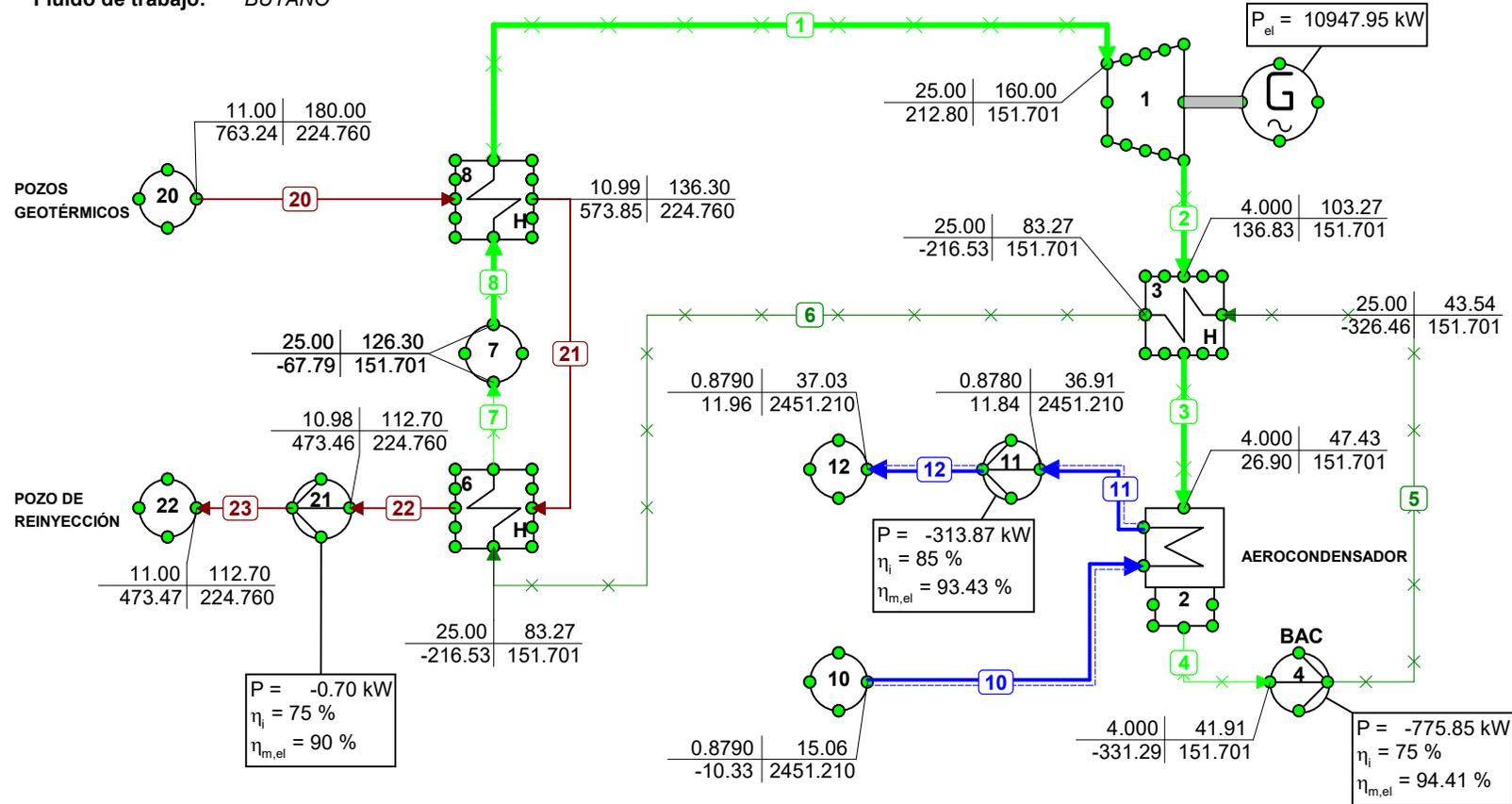
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

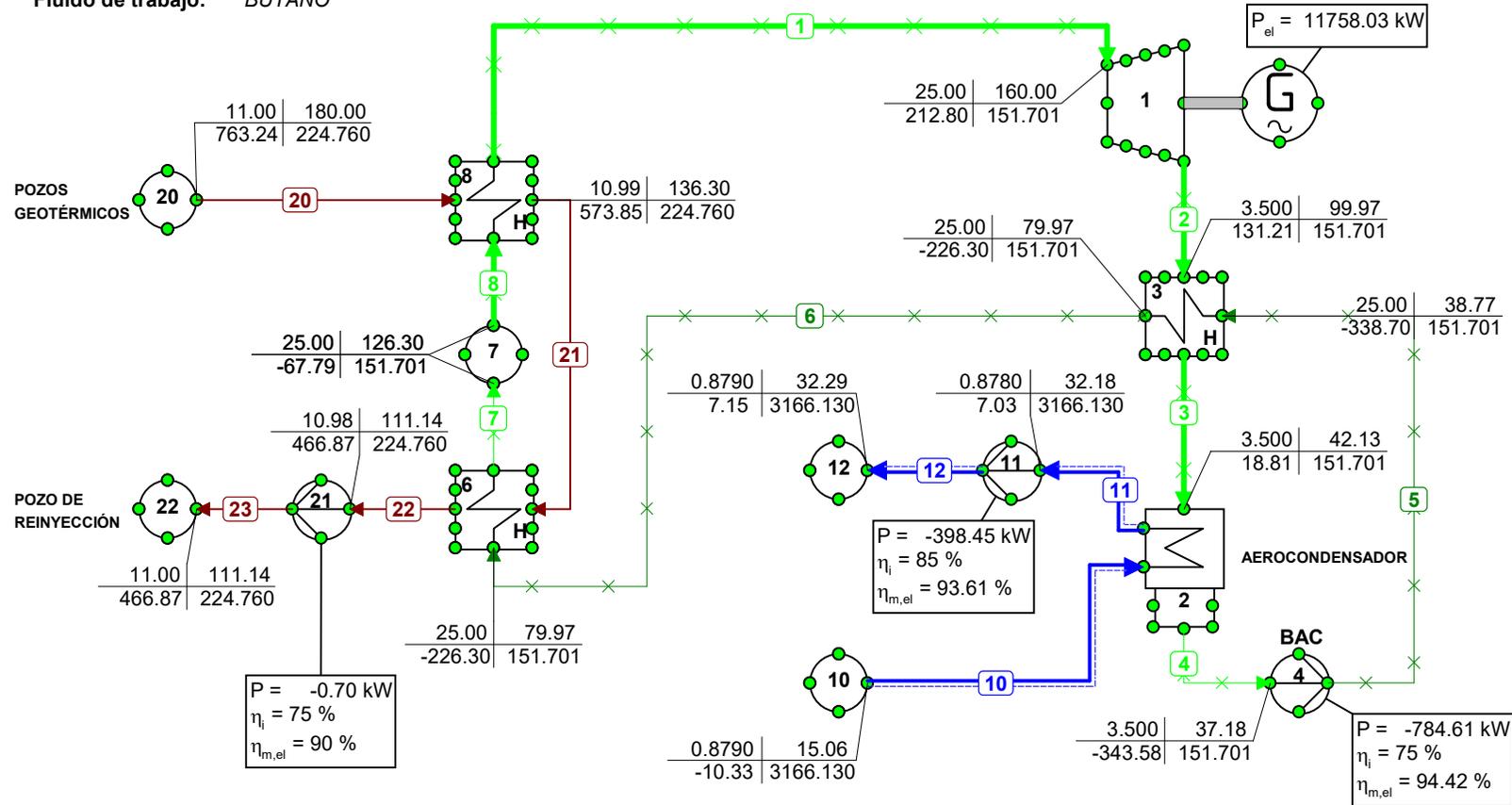
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

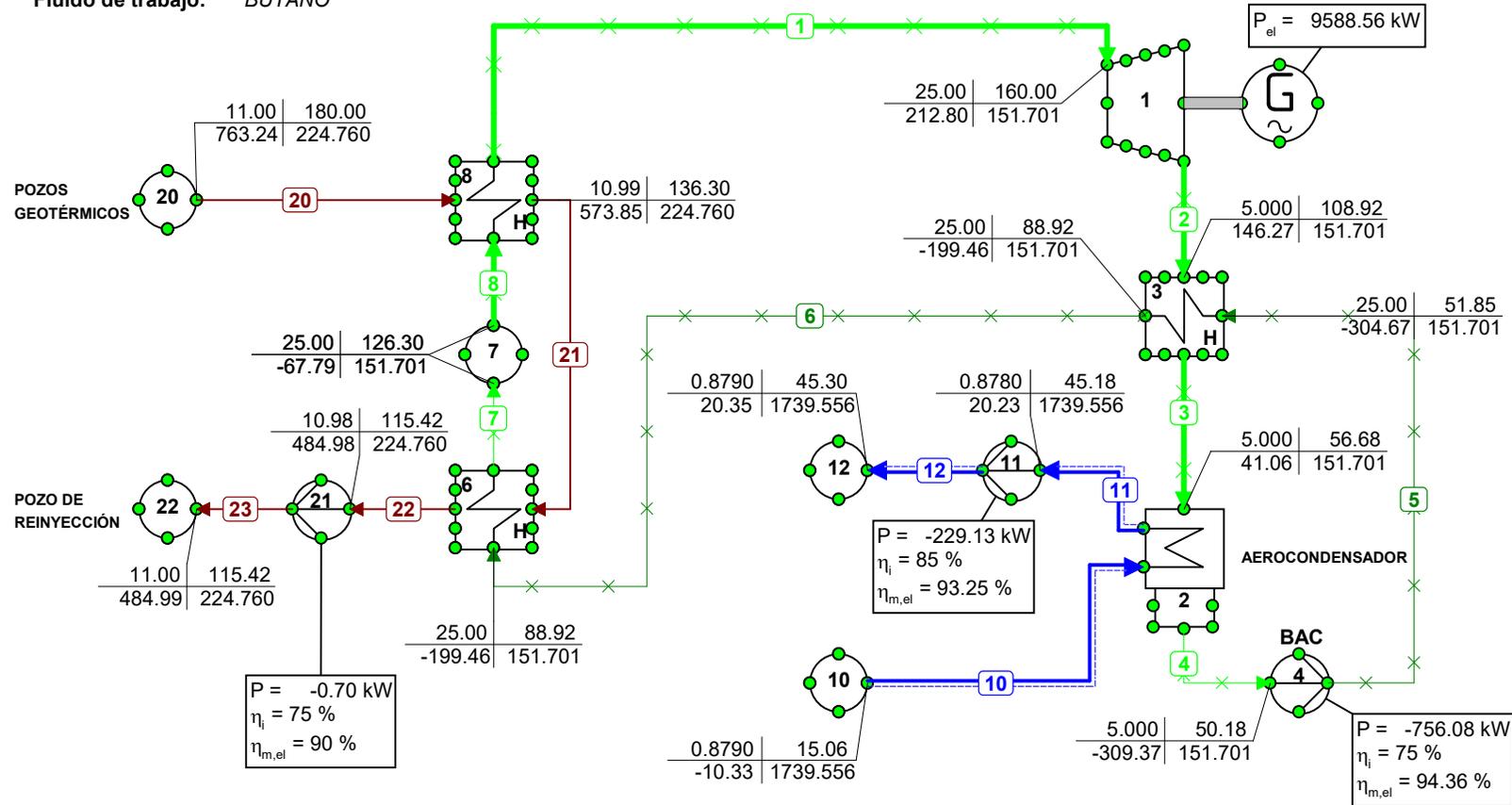
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

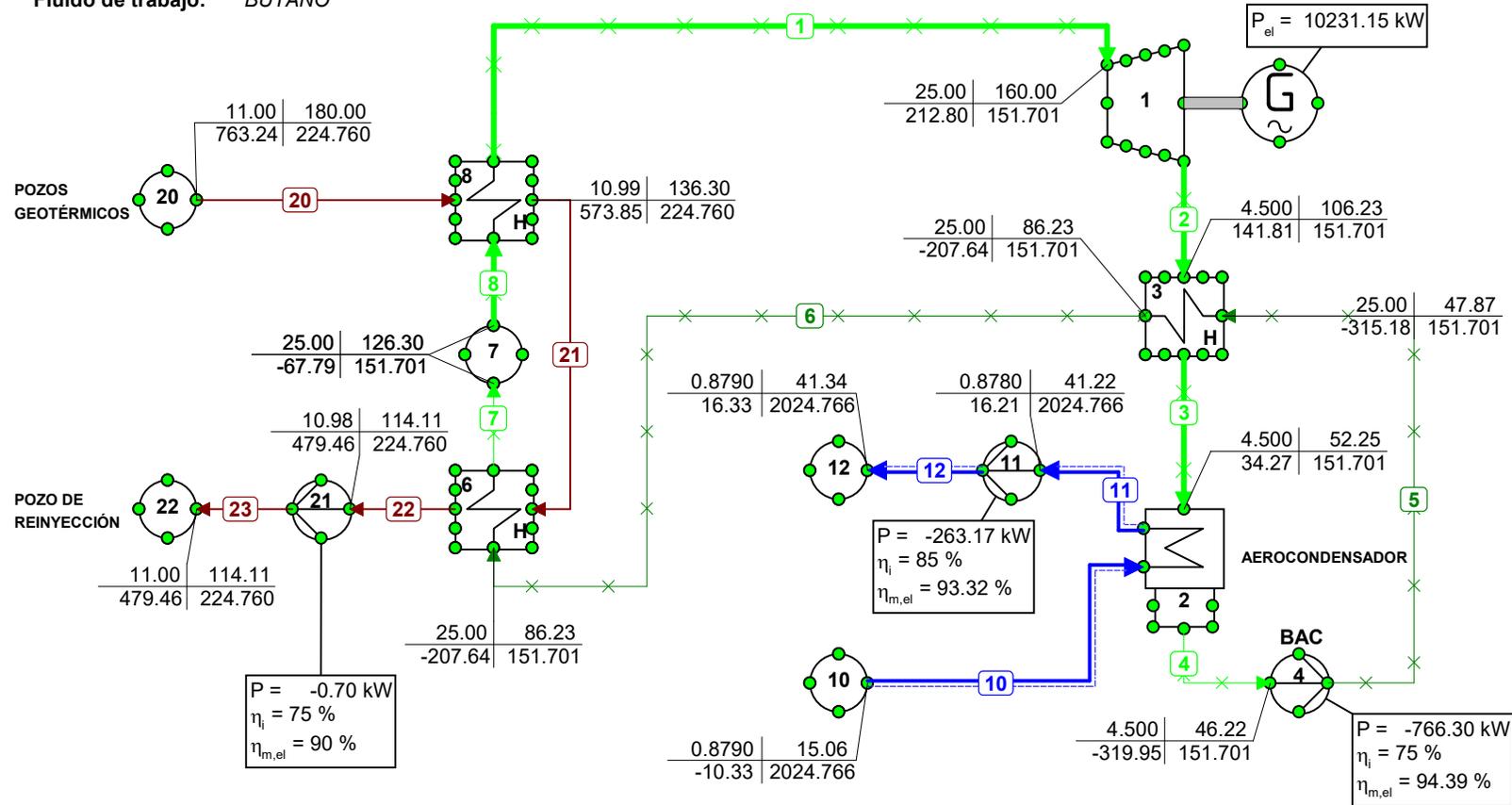
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

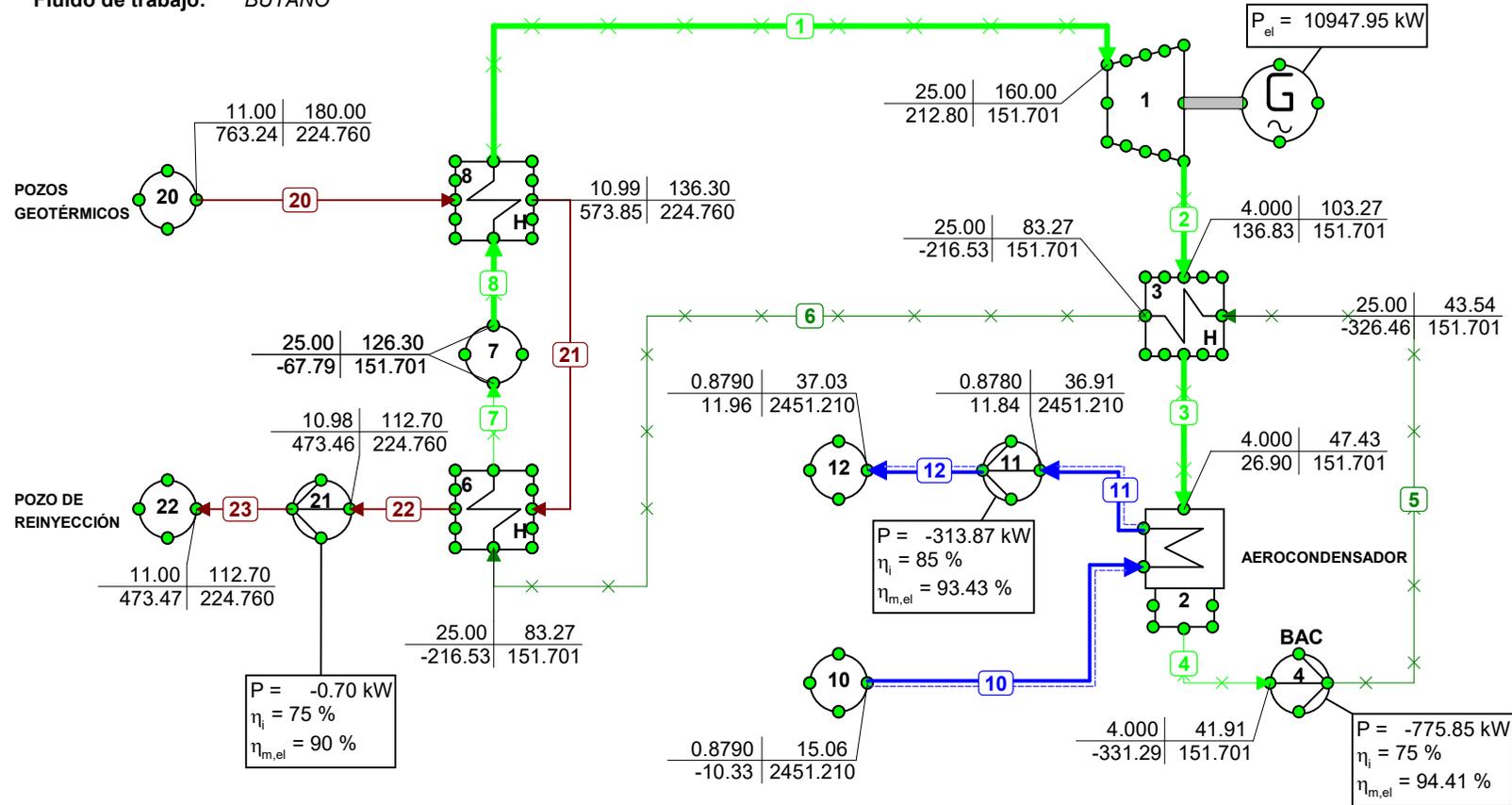
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

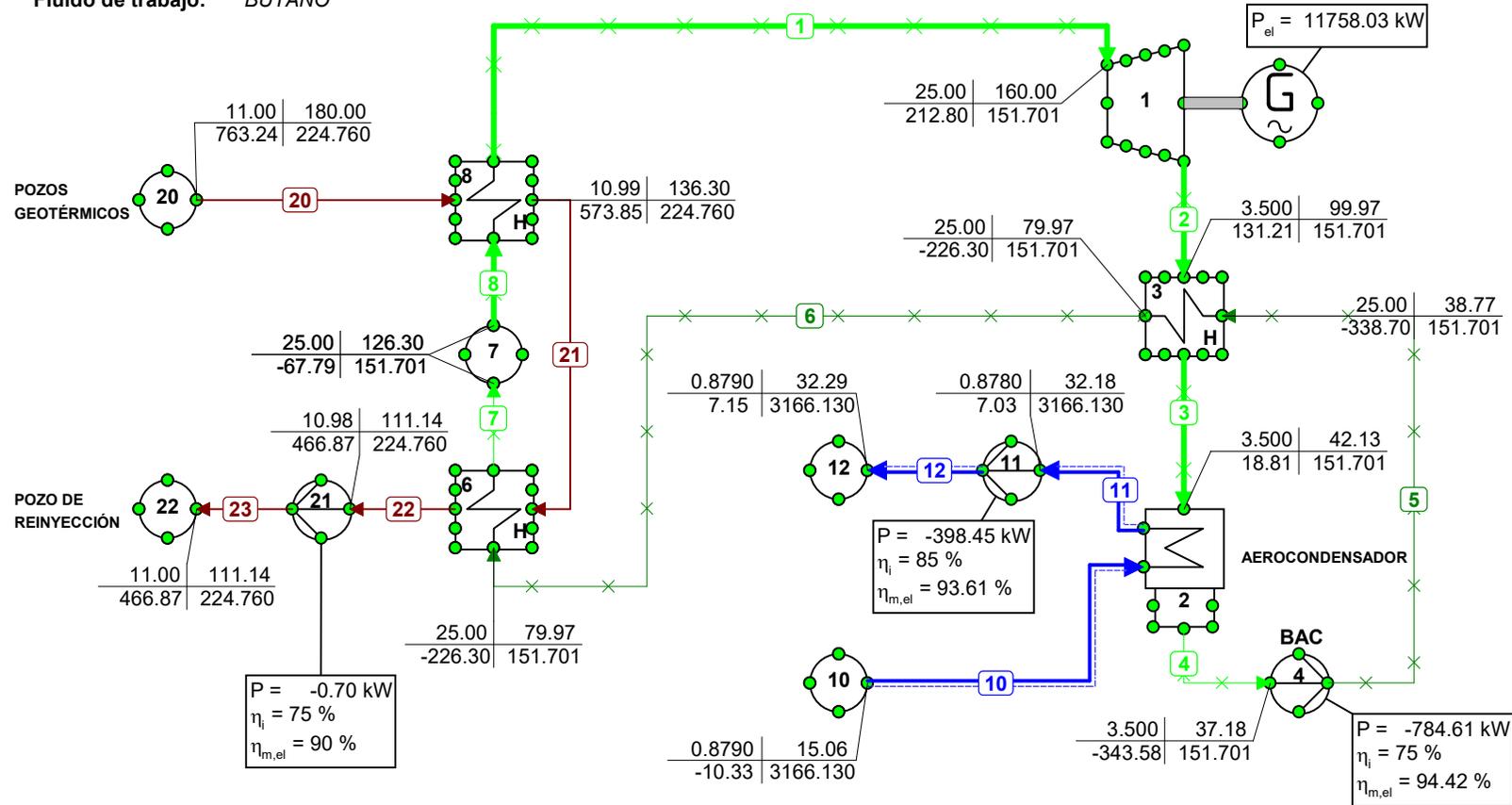
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

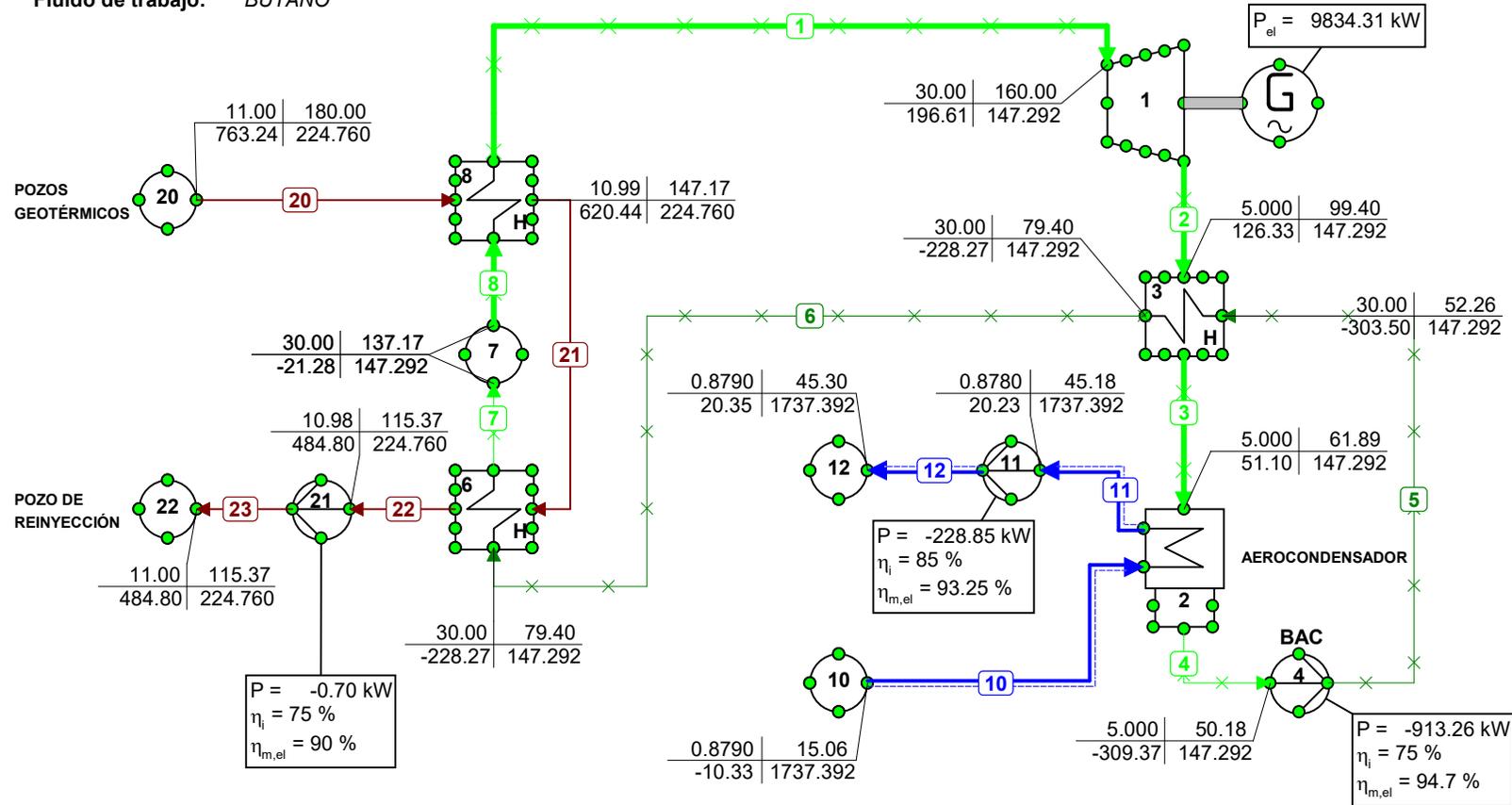
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

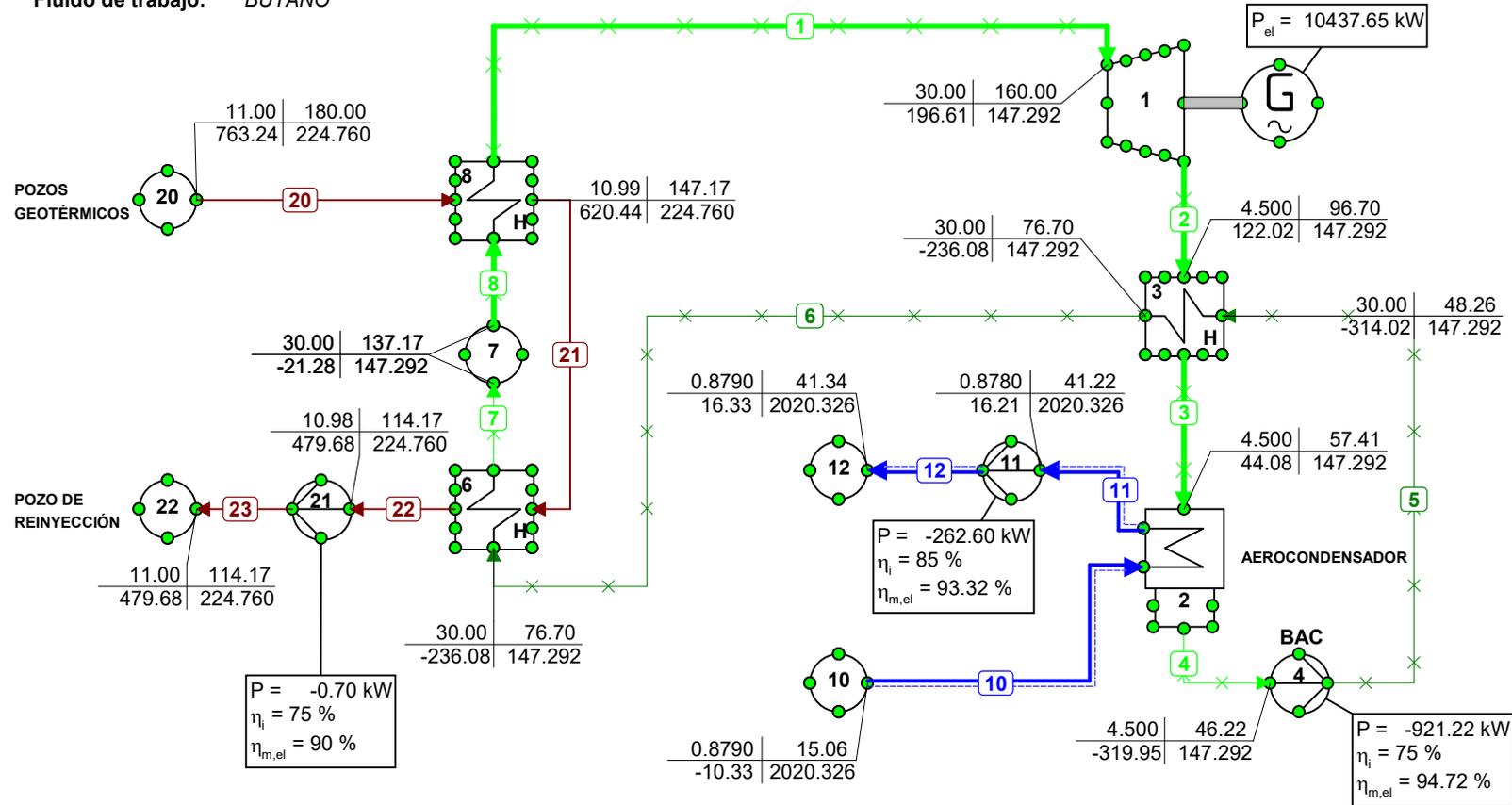
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

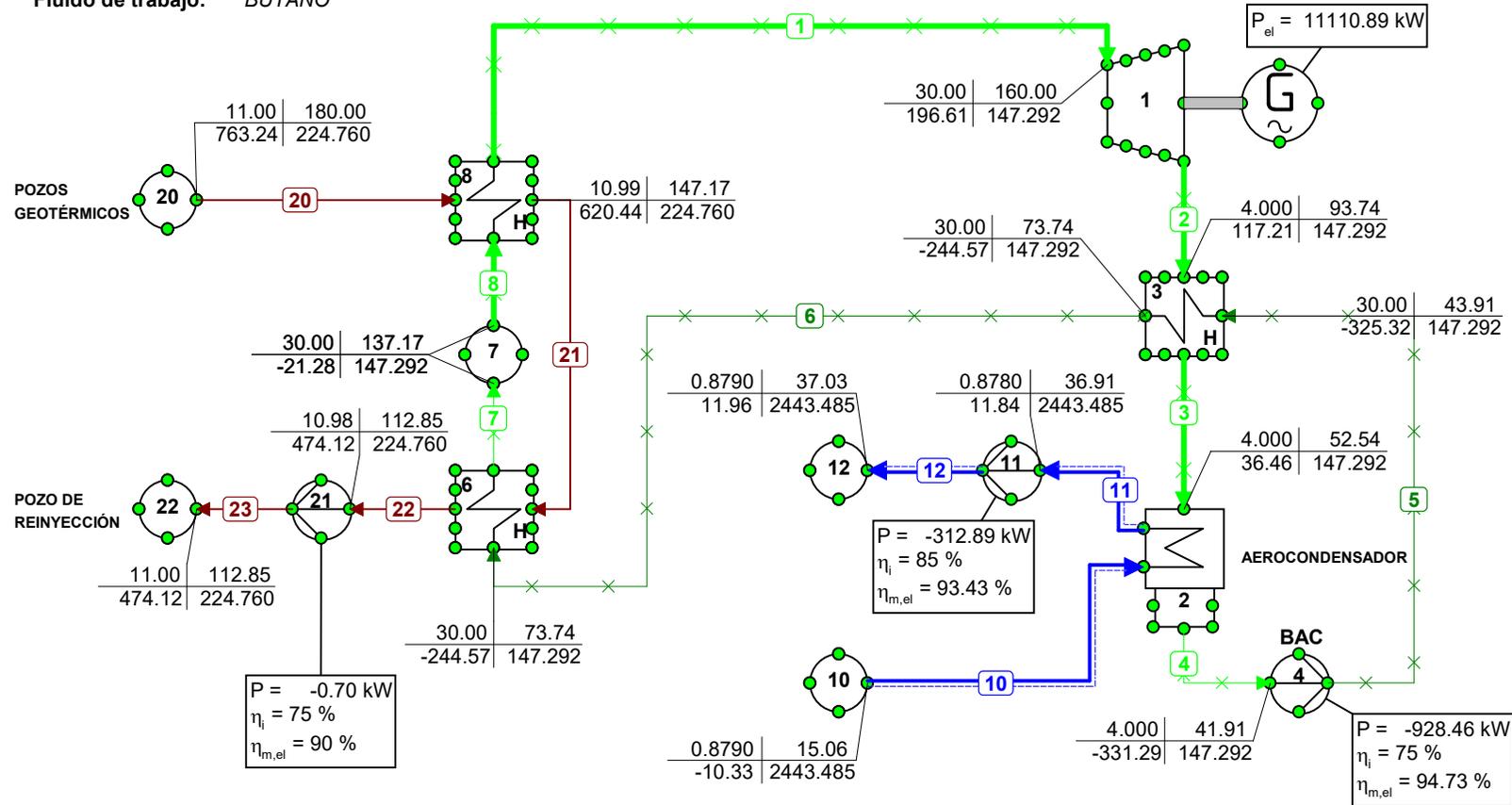
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

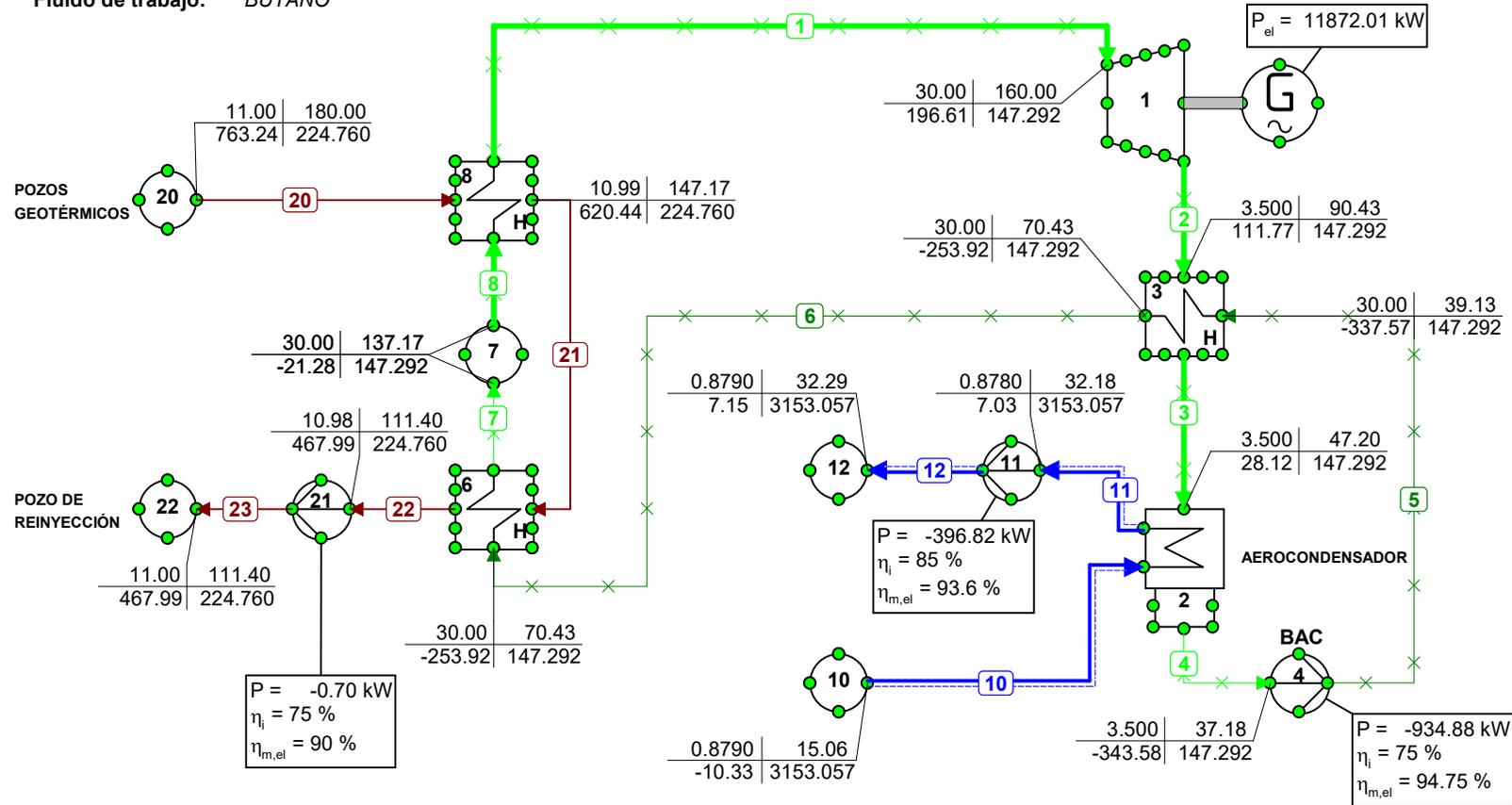
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

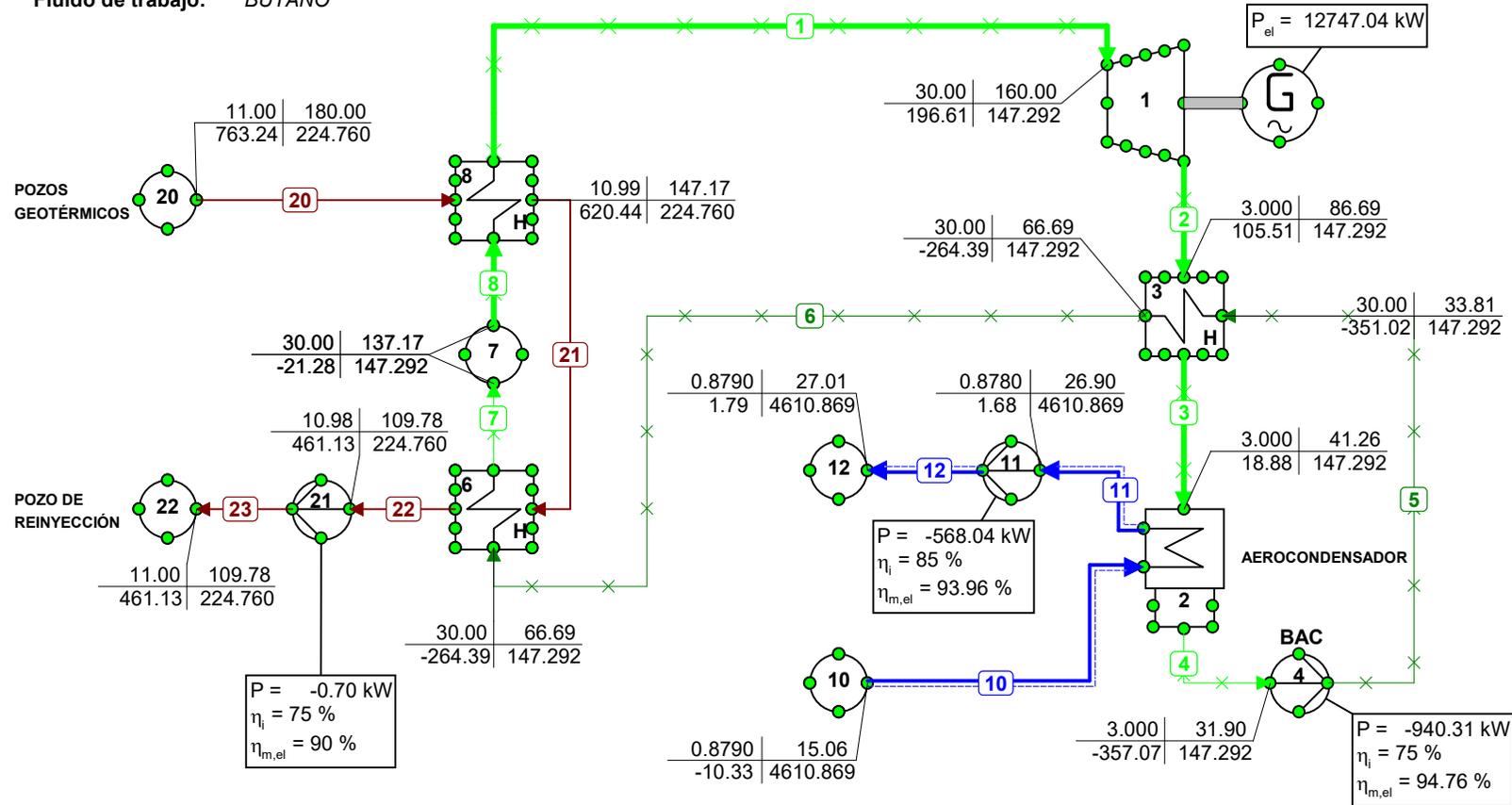
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

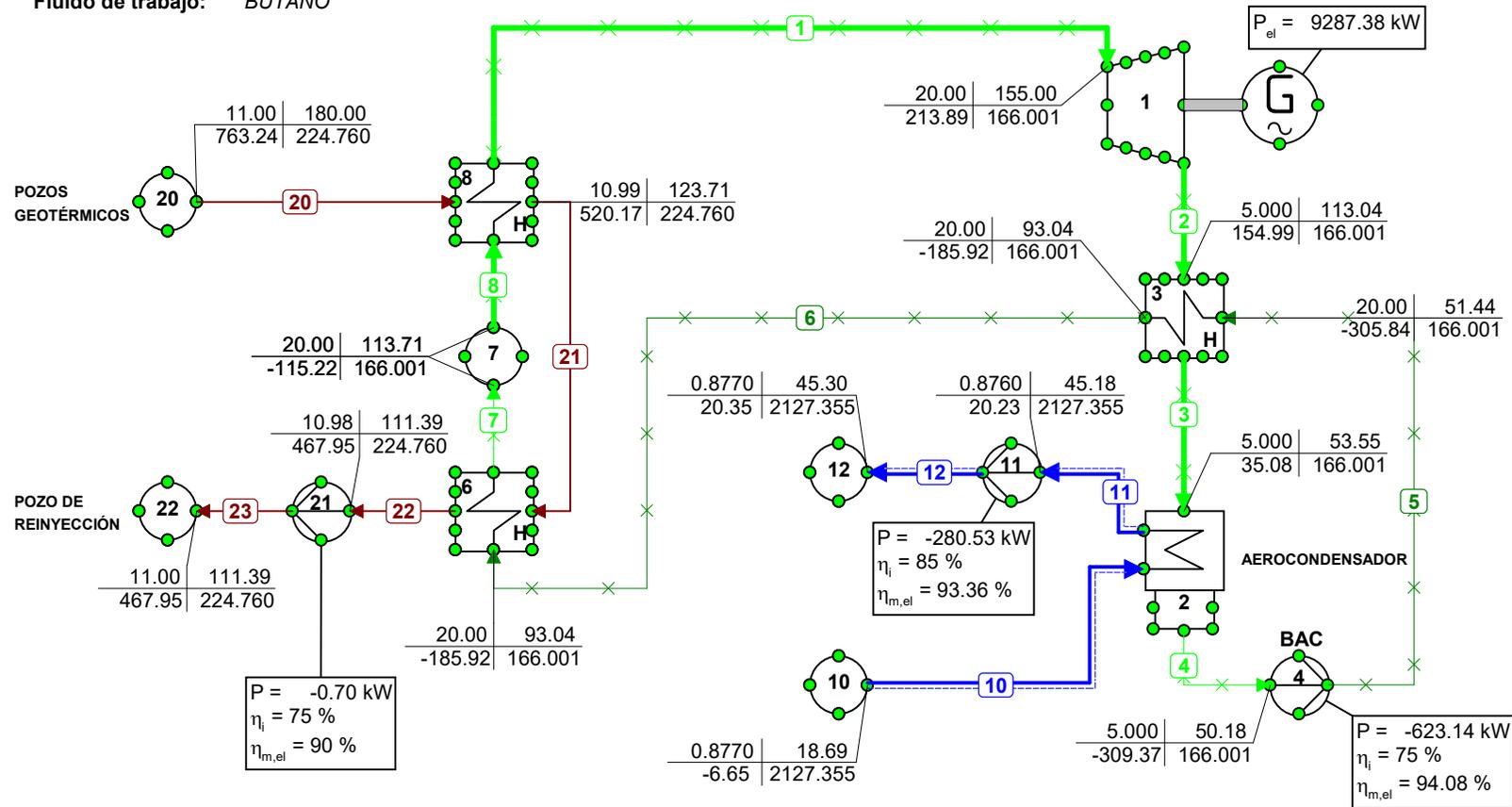
### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

Fluido de trabajo: BUTANO



### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

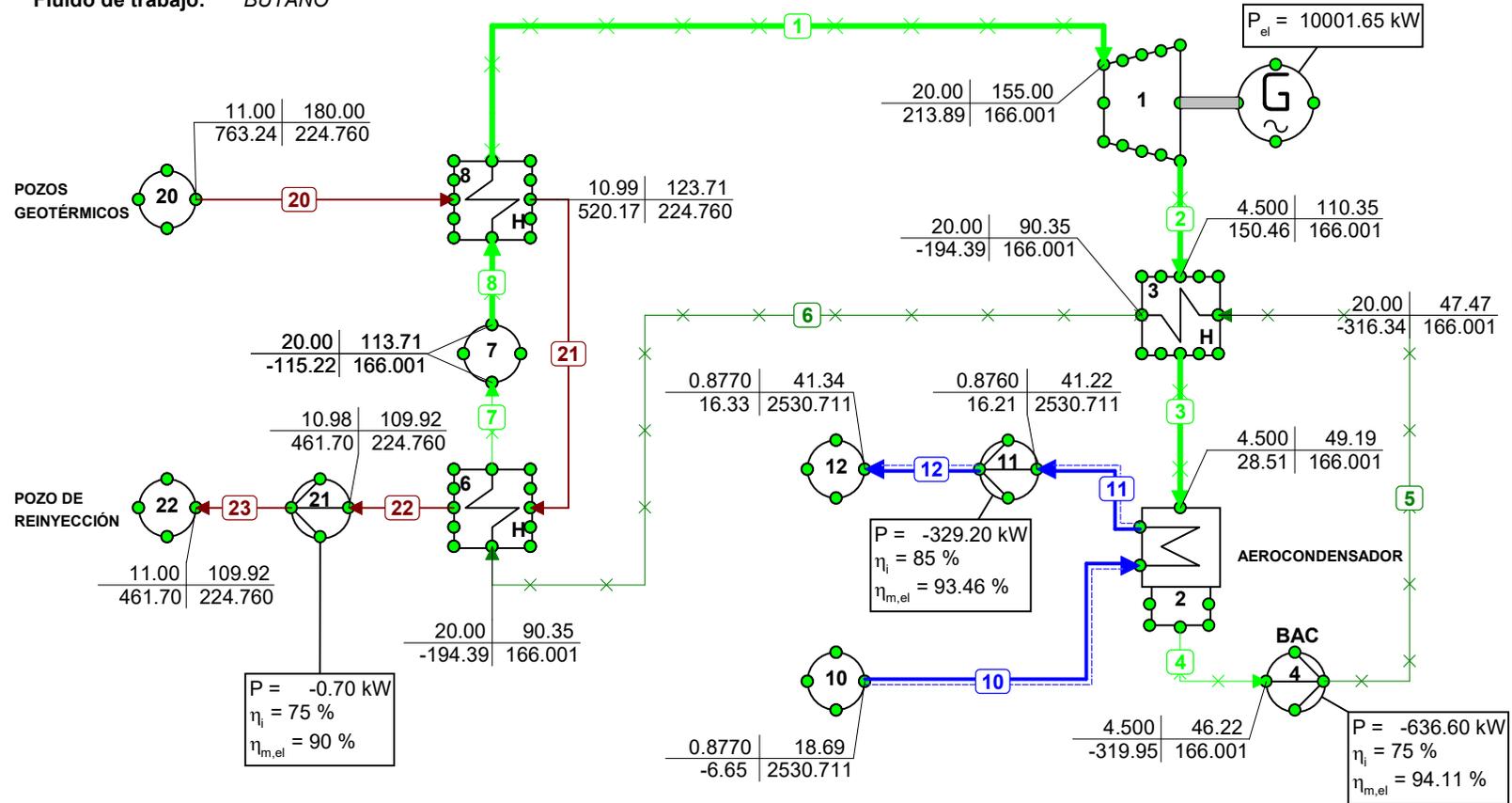
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

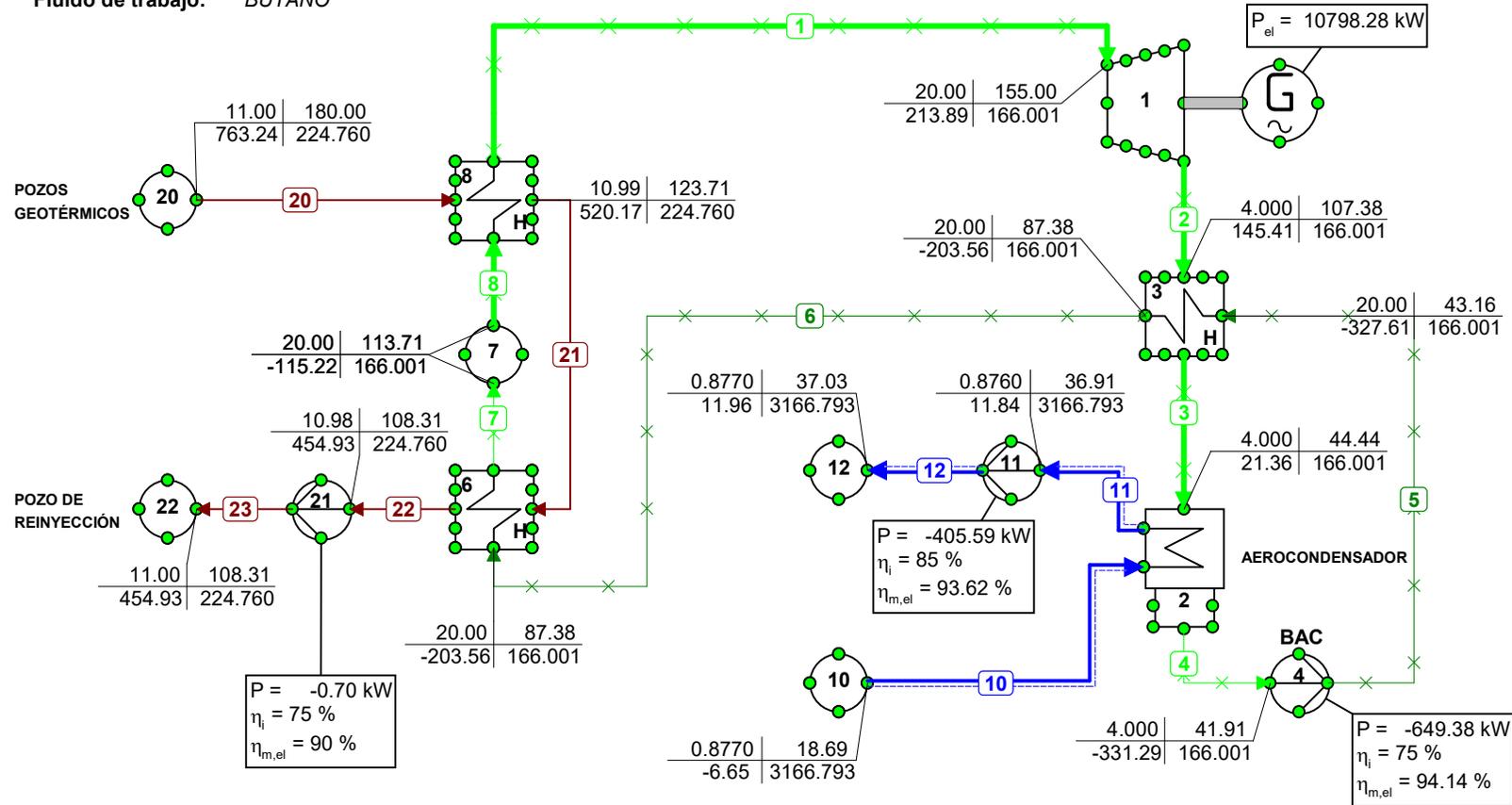
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

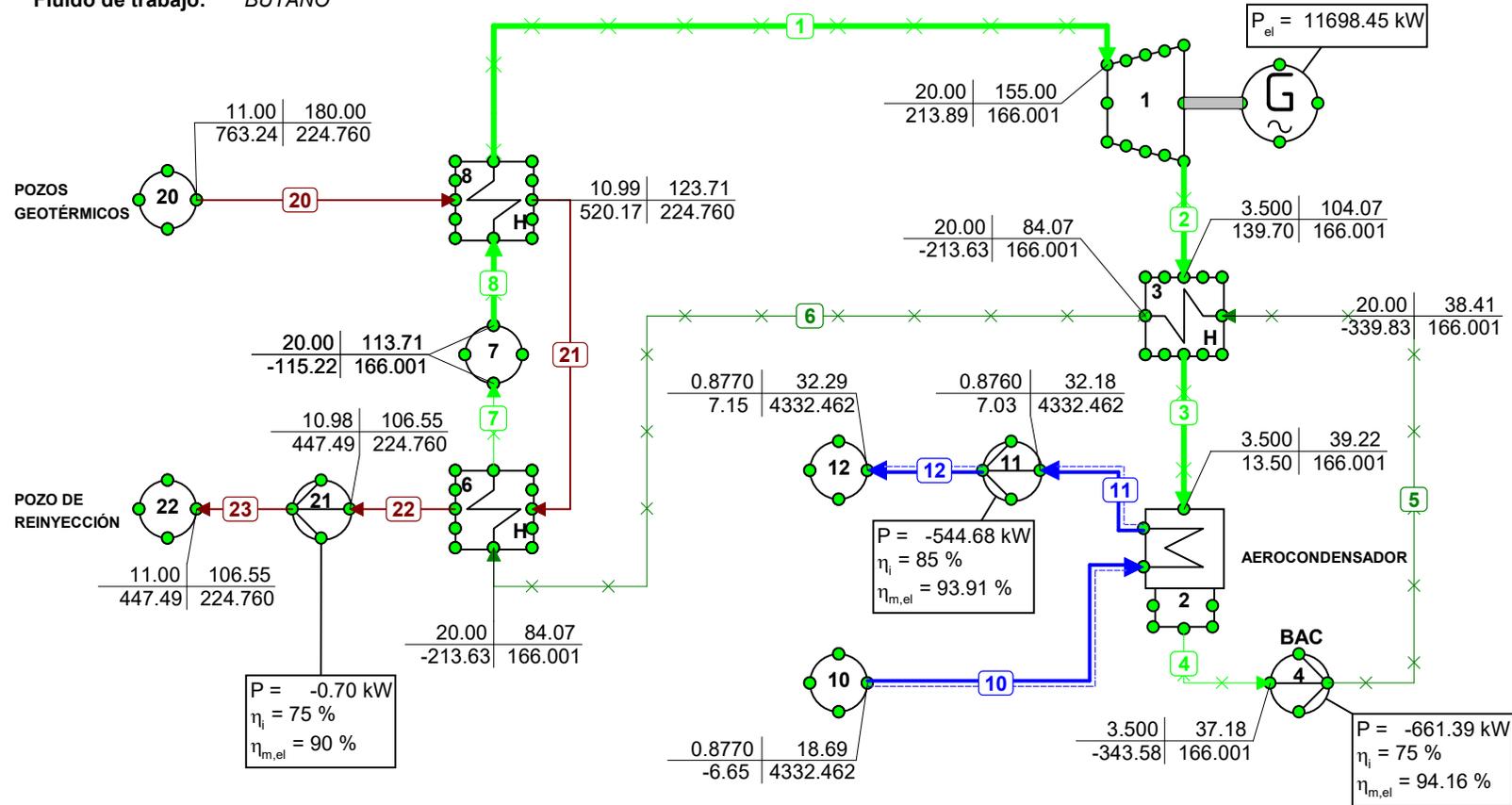
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

Fluido de trabajo: BUTANO

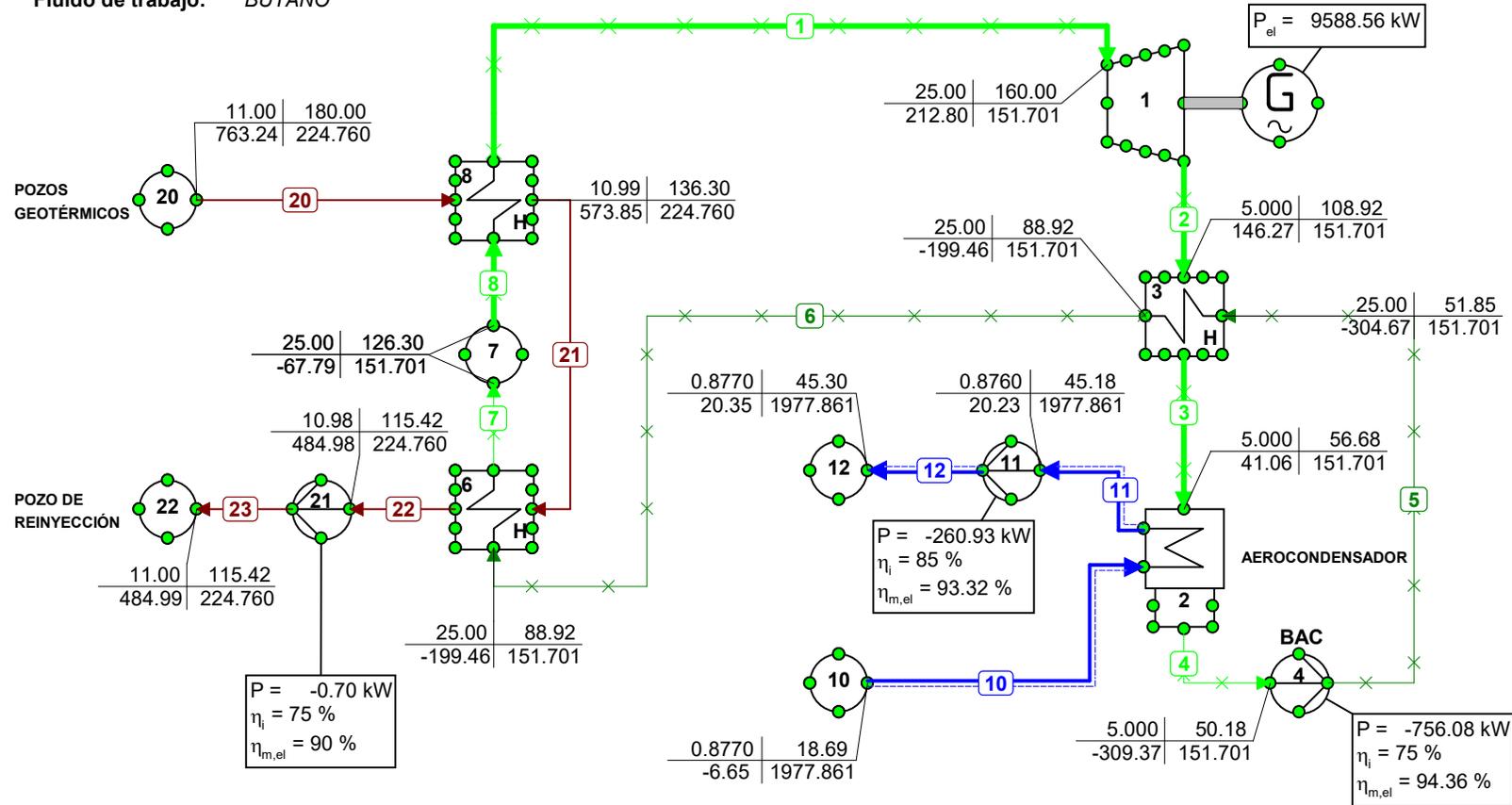


p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	



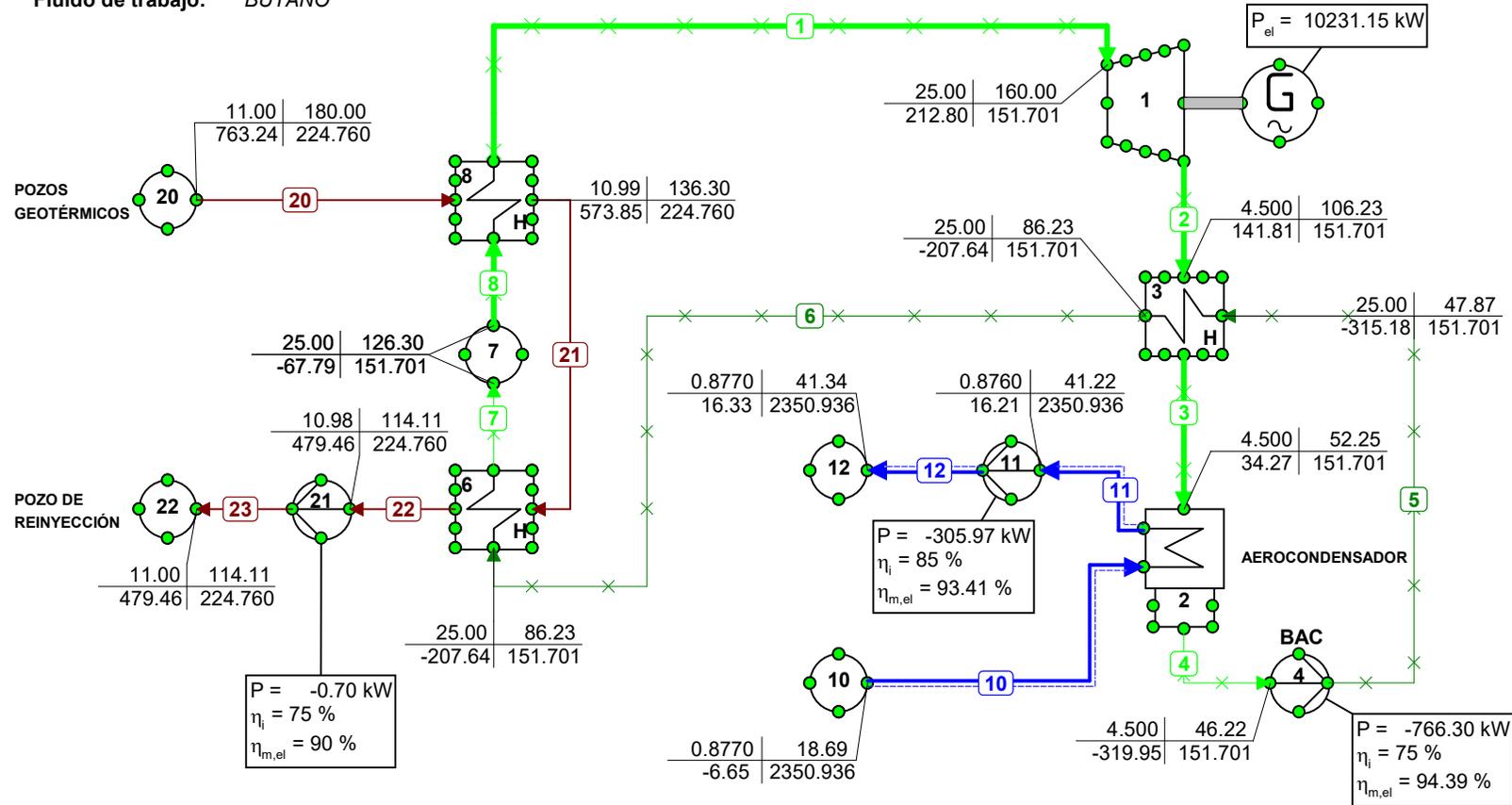
### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

Fluido de trabajo: BUTANO



### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

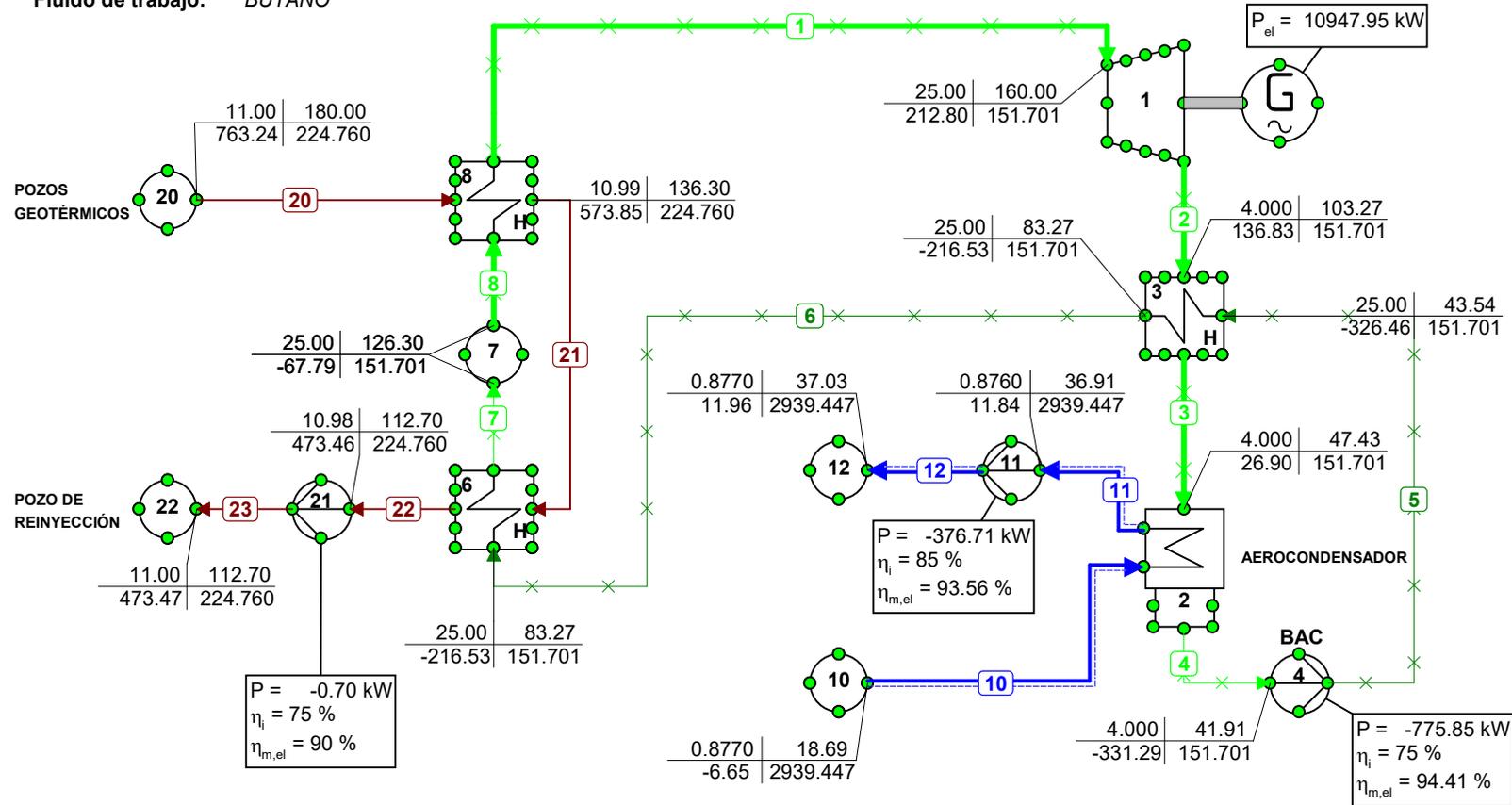
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

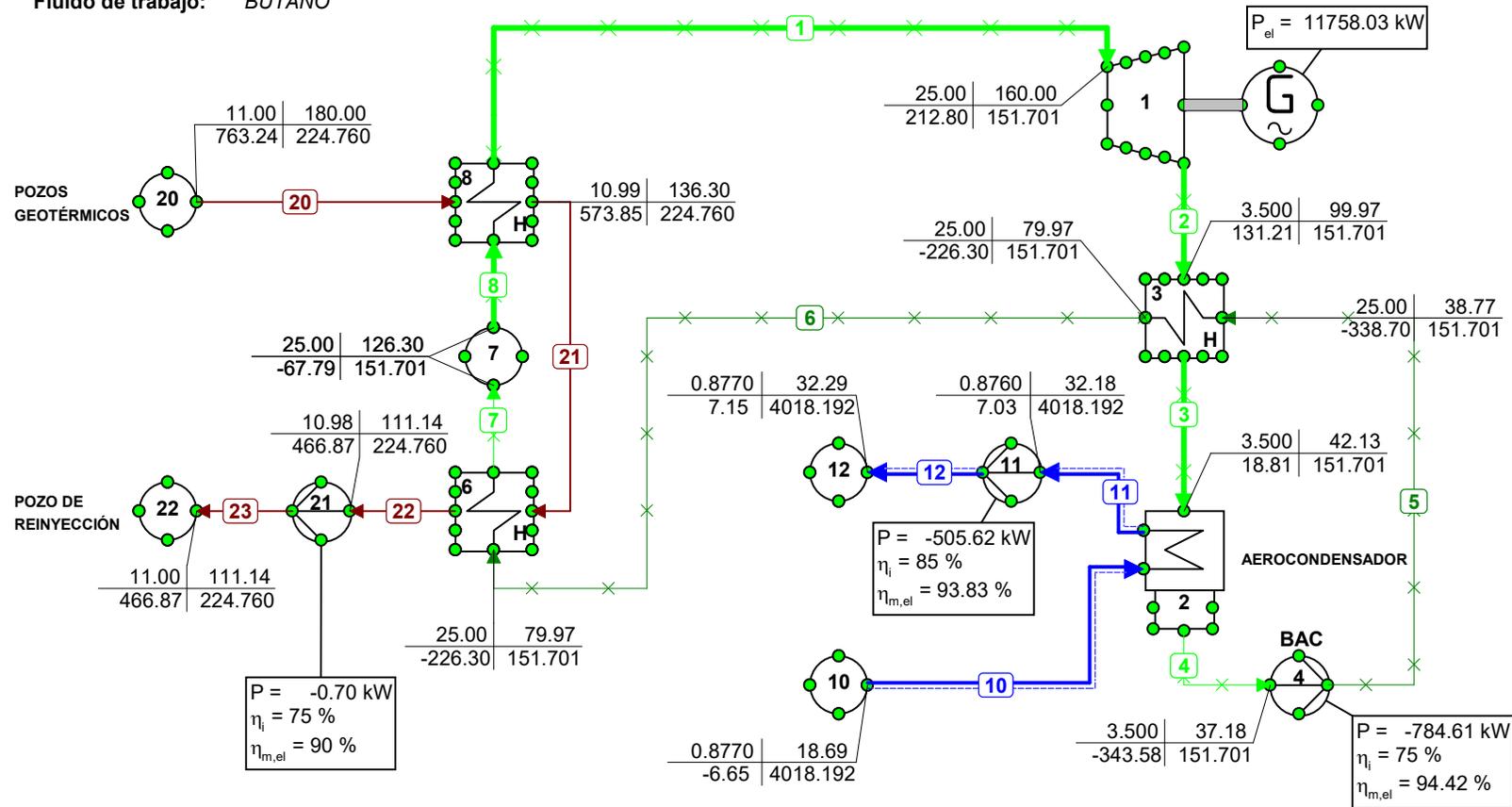
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

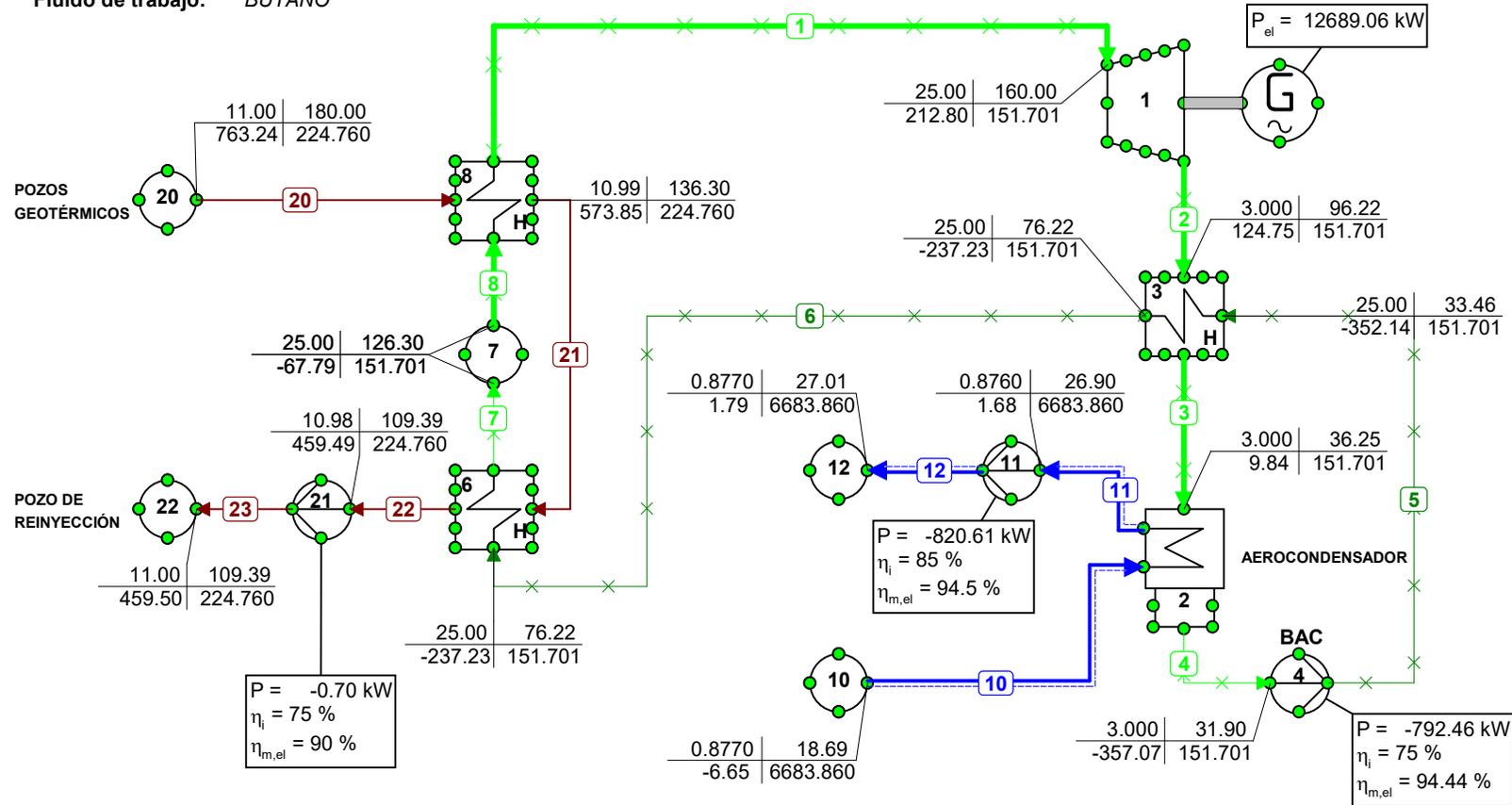
### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

Fluido de trabajo: BUTANO



### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

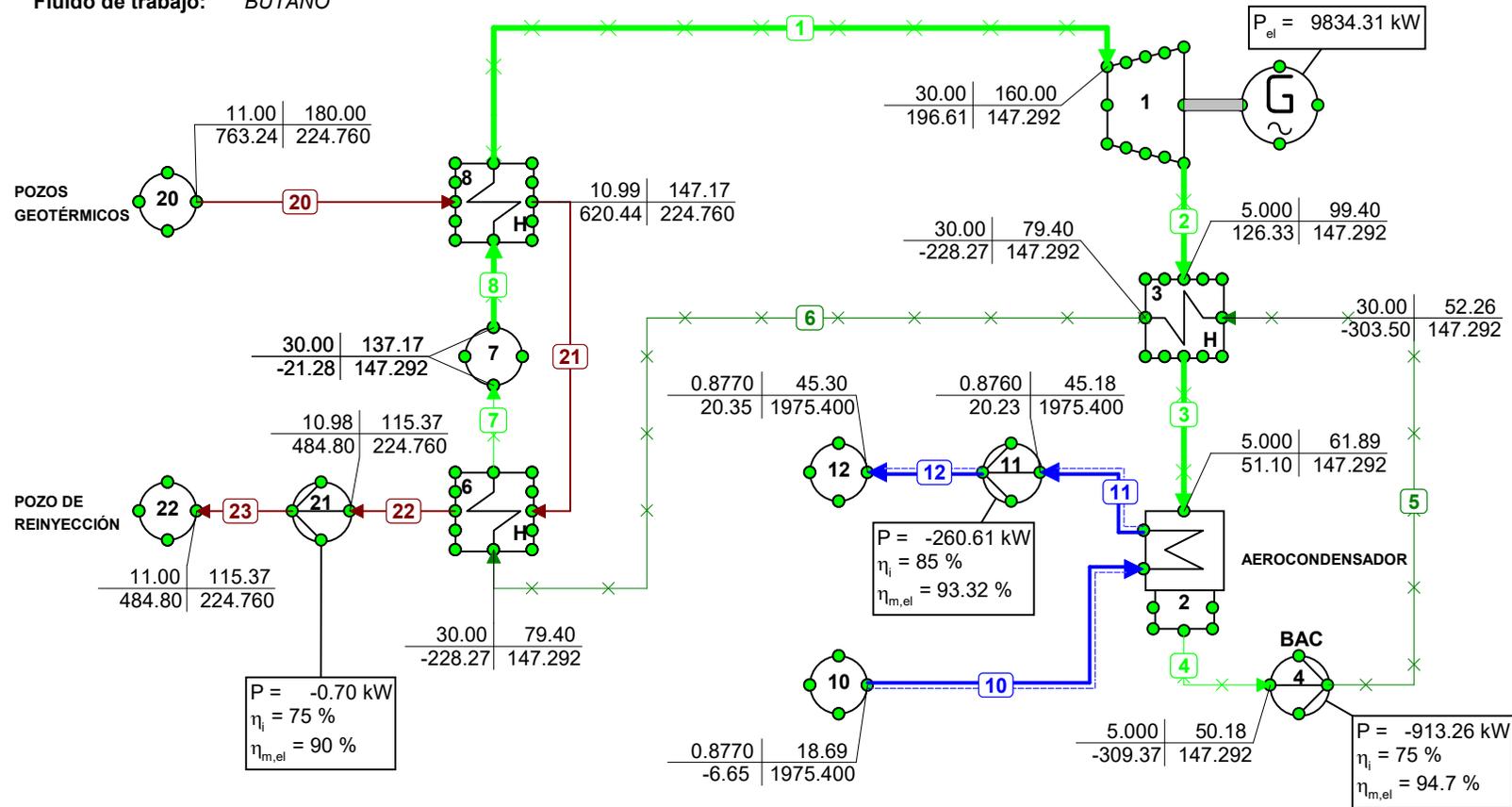
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

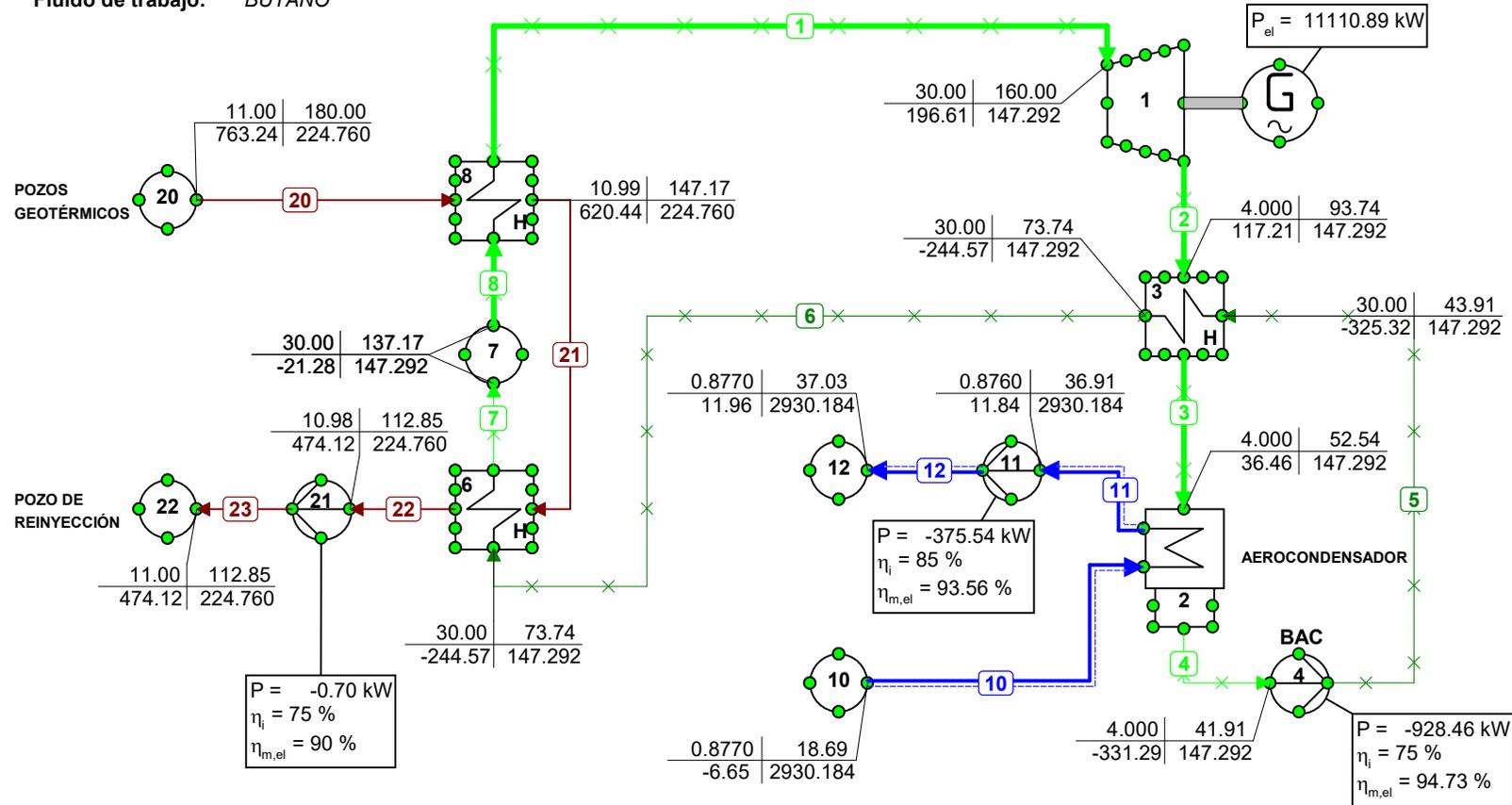
Fluido de trabajo: BUTANO





### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

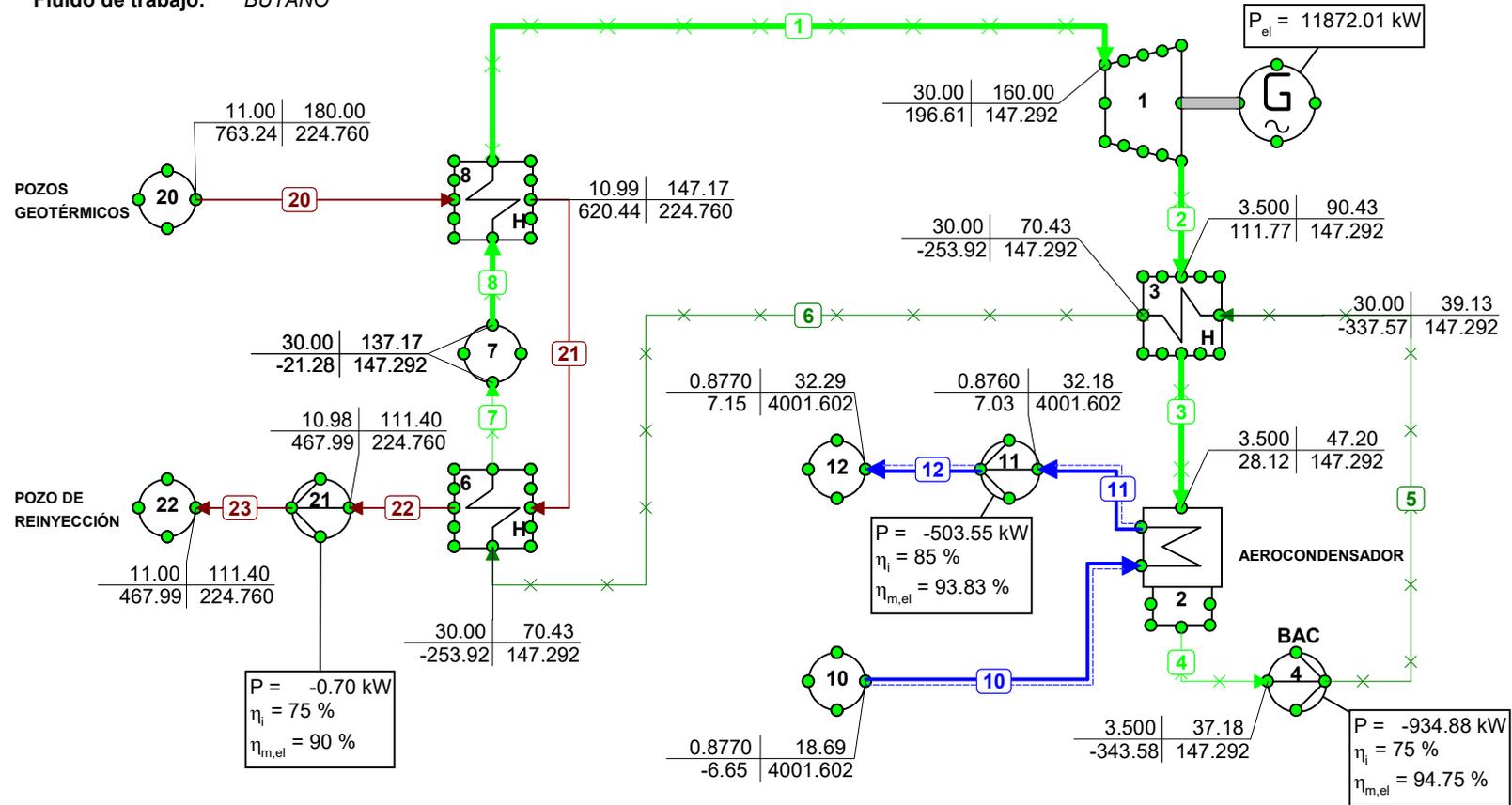
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

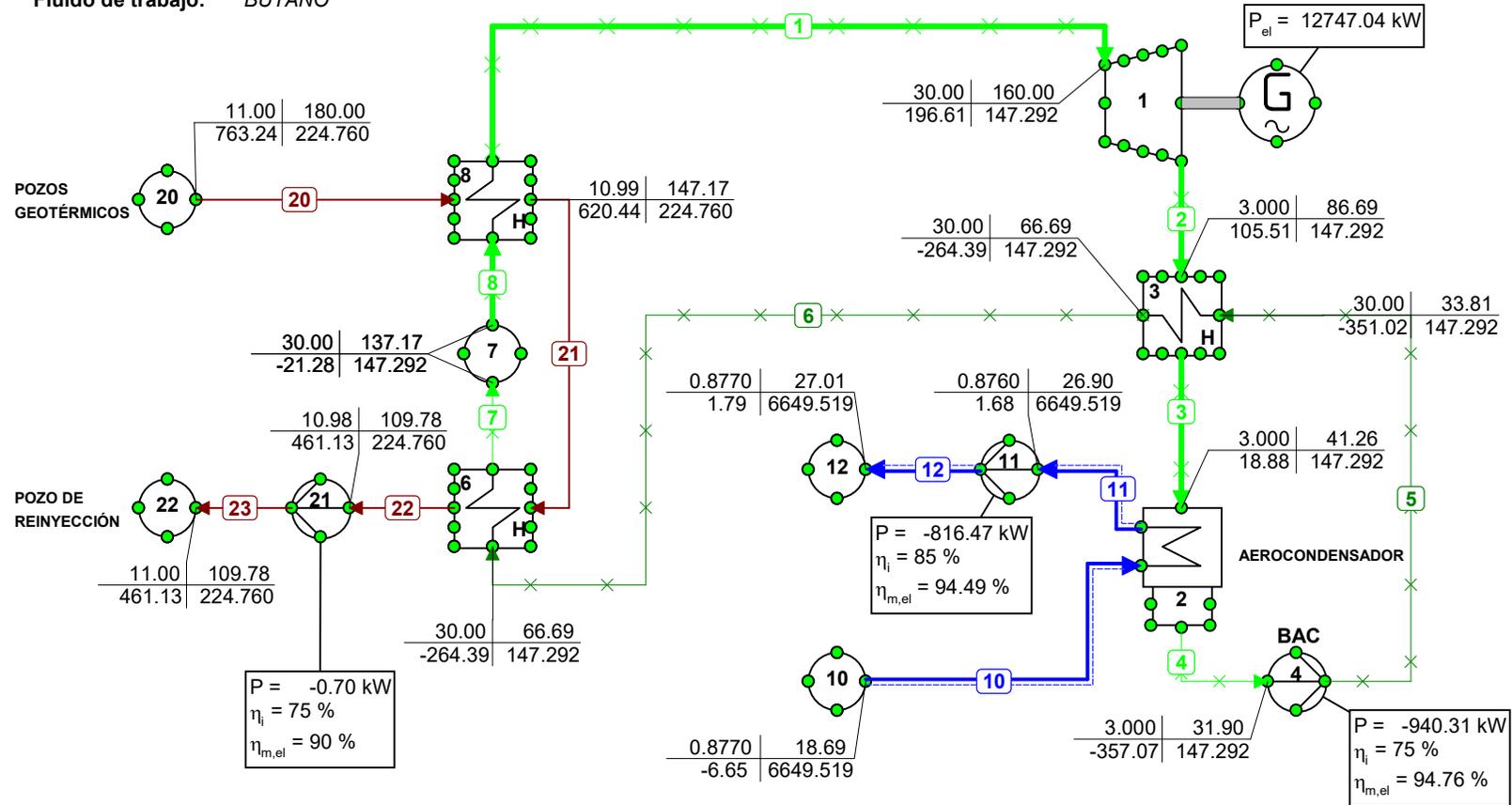
Fluido de trabajo: BUTANO



p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

### CICLO BINARIO regenerativo con sistema de refrigeración por AEROCONDENSADORES

Fluido de trabajo: BUTANO

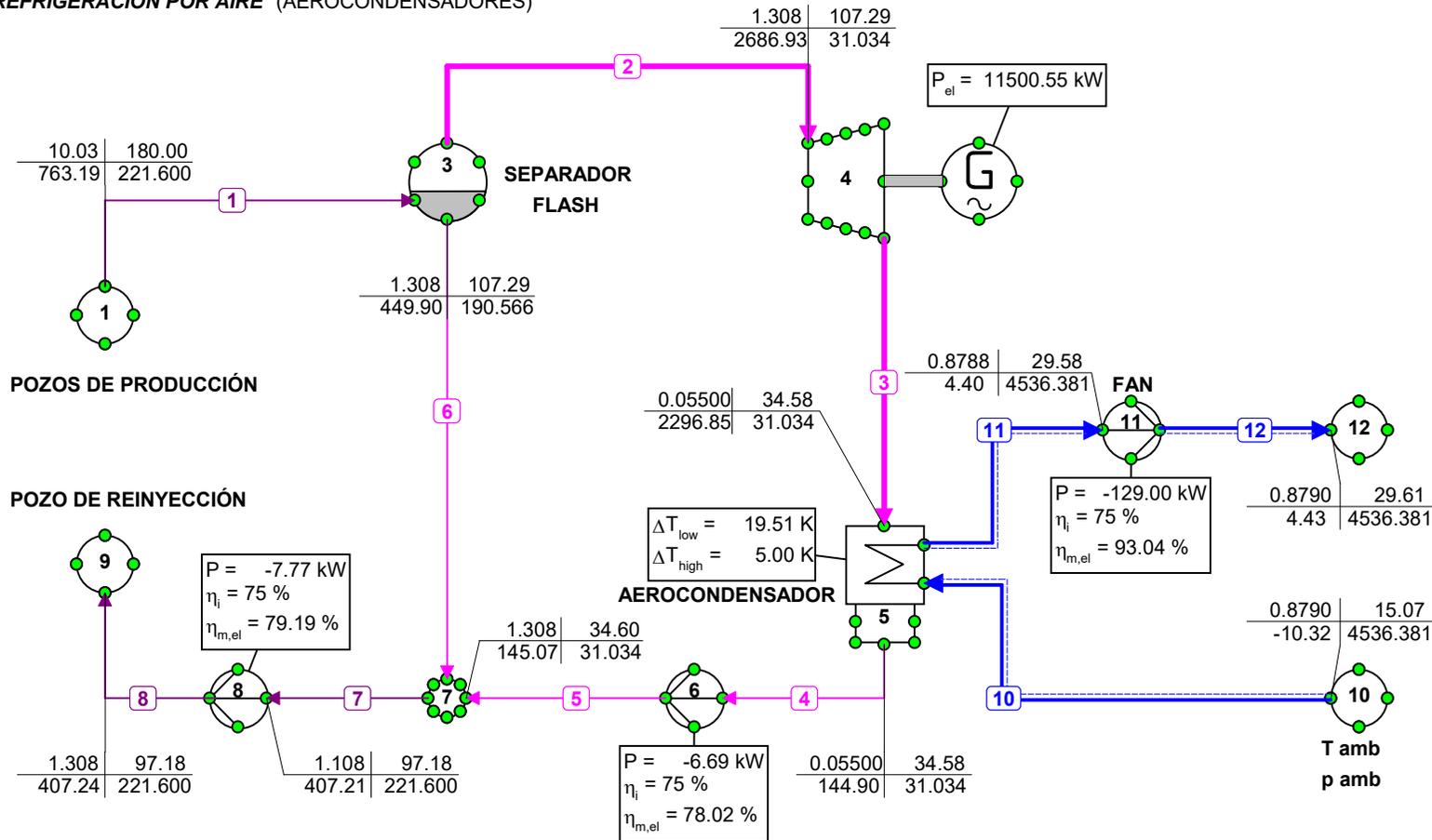


p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	

# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

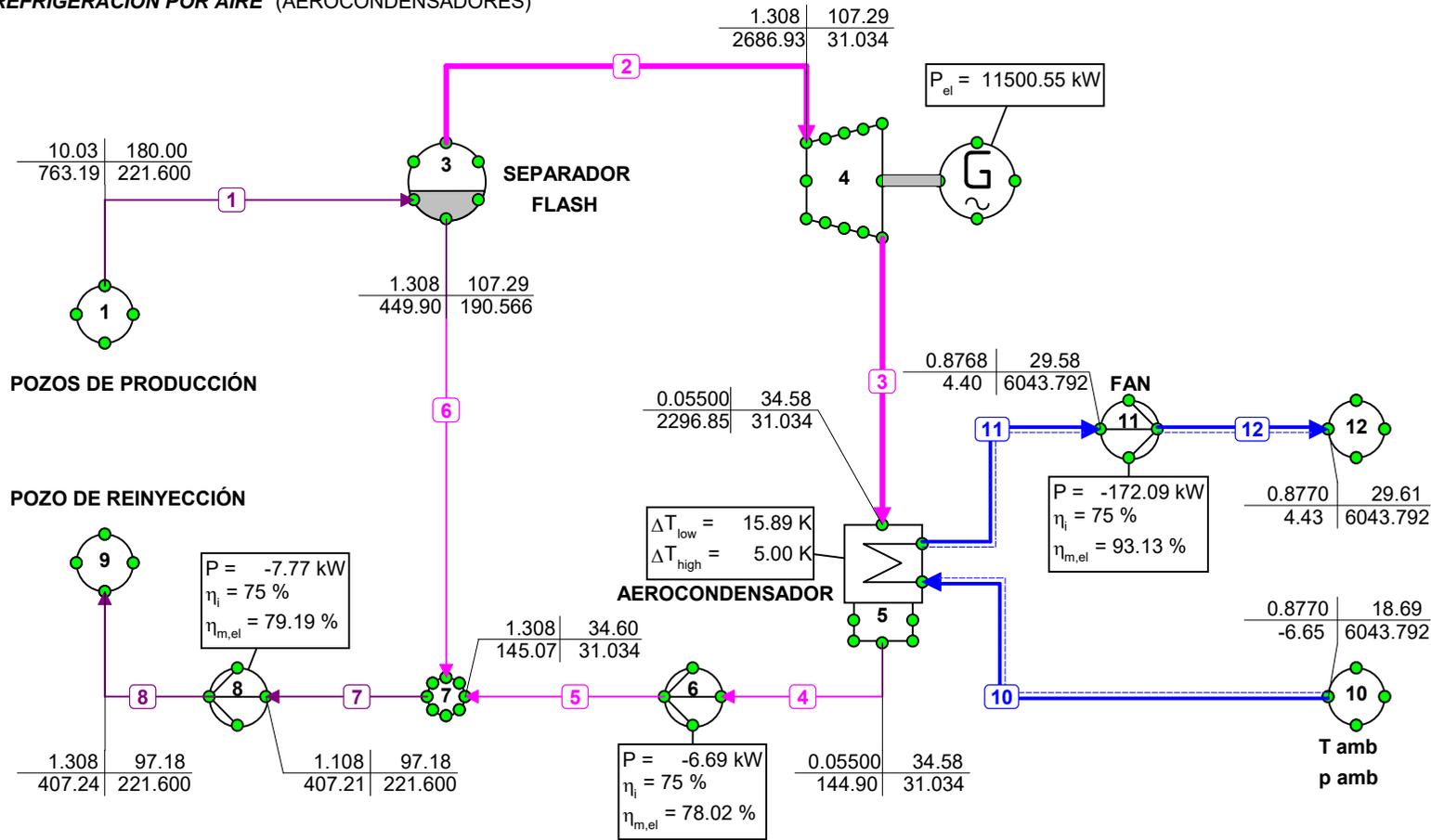
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

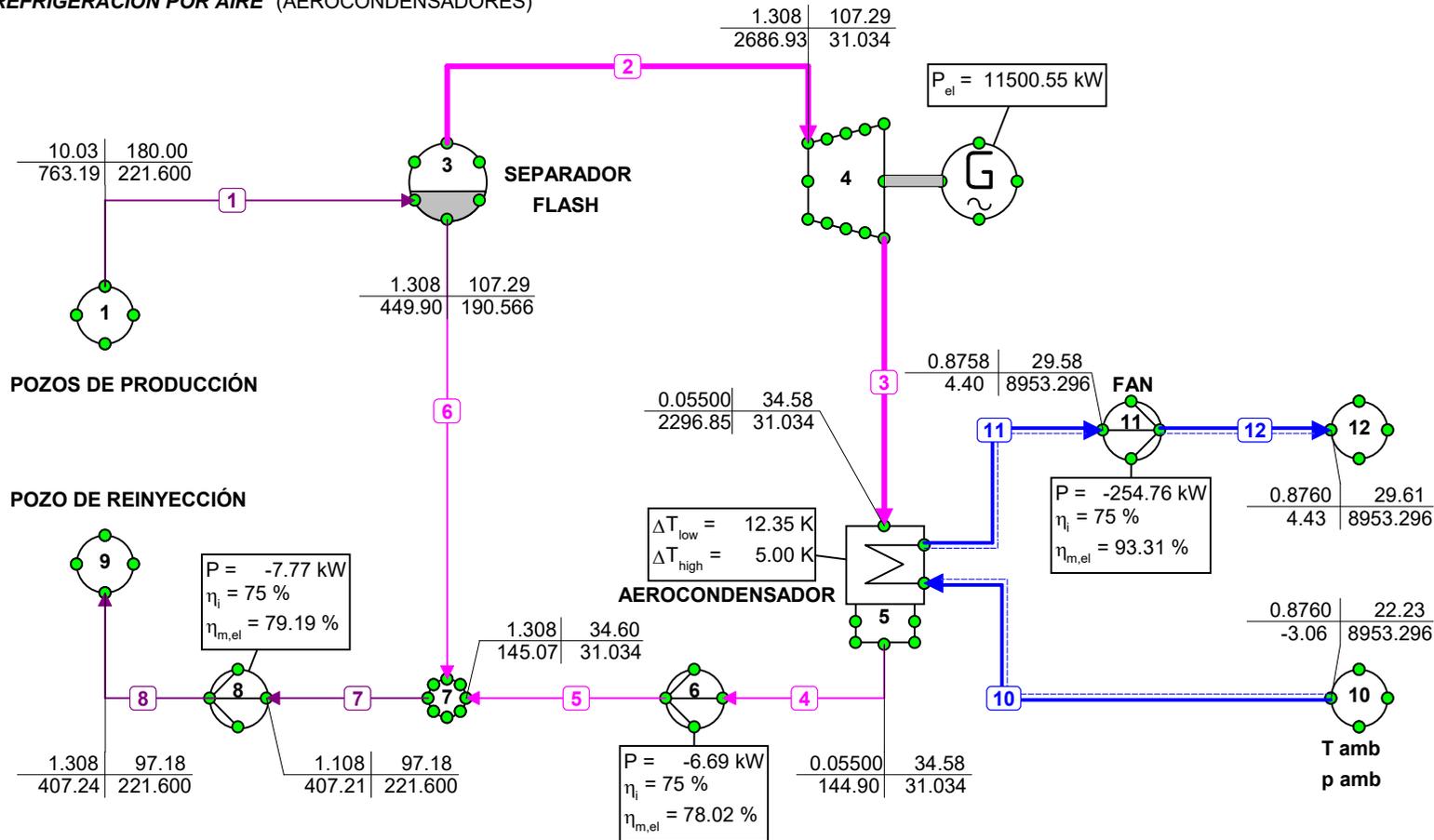
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

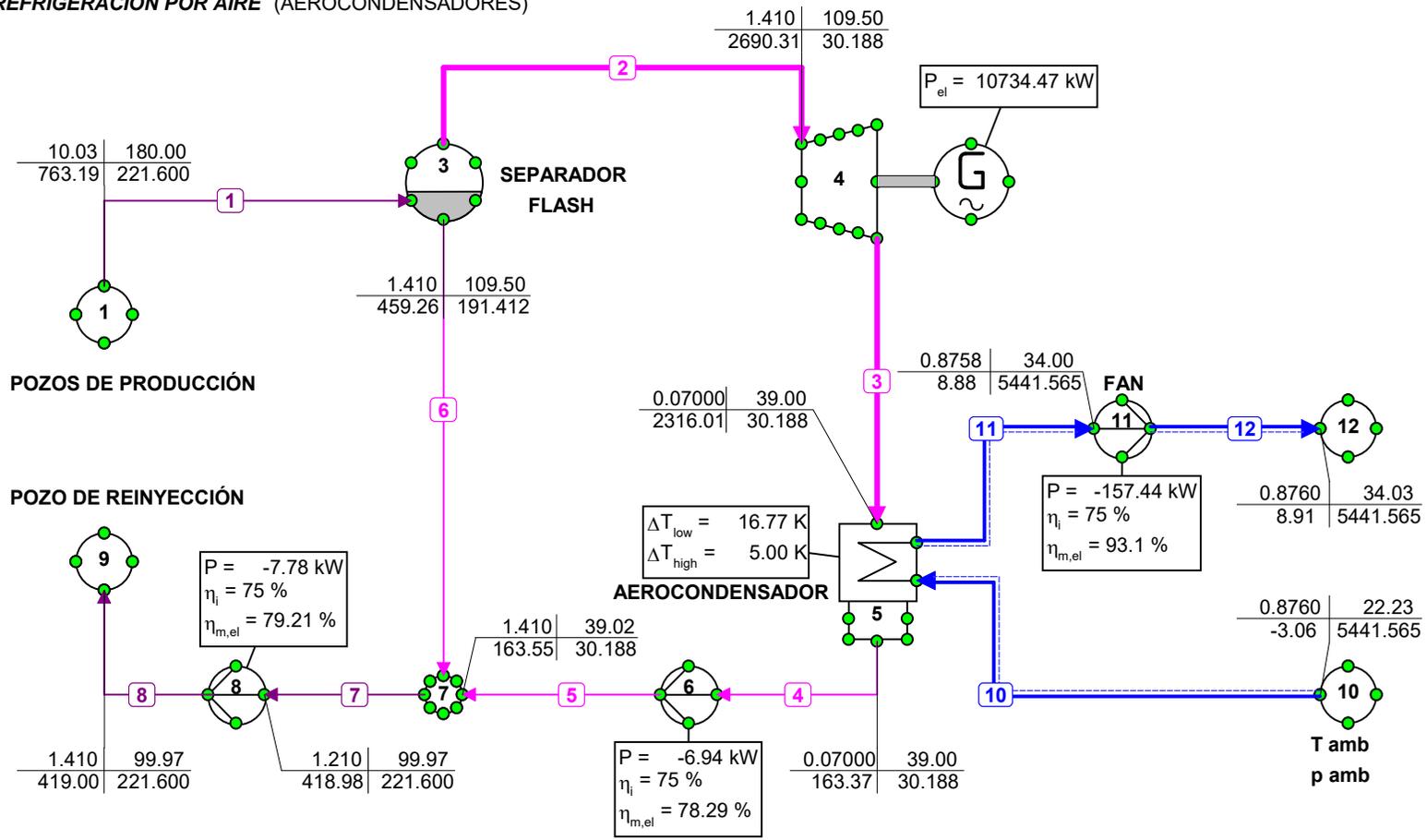
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

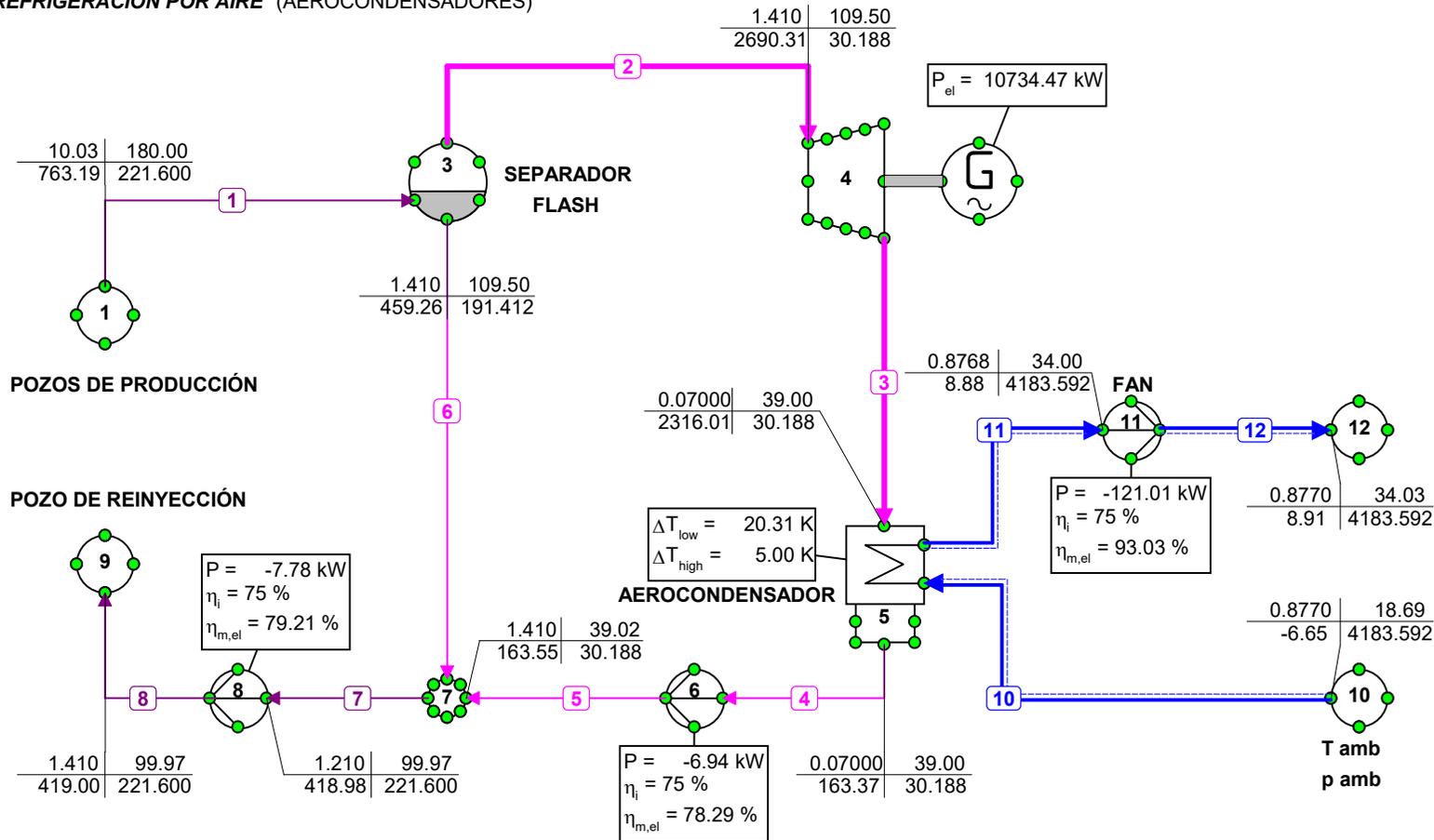
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

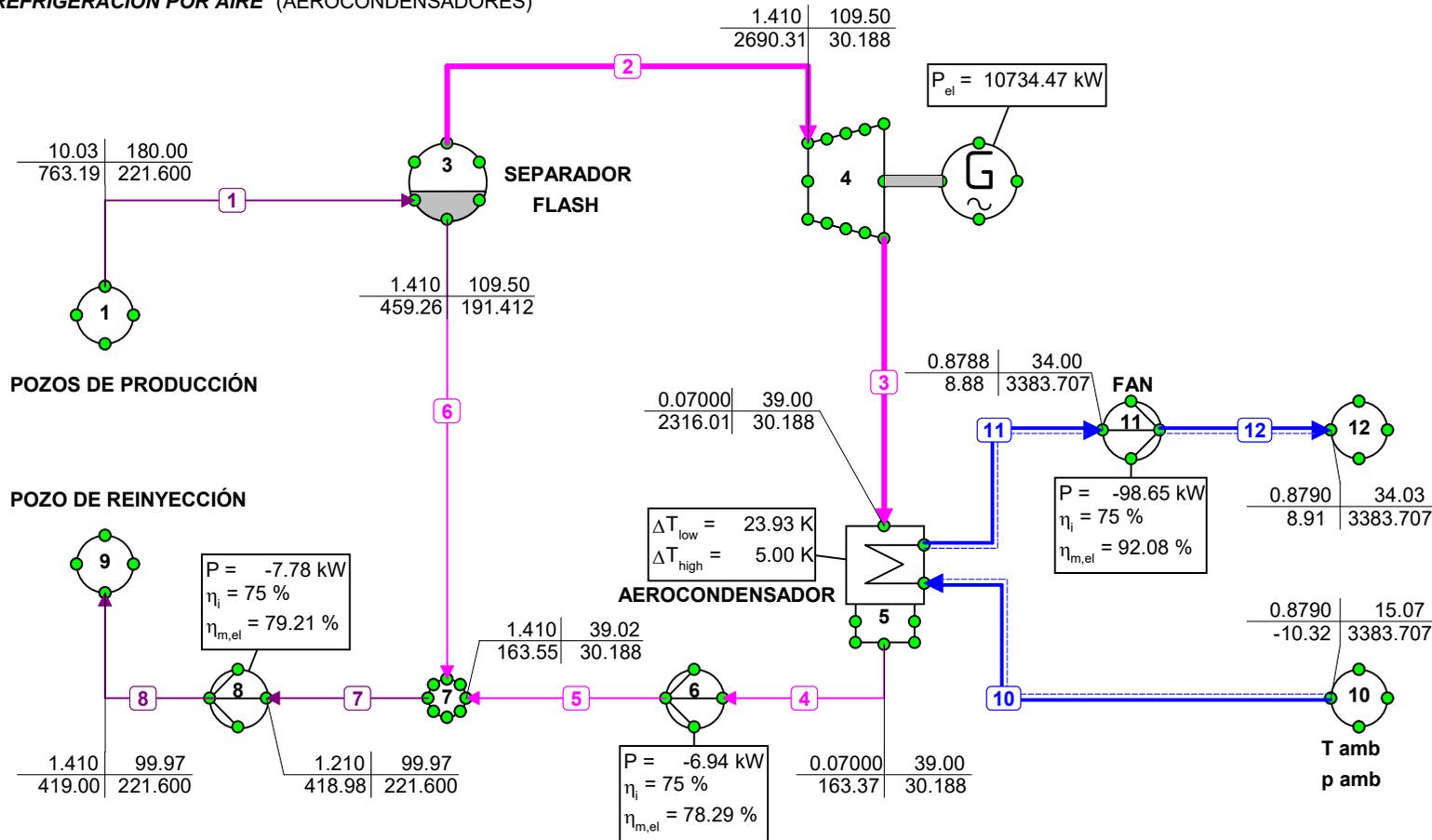
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

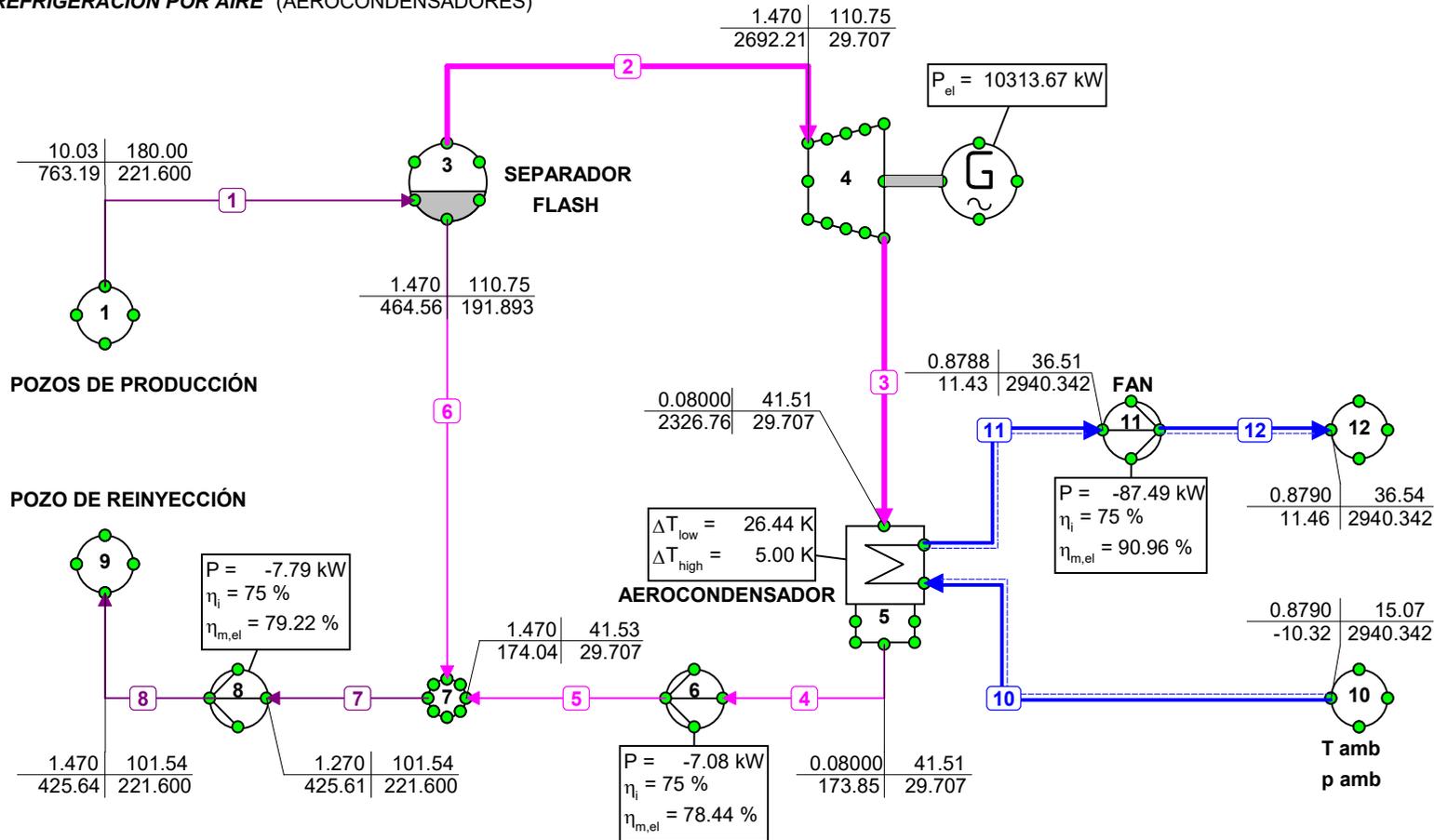
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

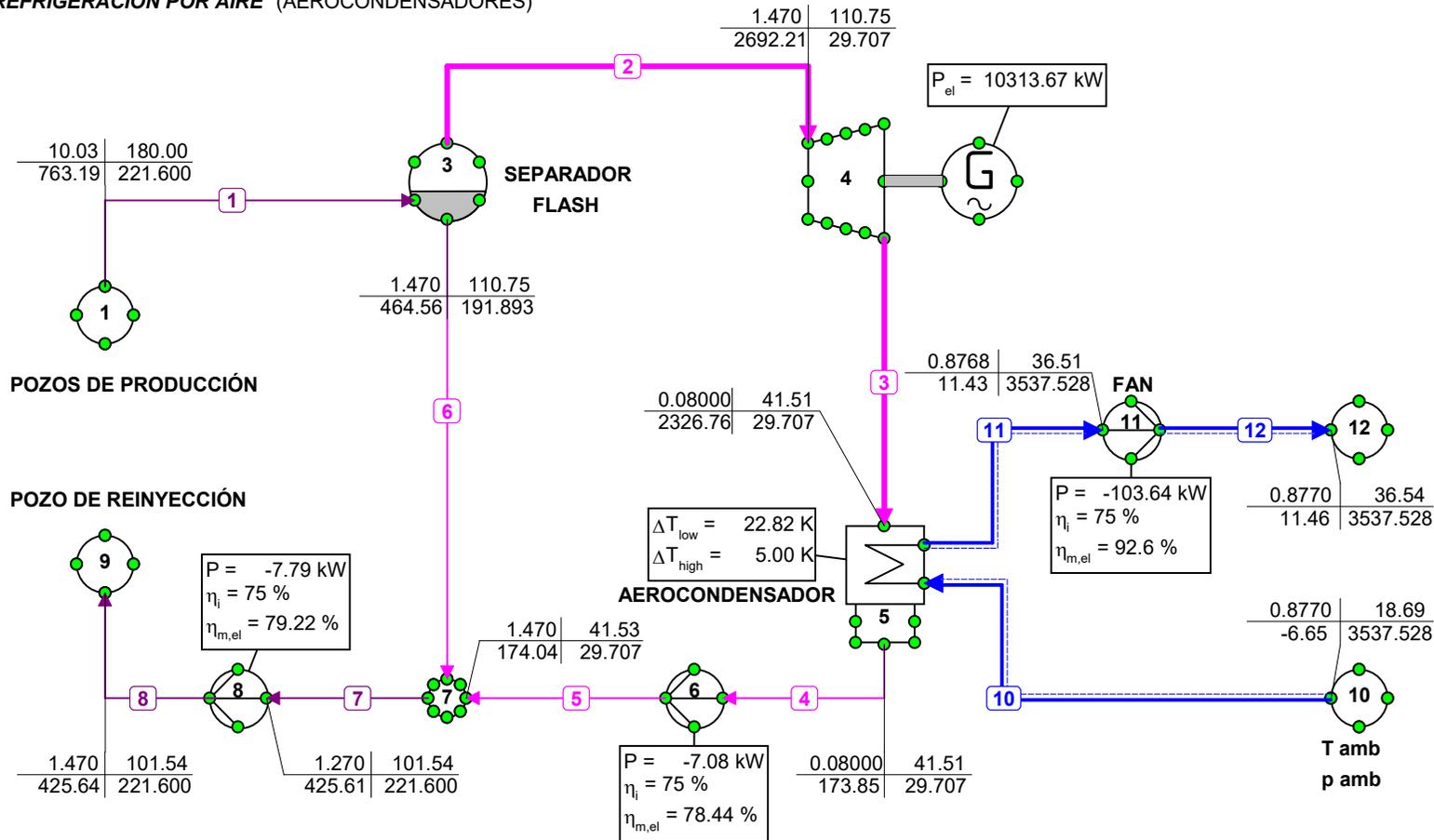
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

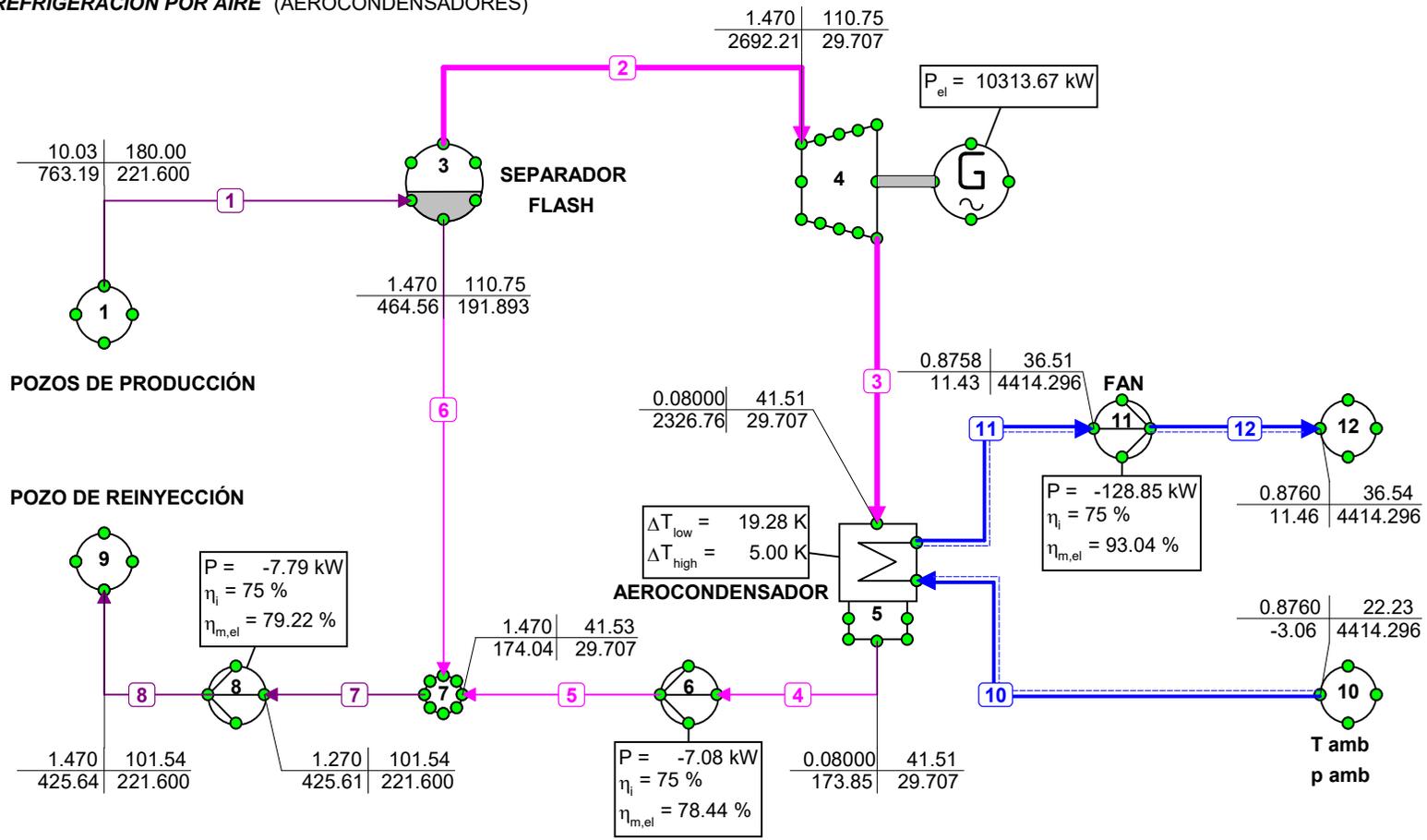
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

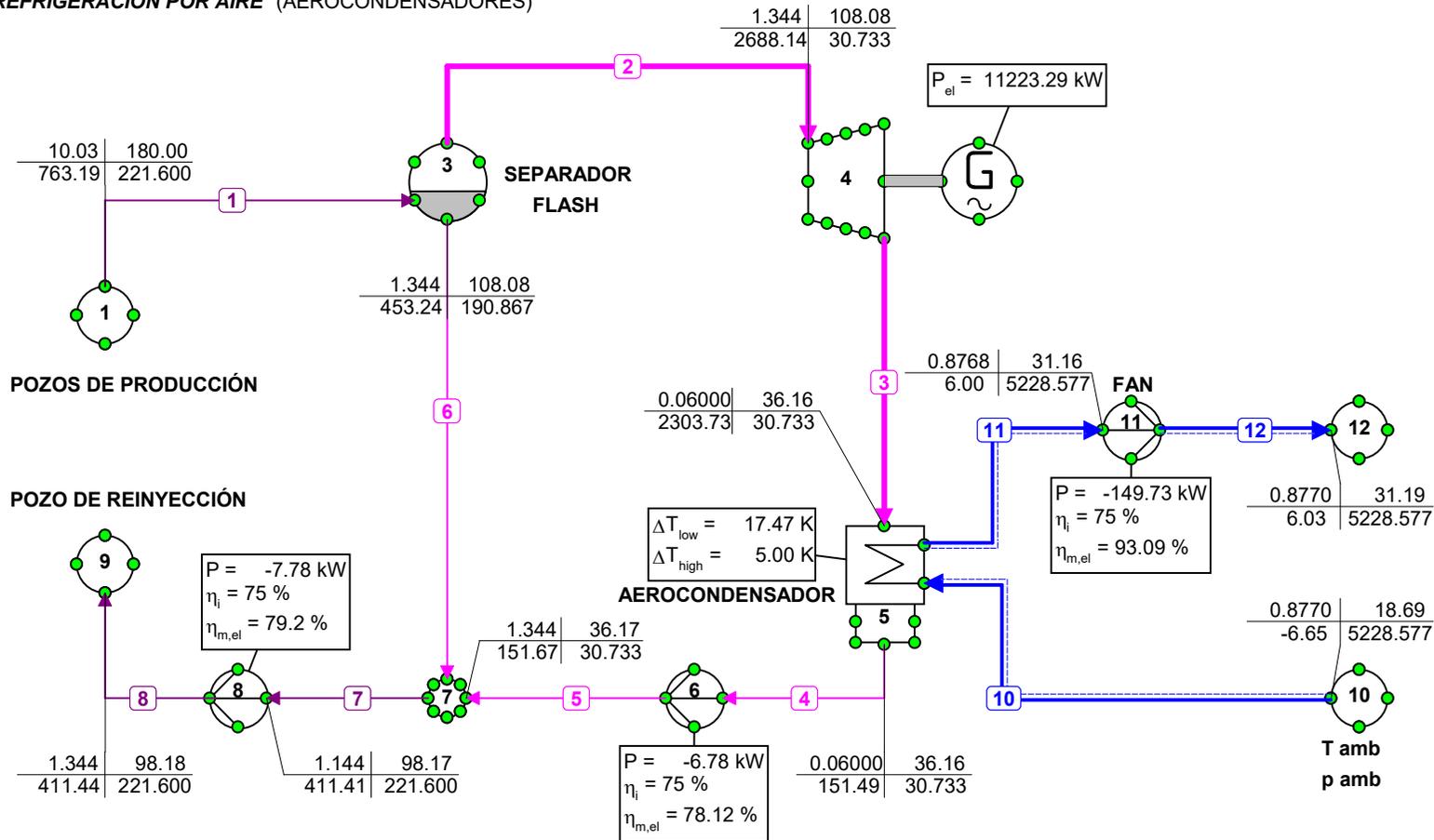
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

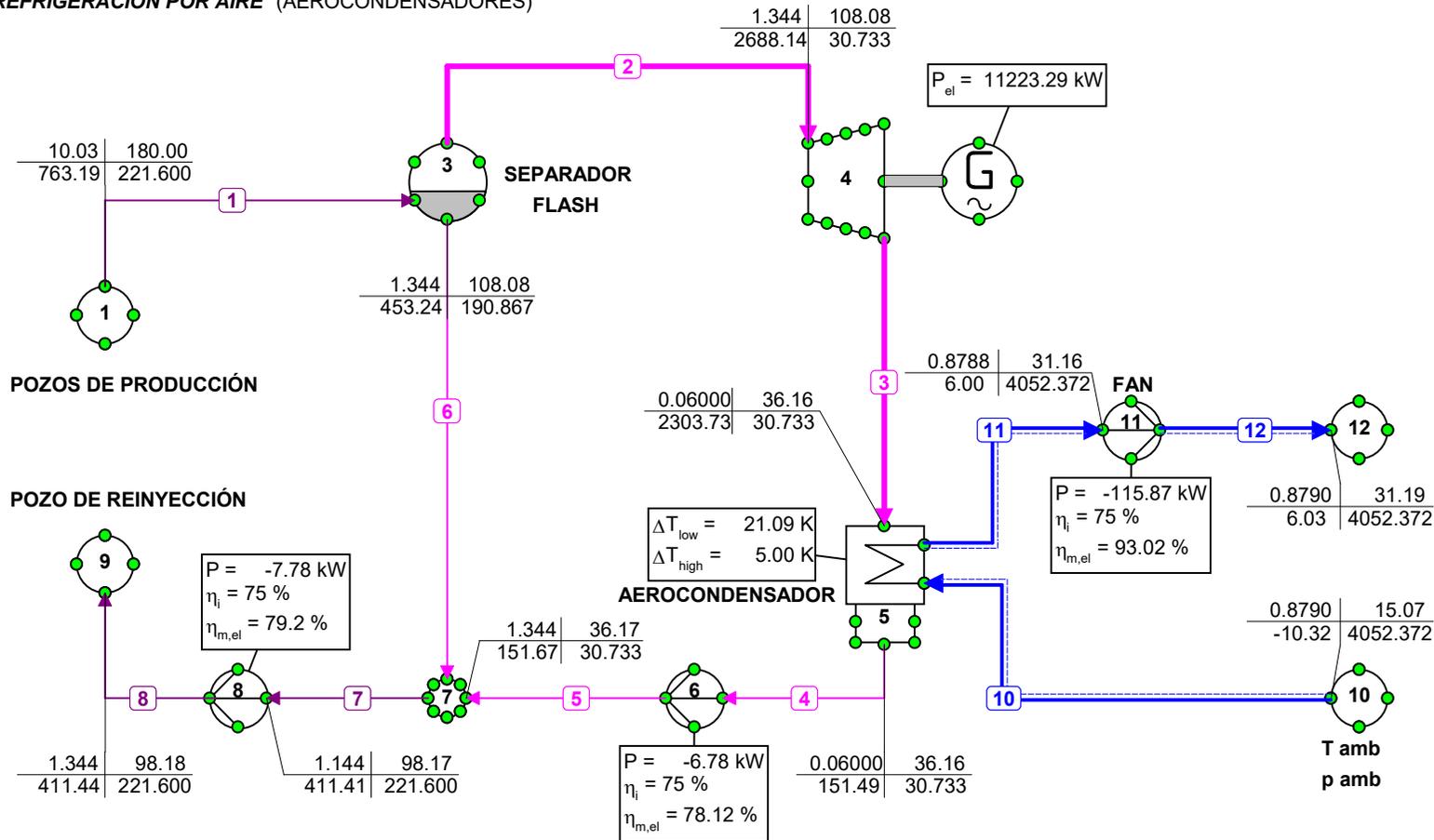
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

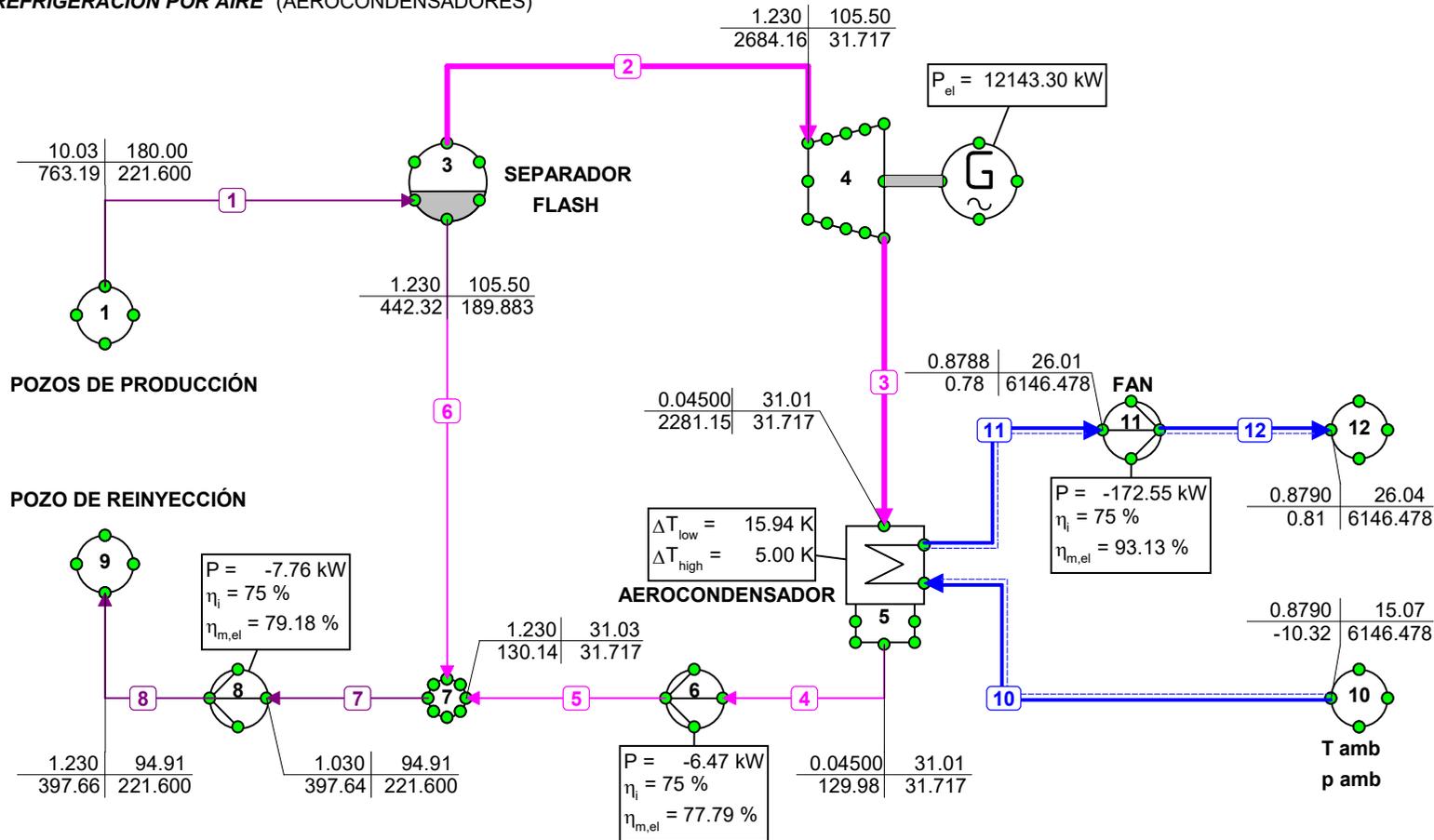
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

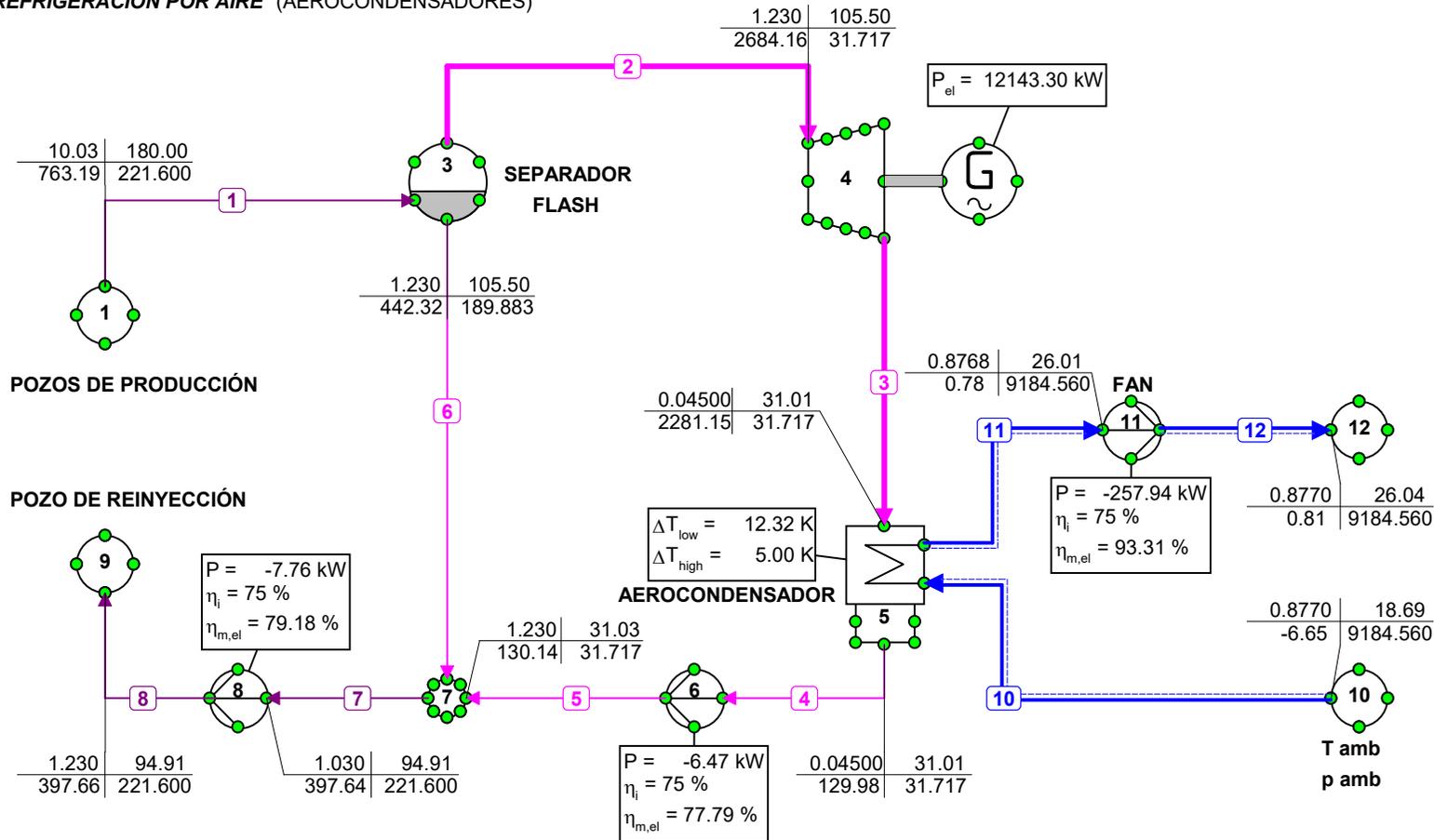
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

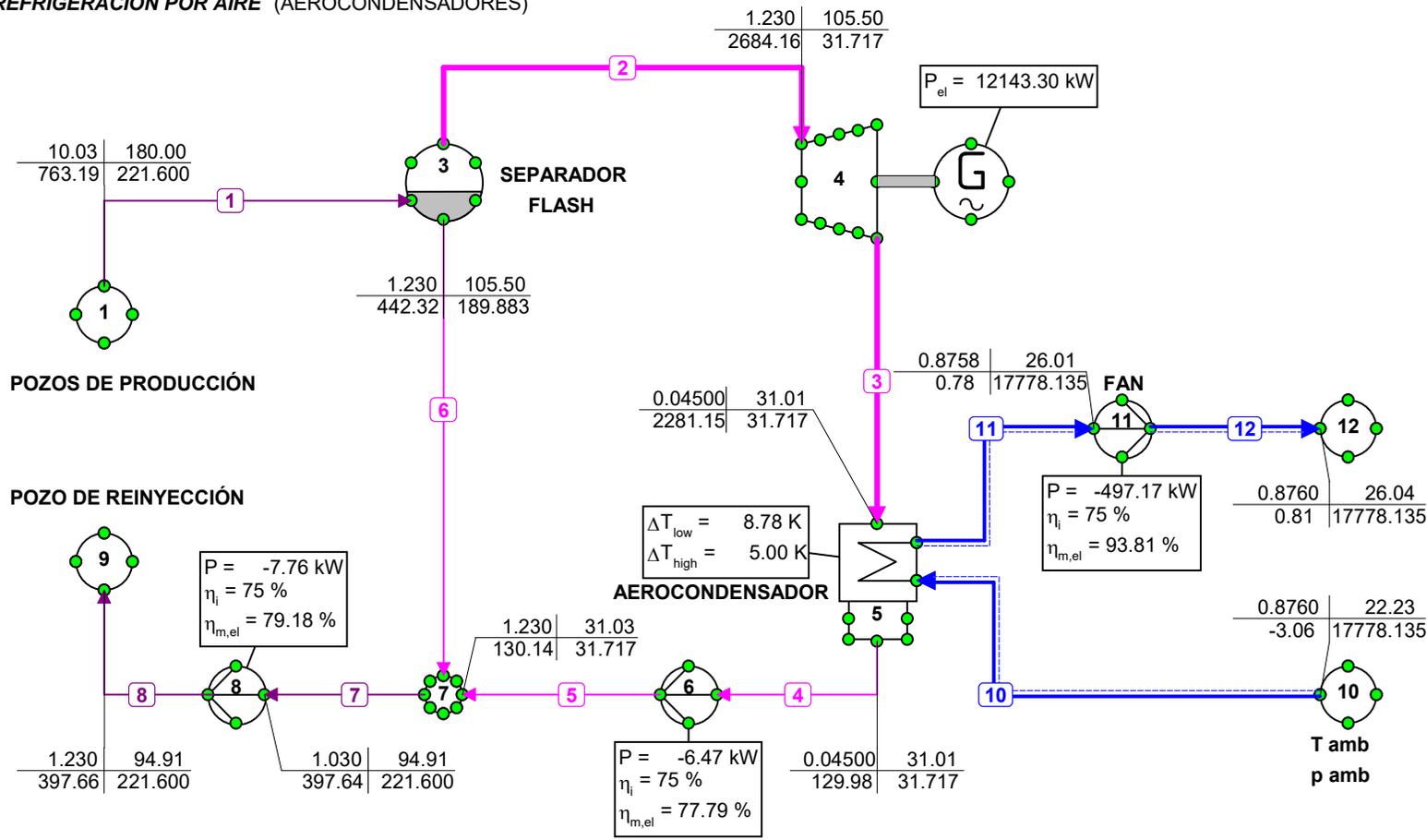
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

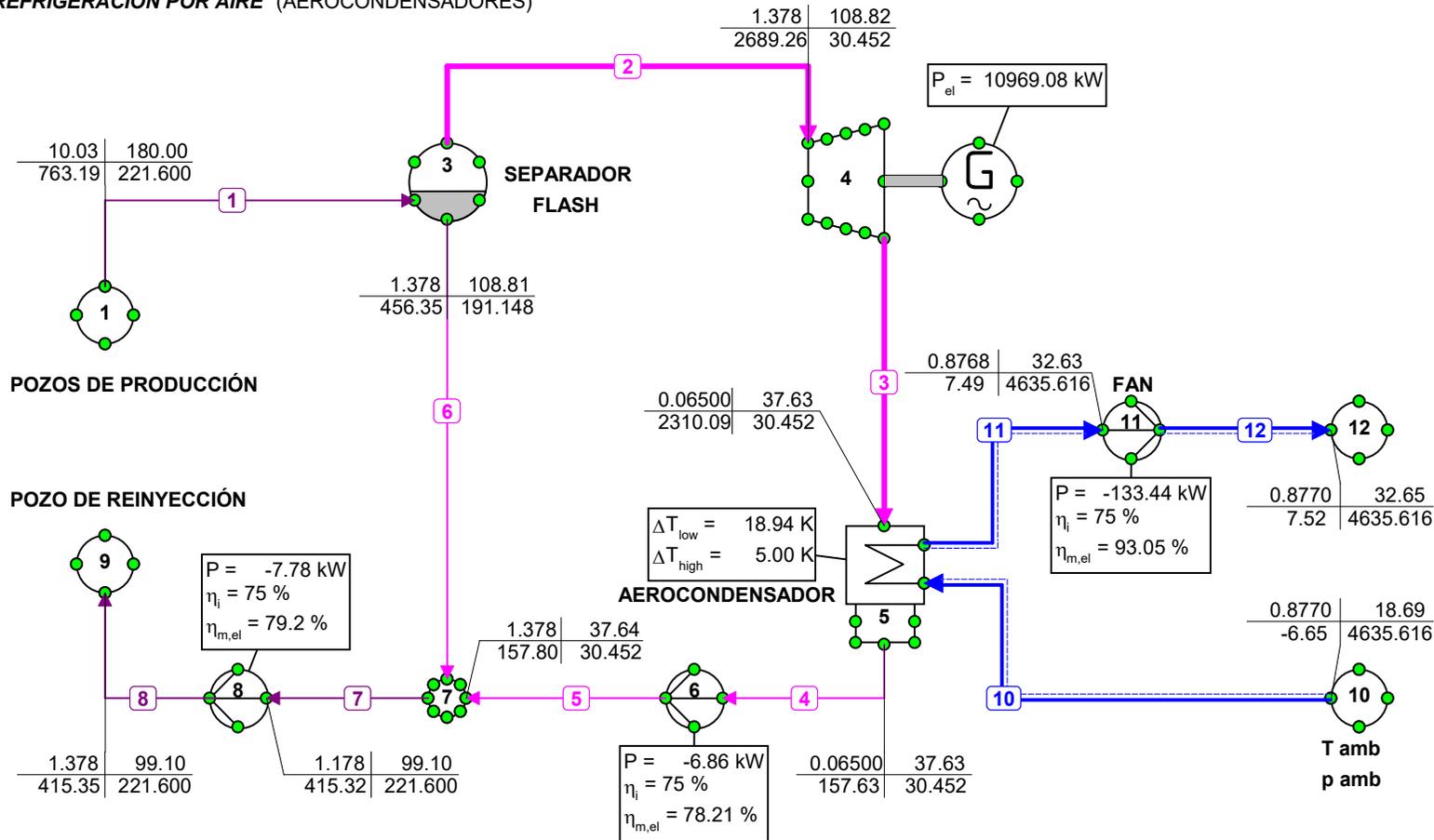
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

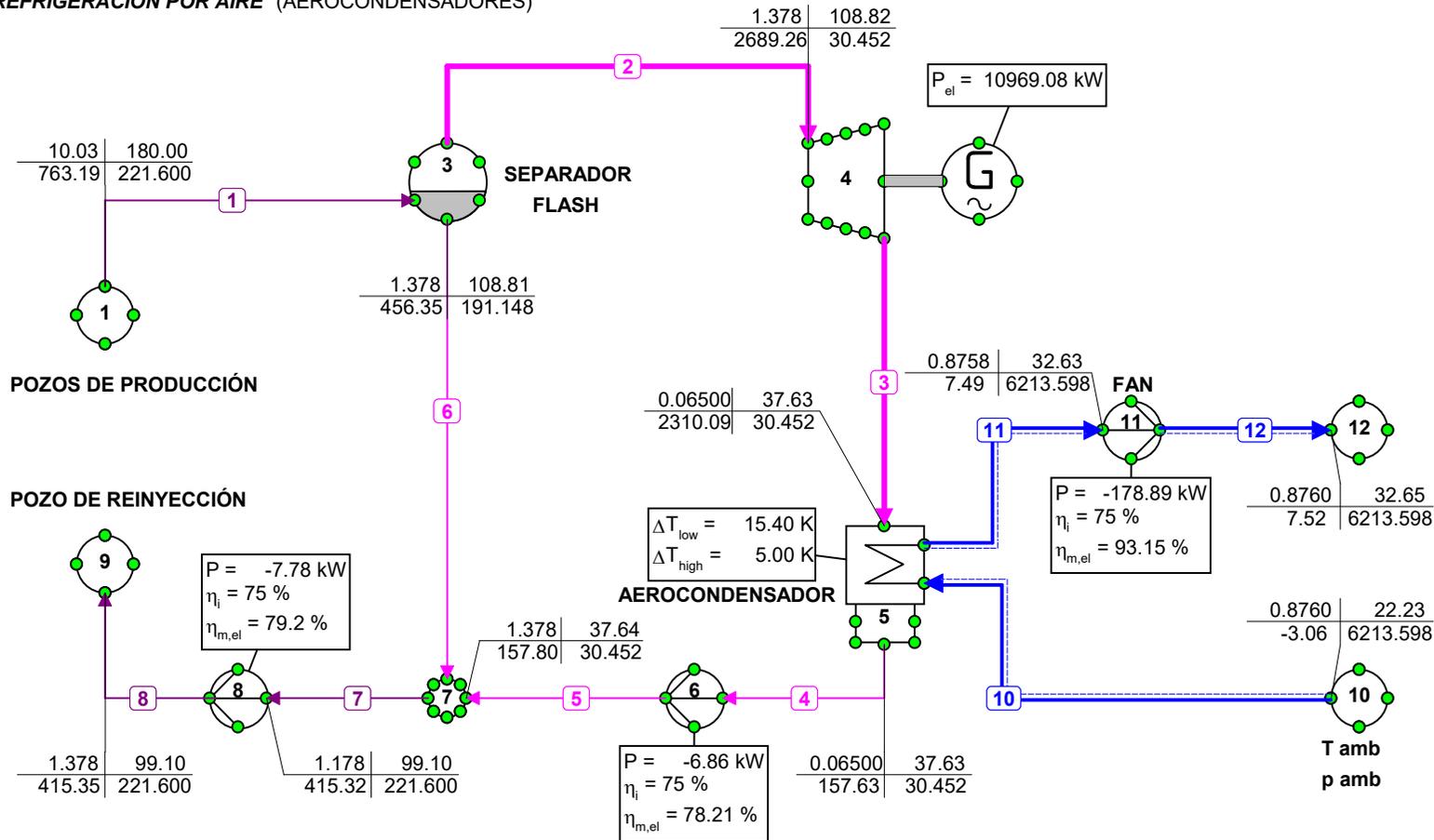
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

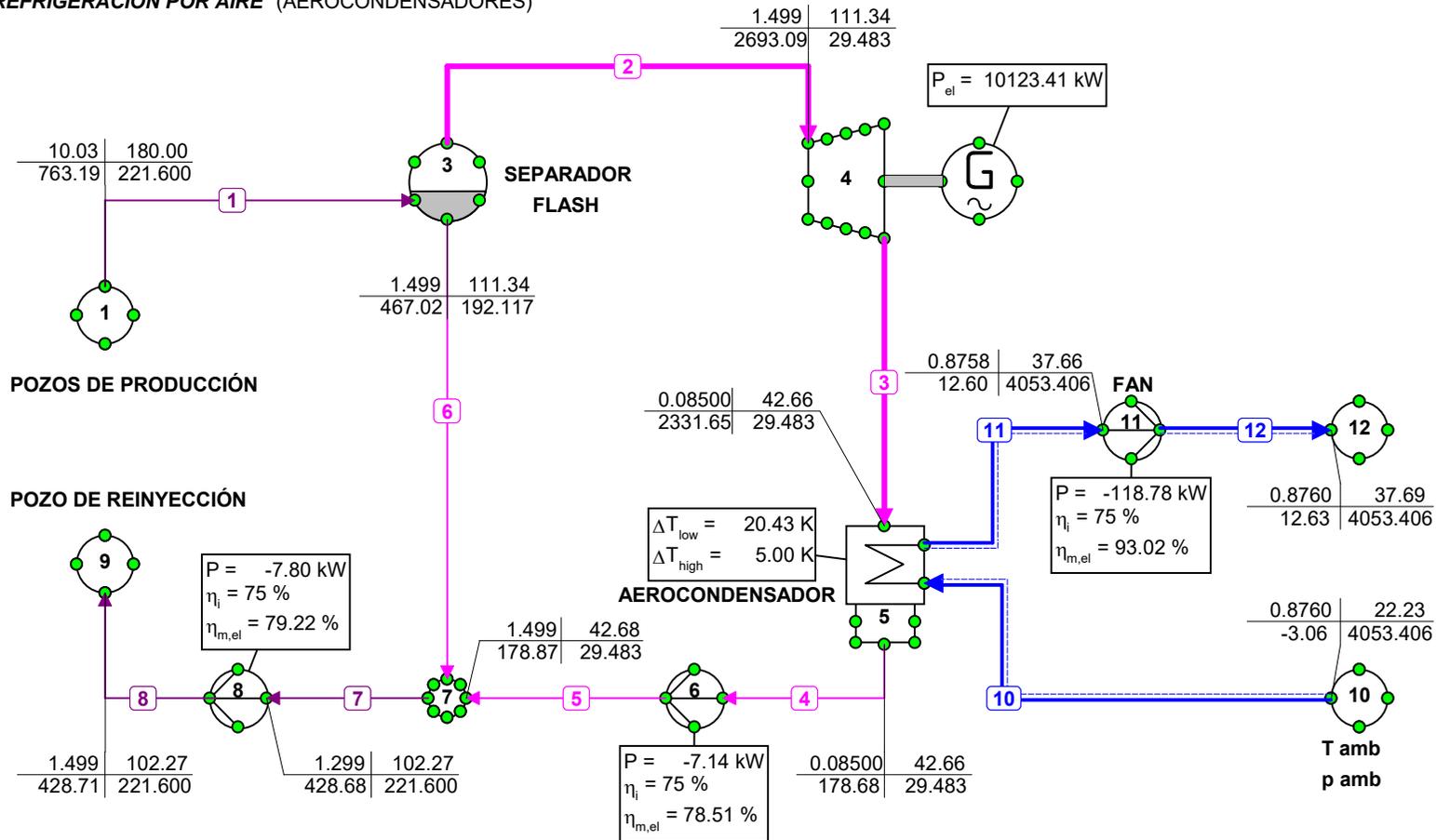
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

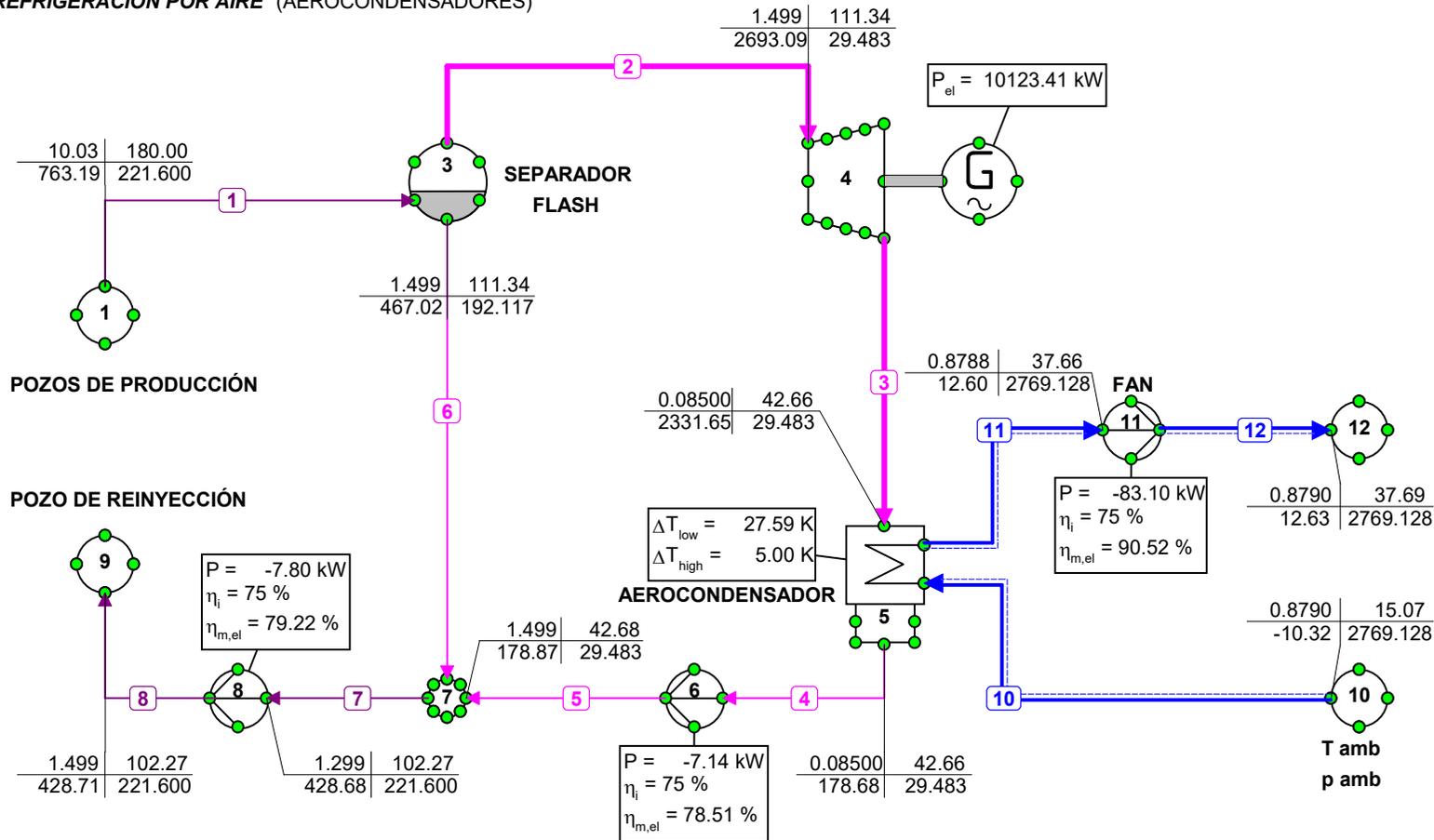
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

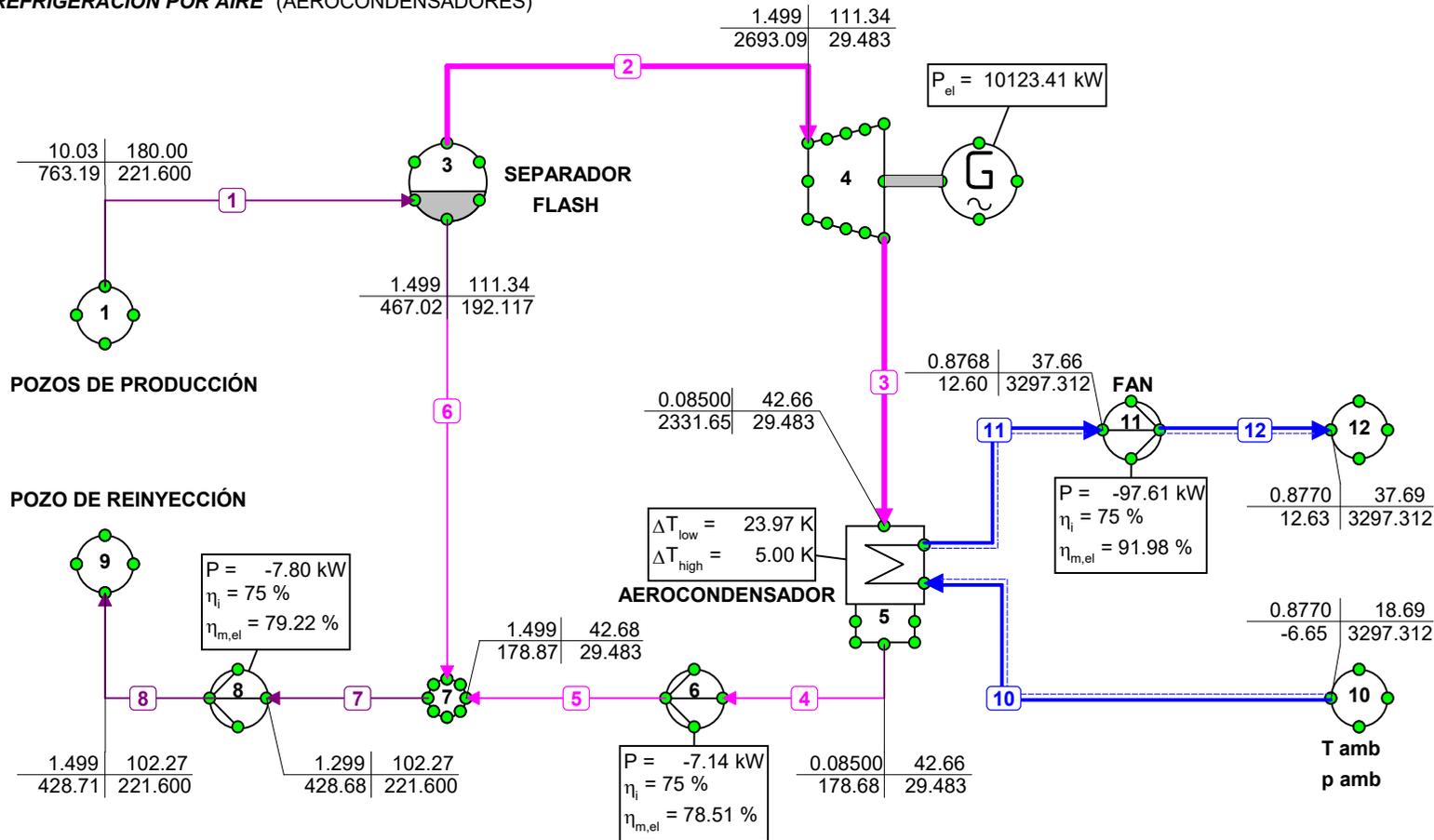
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

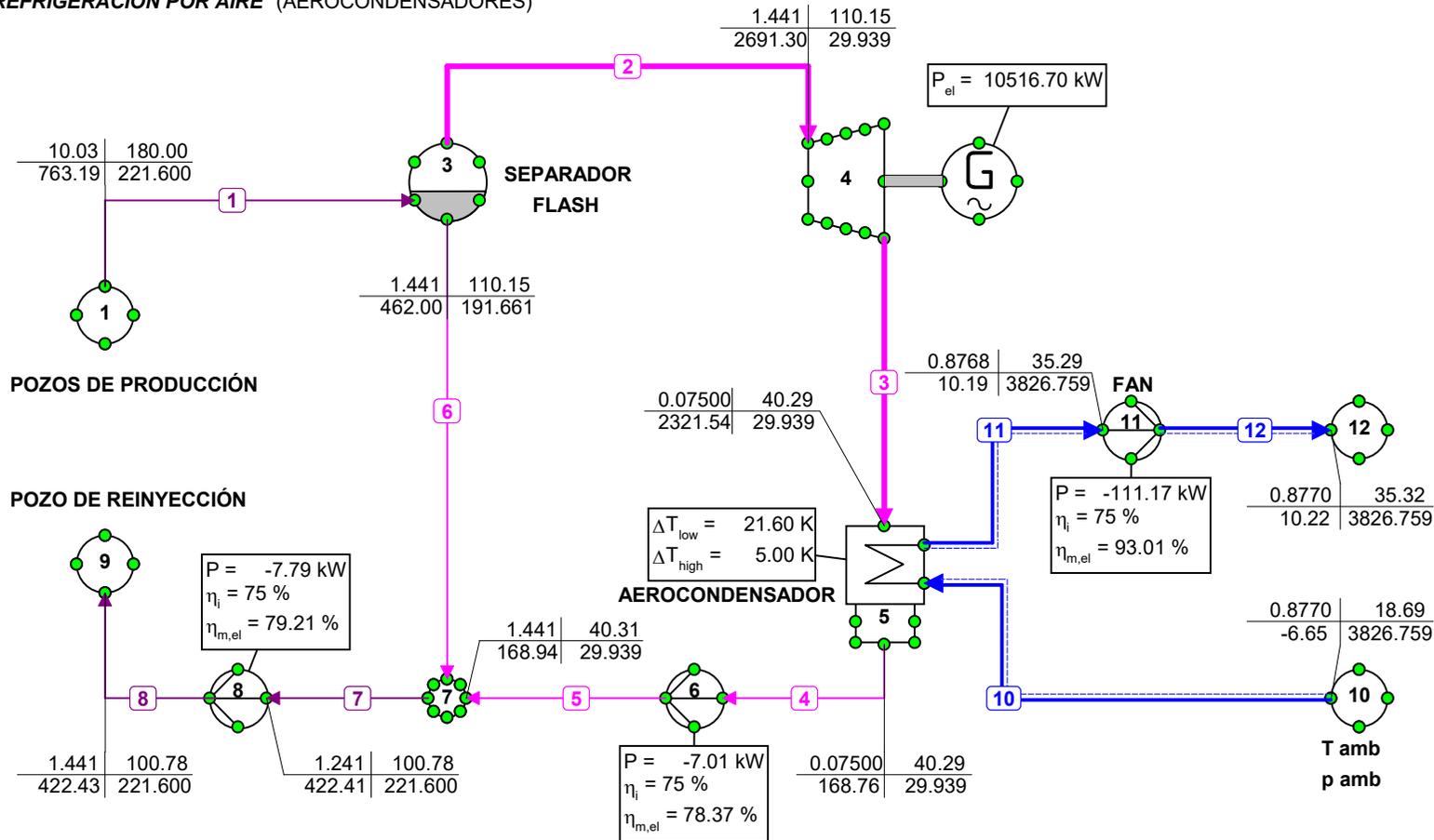
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

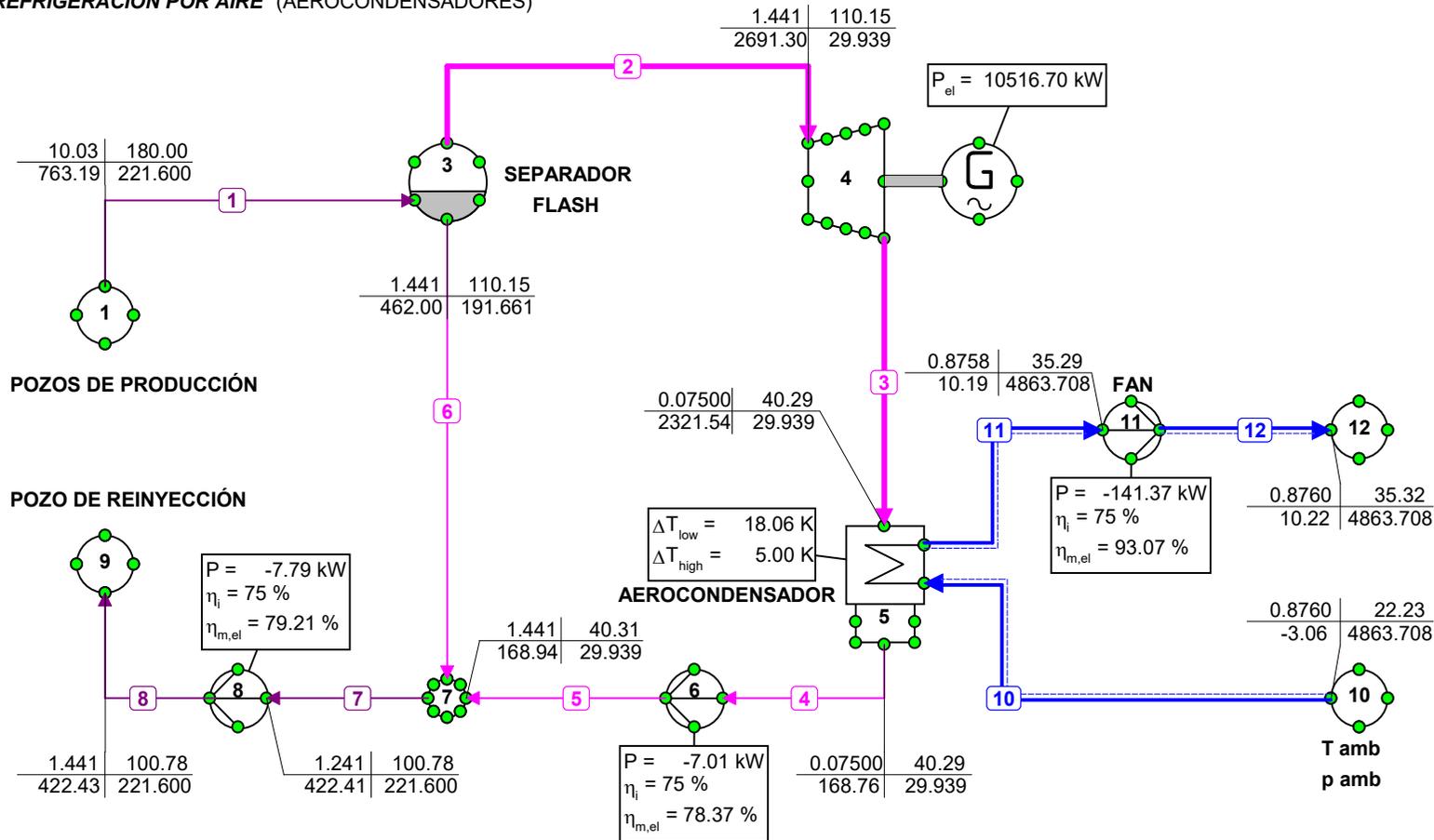
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

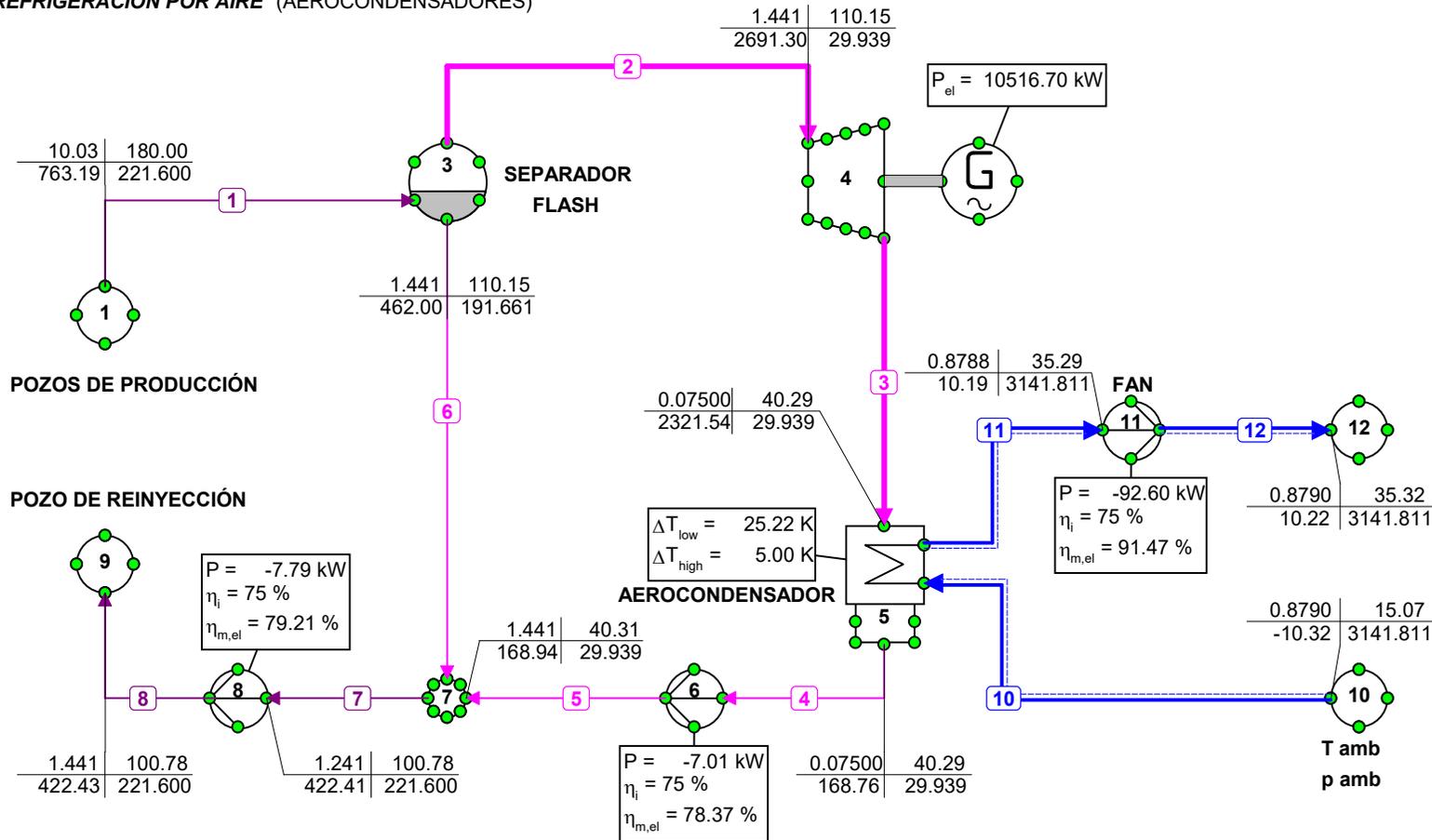
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

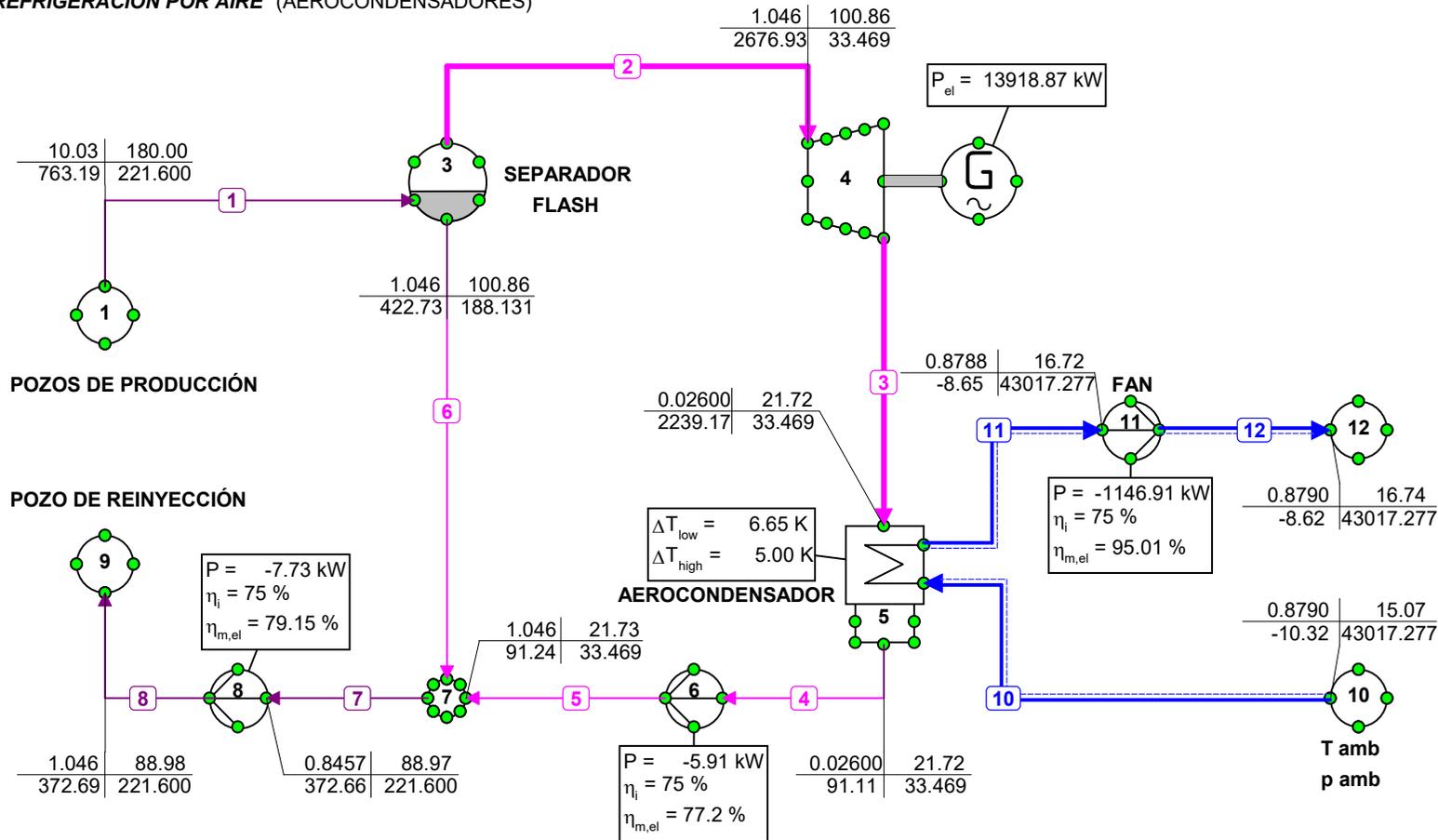
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

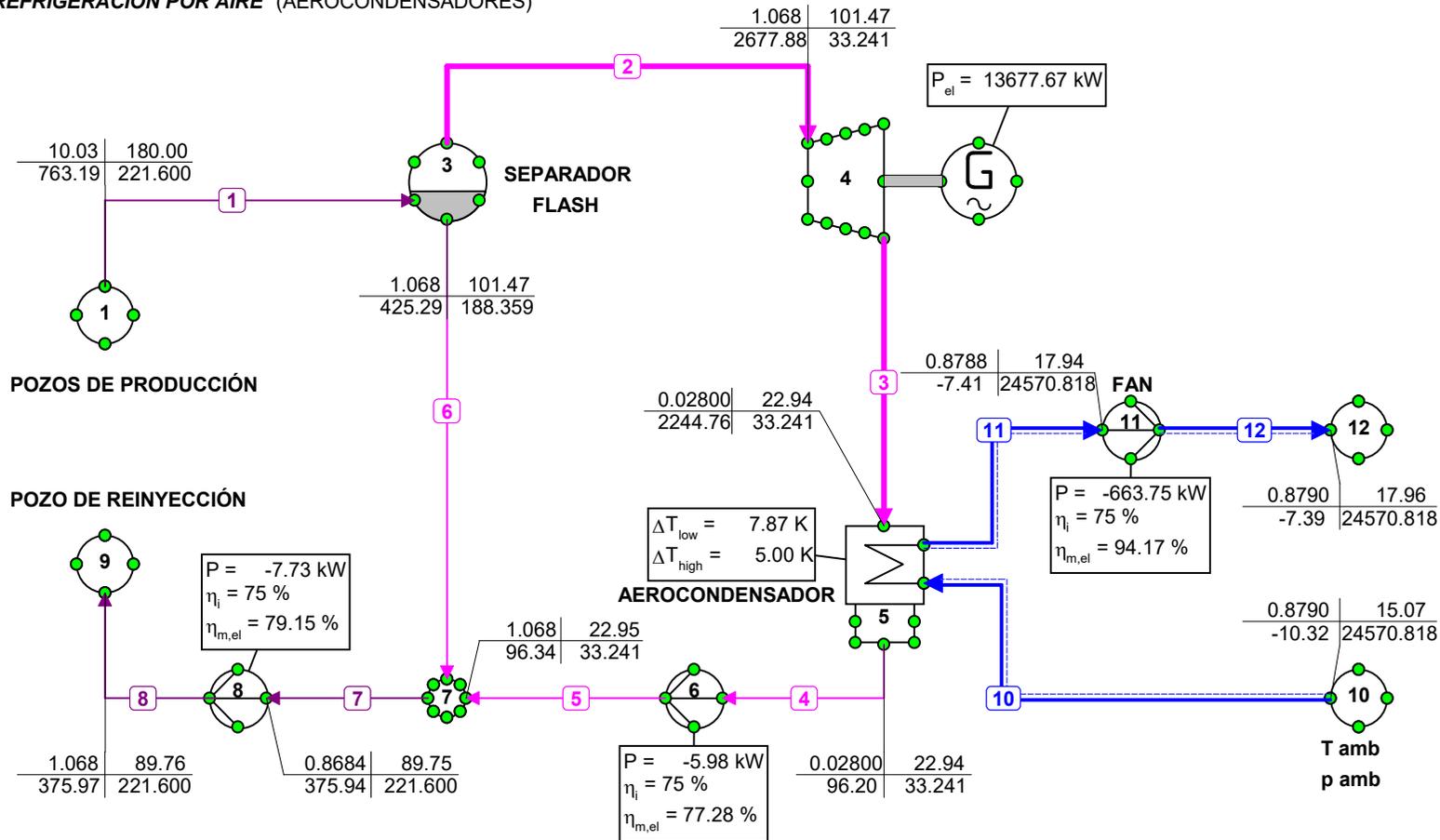
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

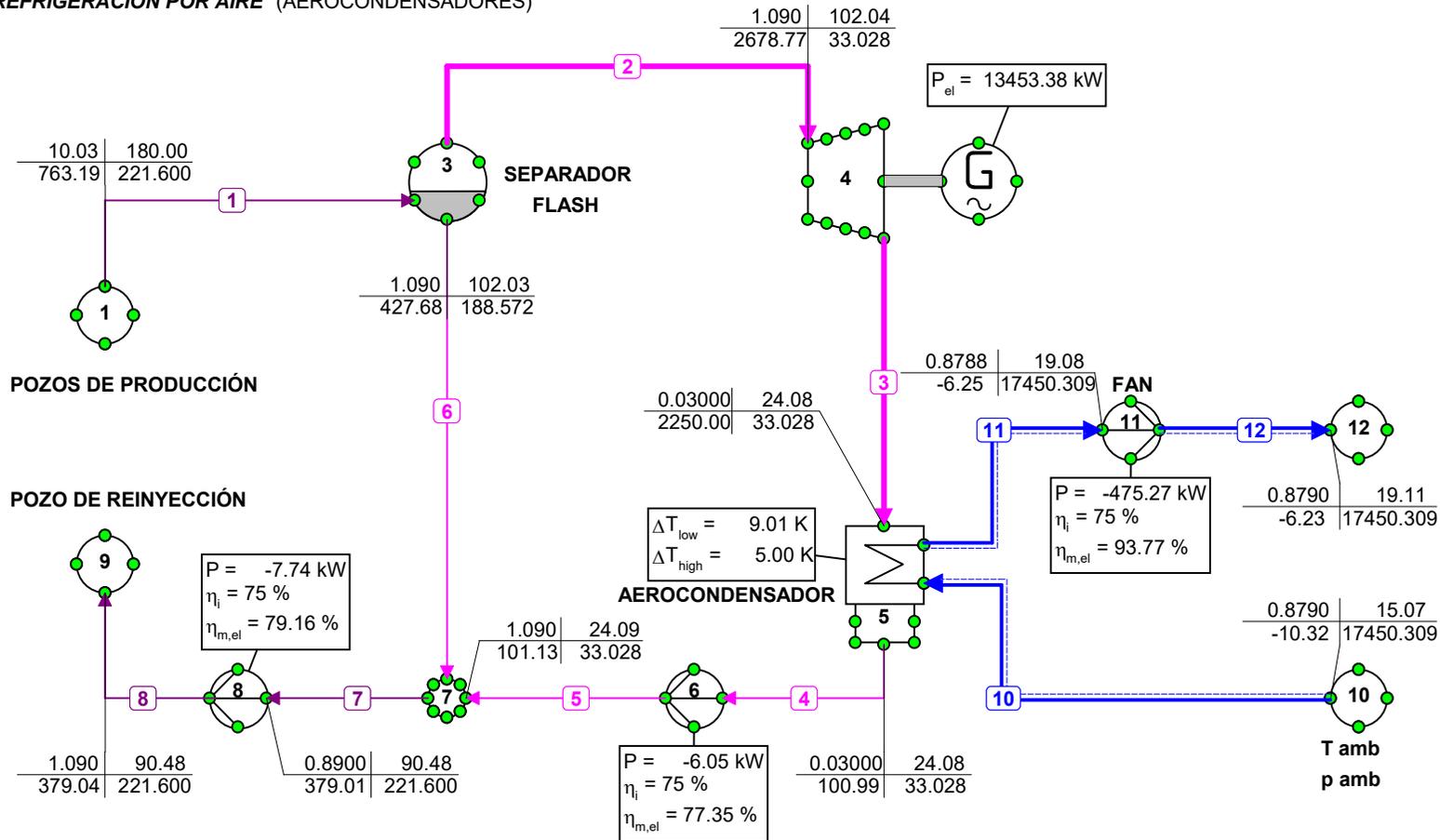
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

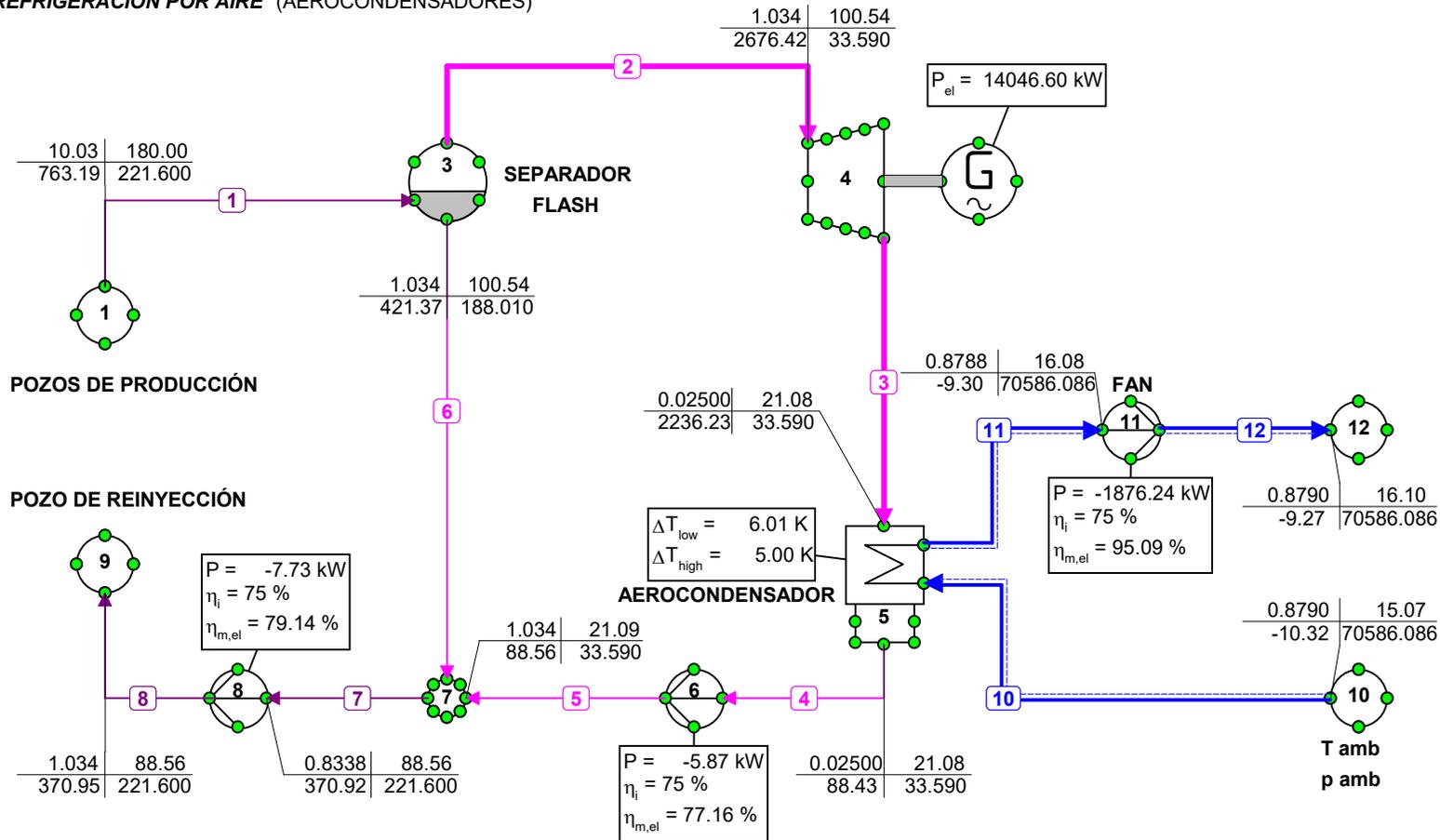
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	

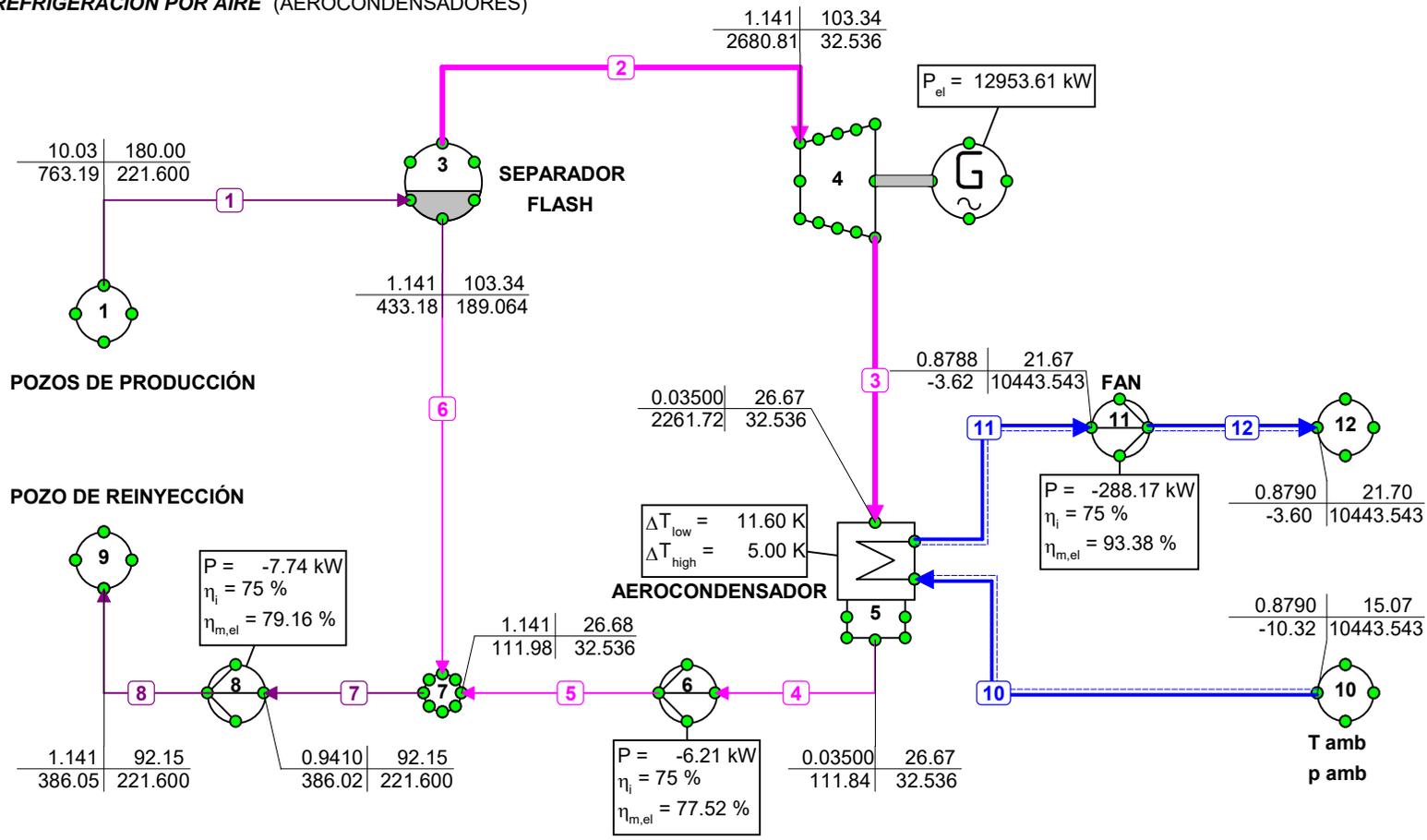




# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

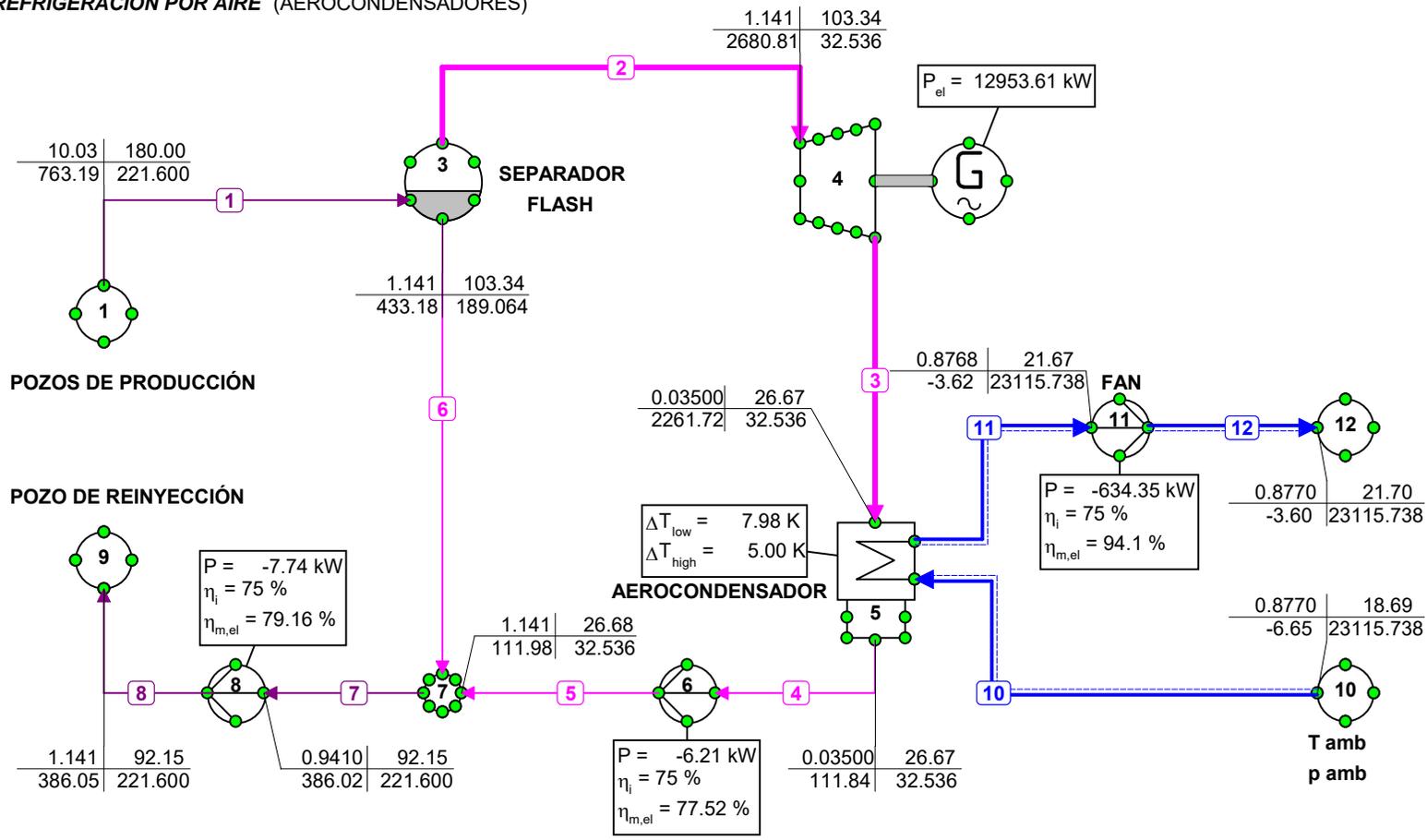
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

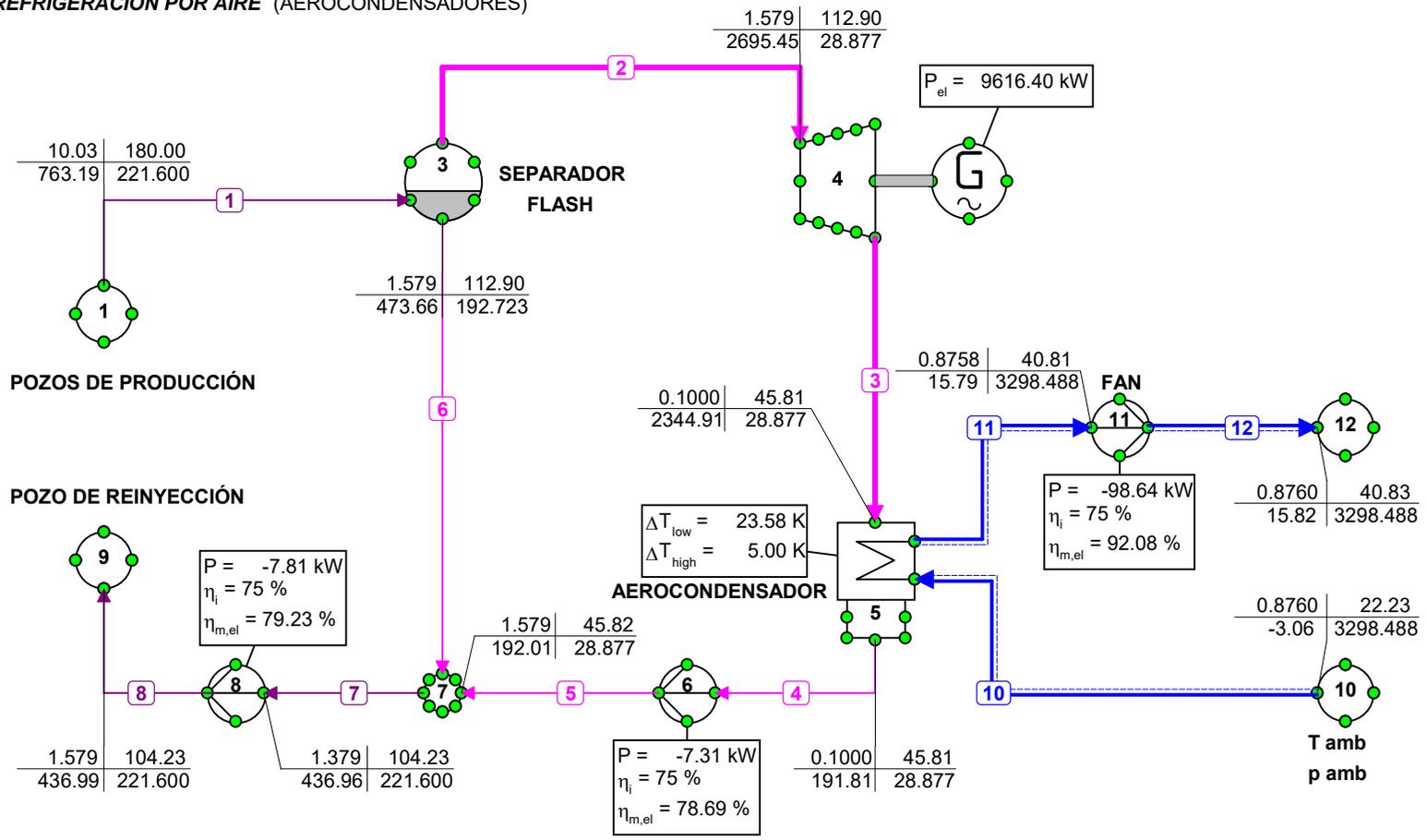
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

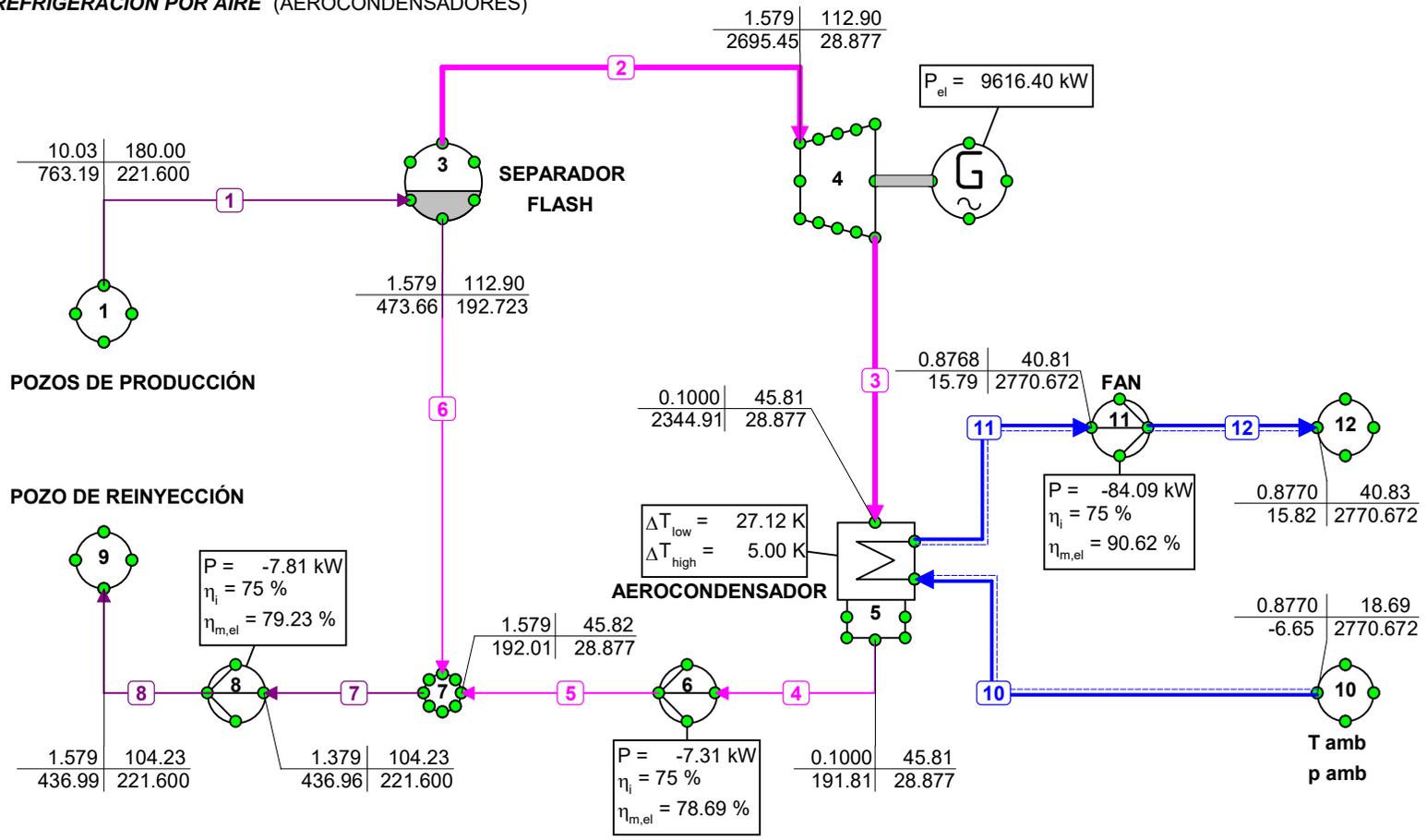
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

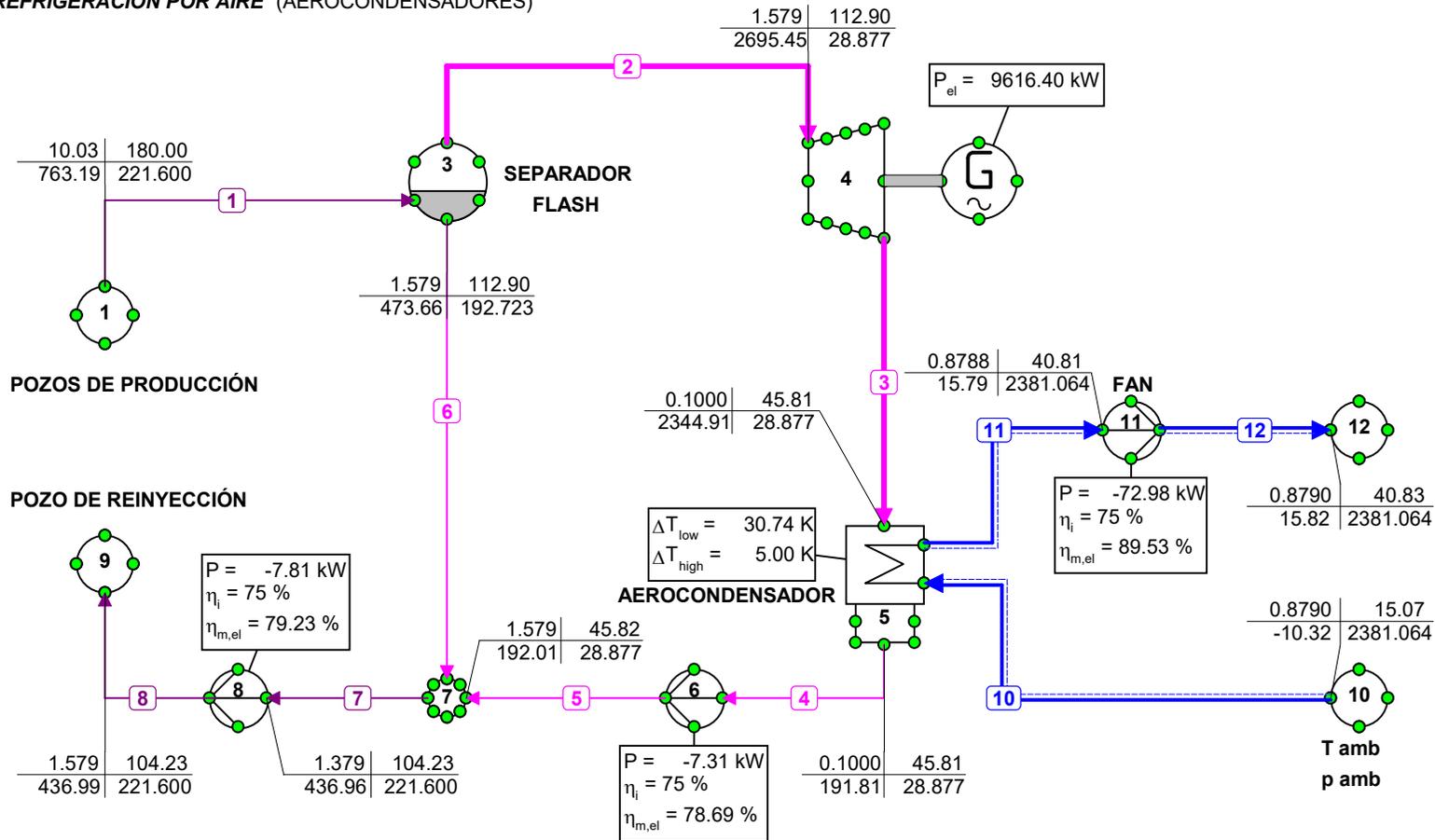
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

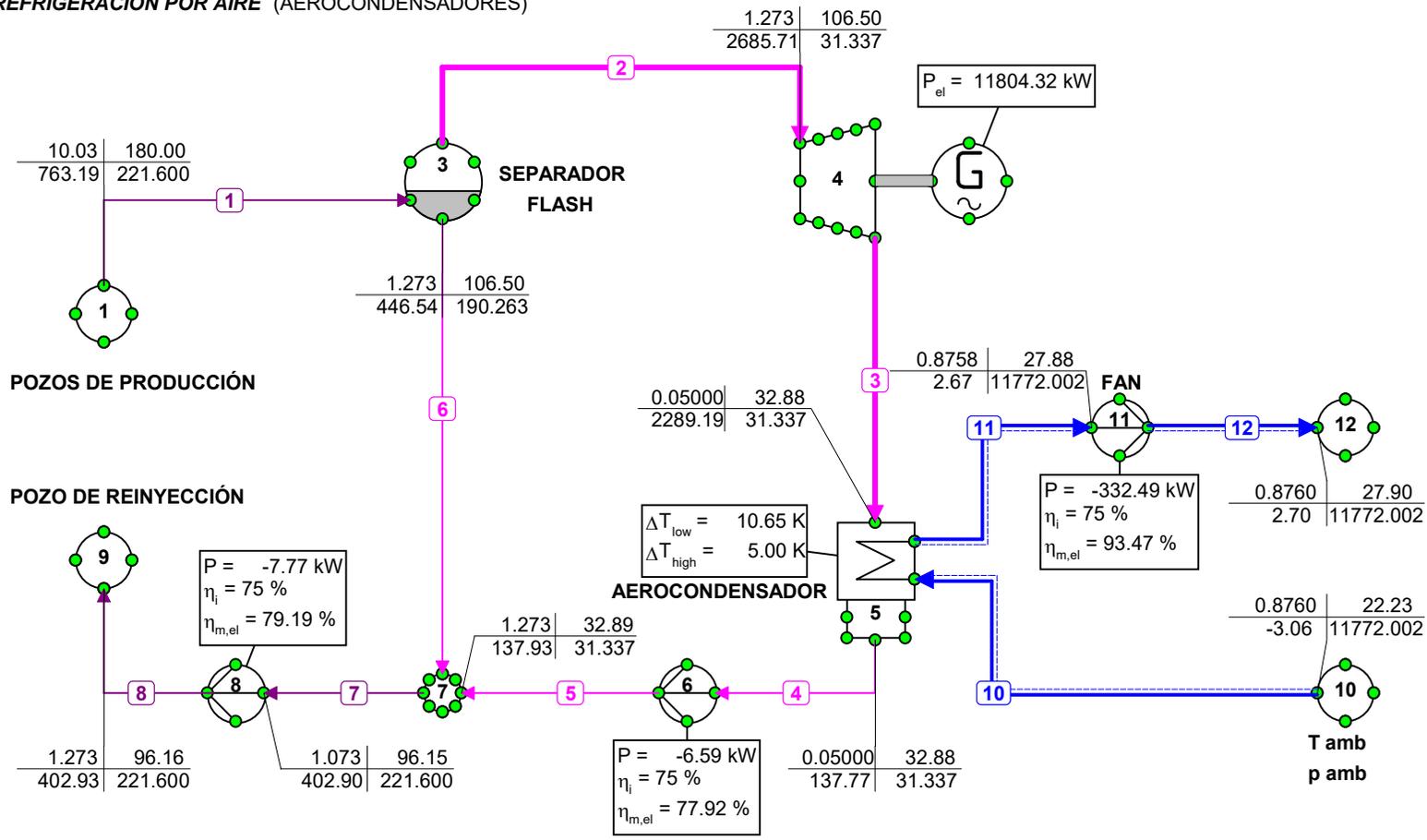
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	

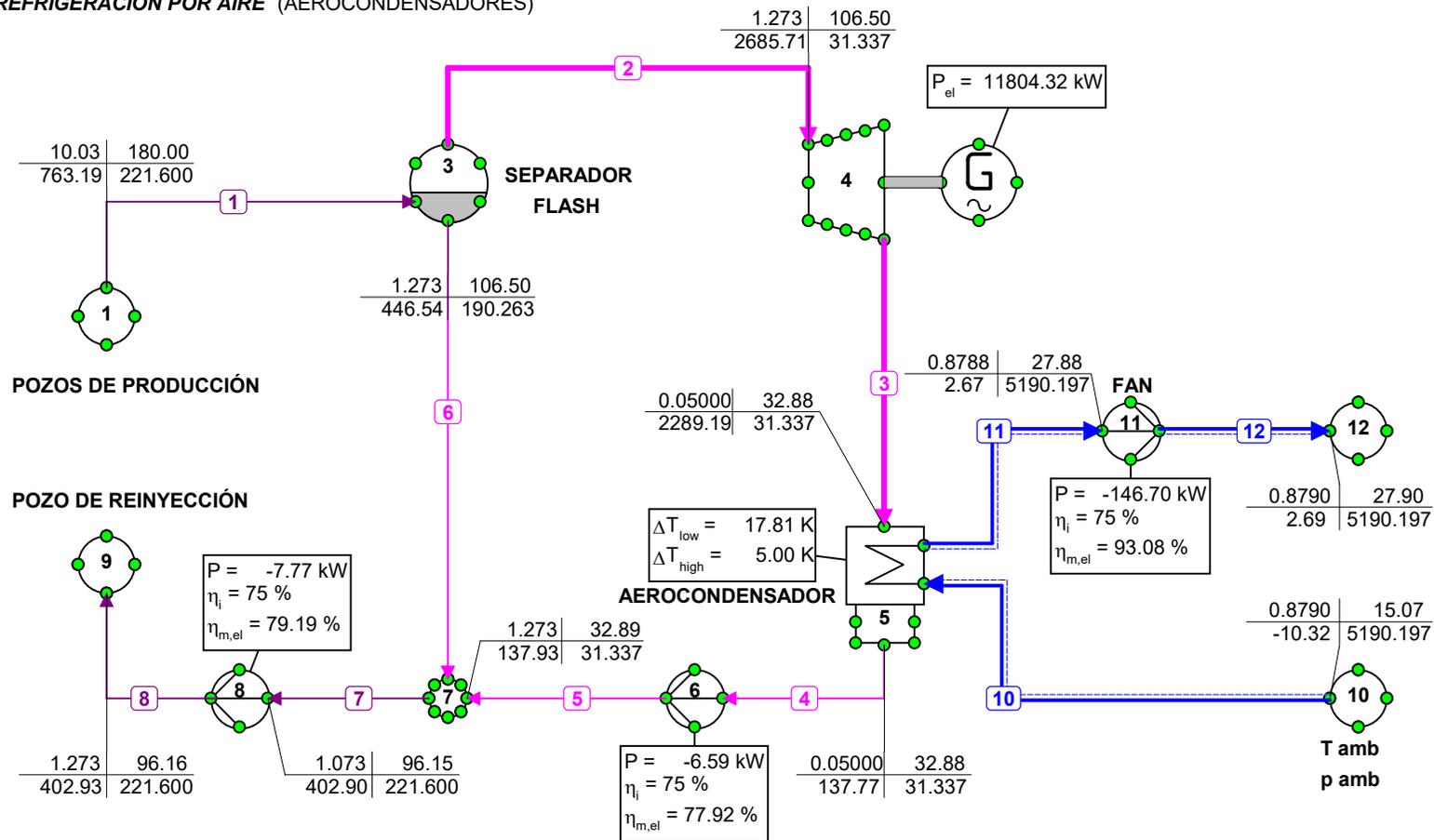




# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

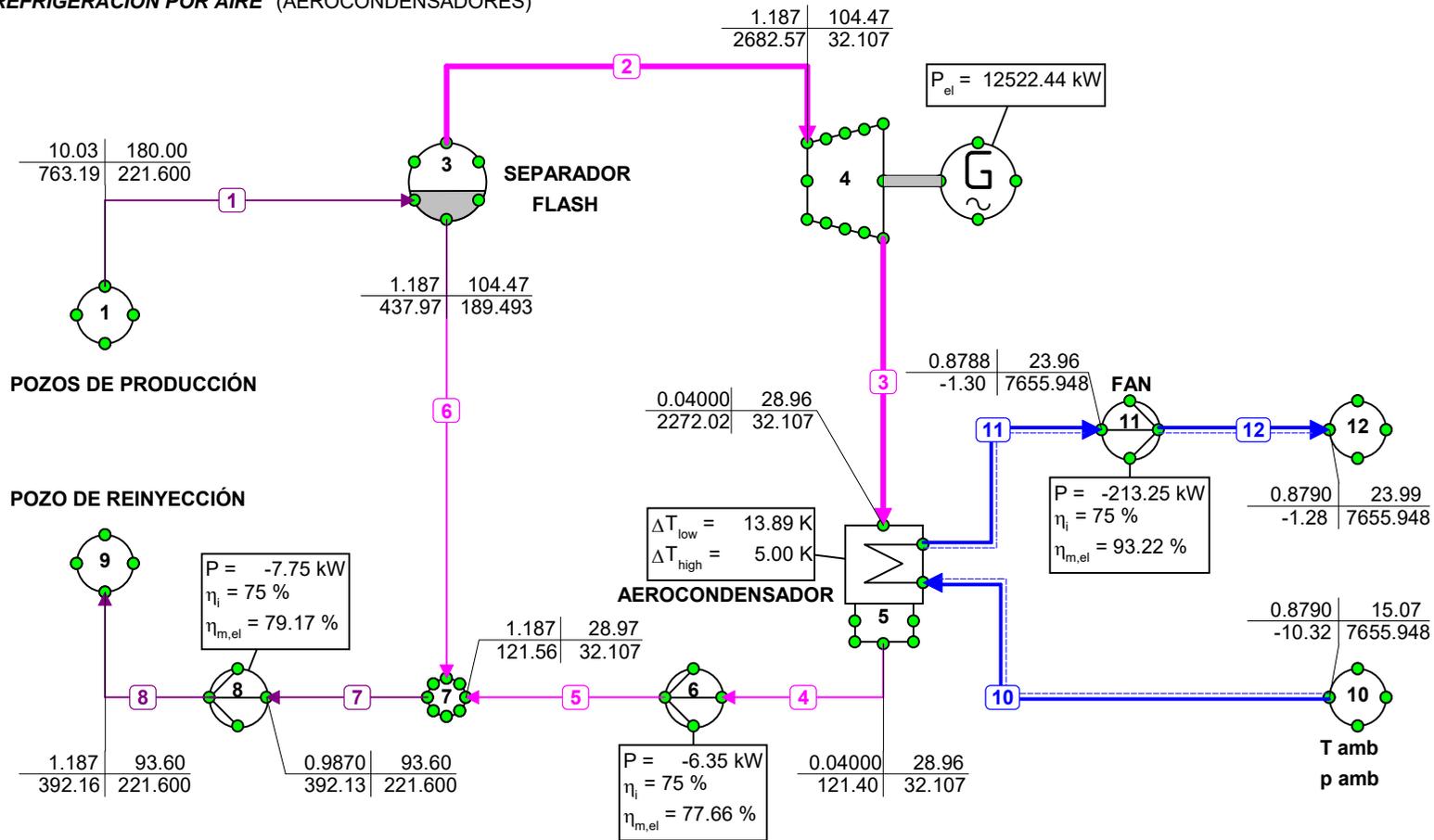
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

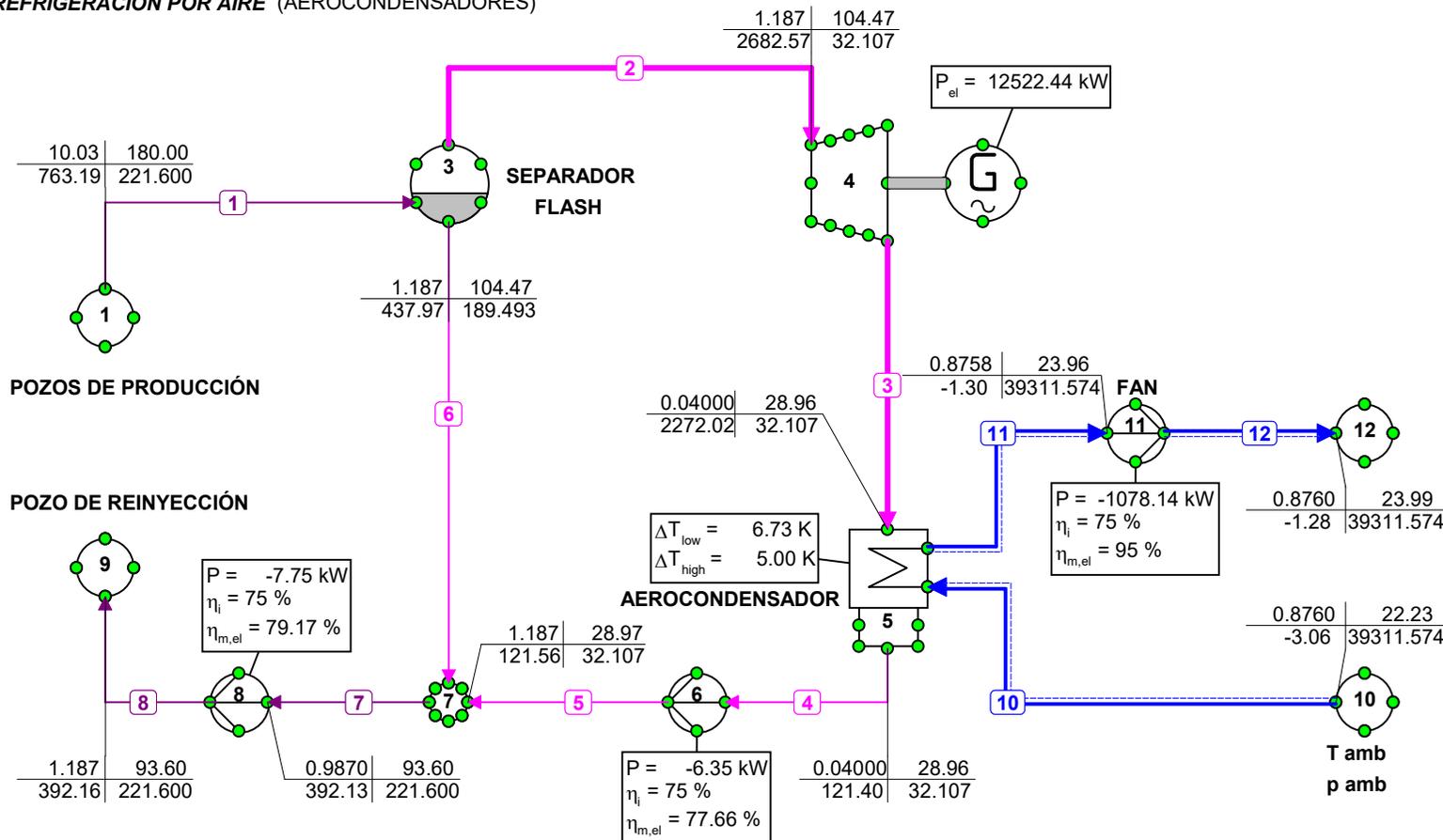
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

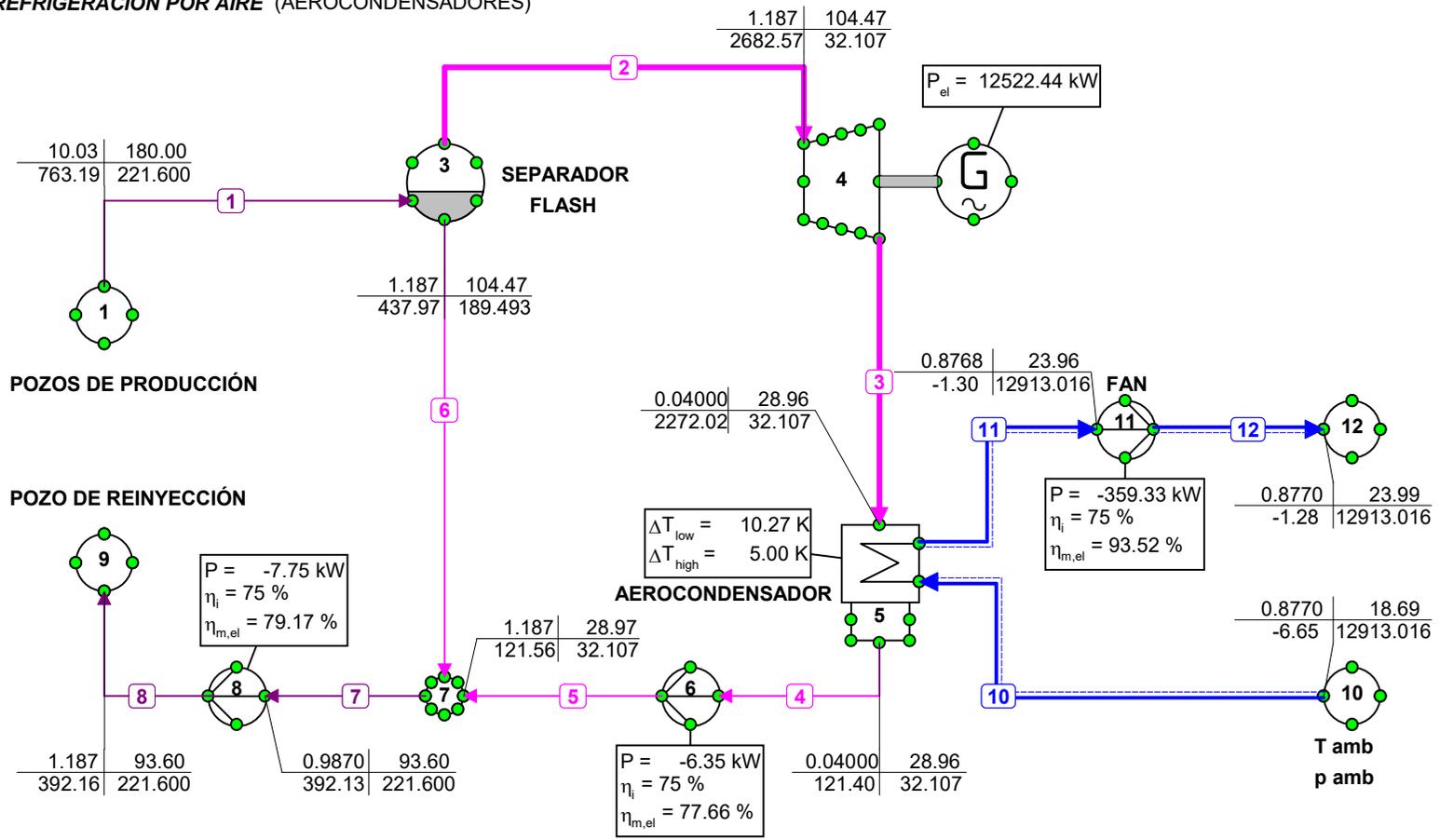
p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
$P_{el}$ = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	



# PLANTA FLASH SIMPLE

REFRIGERACIÓN POR AIRE (AEROCONDENSADORES)

p	T
h	$\Phi_m$
p = Pressure [bar]	
T = Temperature [°C]	
h = Enthalpy [kJ/kg]	
$\Phi_m$ = Mass flow [kg/s]	
P = Power [kW]	
$\eta_i$ = Isentropic efficiency [%]	
$\eta_{m,e}$ = Mechanical*Electrical eff. [%]	
P <sub>el</sub> = Electrical Power [kW]	
$\Delta T_{low}$ = Low end temp. diff. [K]	
$\Delta T_{high}$ = High end temp. diff. [K]	

