



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE  
TECNOLOGÍA, INFRAESTRUCTURA Y  
TERRITÓRIO (ILATIT)**

**INGENIERÍA DE ENERGÍA**

**ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE UN SISTEMA GEOTÉRMICO INTEGRADO  
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PRODUCCIÓN DE  
HIDRÓGENO**

**RUDY ALEXIS ALVAREZ PEREZ**

Foz do Iguazú  
2026



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE  
TECNOLOGÍA, INFRAESTRUCTURA Y  
TERRITÓRIO (ILATIT)**

**INGENIERÍA DE ENERGÍA**

**ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE UN SISTEMA GEOTÉRMICO INTEGRADO  
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PRODUCCIÓN DE  
HIDRÓGENO**

**RUDY ALEXIS ALVAREZ PEREZ**

Trabajo de Conclusión de Curso presentado, como requisito parcial para la obtención del título de Licenciado en Ingeniería de Energía.

Orientador: Doctor. Cesar Adolfo Rodríguez Sotomonte

Coorientador: Doctor. Luis Evelio García Acevedo

Foz do Iguazú  
2026

RUDY ALEXIS ALVAREZ PEREZ

**ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE UN SISTEMA GEOTÉRMICO INTEGRADO  
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PRODUCCIÓN DE  
HIDRÓGENO**

Trabajo de Conclusión de Curso presentado, como  
requisito parcial para la obtención del título de  
Licenciado en Ingeniería de Energía.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Orientador: Doctor. Cesar Adolfo Rodríguez Sotomonte  
UNILA

---

Coorientador: Doctor. Luis Evelio Garcia Acevedo  
UNILA

---

Evaluador: Doctor. Ricardo Morel Hartmann  
UNILA

---

Evaluador: Doctor. Gustavo Adolfo Roncero Rivas  
UNILA

---

Evaluador: Doctor. Adalberto Teogenes Tavares Junior  
ITAUPU PARQUETEC

Foz do Iguaçu, \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer a Dios por la oportunidad de vida y la salud otorgada durante todos estos años de estudios y así cumplir con mis metas.

Quiero agradecer a mis amigos cercanos, que siempre estuvieron en los buenos y malos momentos de mi vida, por todos los consejos y ayudas durante estos 5 años de estudio.

Agradezco a los profesores por su paciencia de enseñarme y transmitir esos conocimientos y corregirme cuando me equivoque.

Un agradecimiento especial a mi madrina, Ana Victoria de Calvo y mi padrino Francisco Atilio Calvo y toda su familia por su inmenso apoyo, consejos, estoy cumpliendo una de mis metas propuestas.

Quiero agradecer a mi madre Morena Luz Pérez, por todo su ayuda que me otorgo durante estos años.

Finalmente estoy muy agradecido con la Universidad Federal de la Integración Latino-América (UNILA) por la oportunidad de estudiar ingeniería de energía y hacer uso de instalaciones para mi formación académica.

Dedico un agradecimiento especial a M. Y. H. S, por su apoyo, consejos y todo lo que me brindo en su determinado tiempo, el cual siempre llevo en mi corazón con mucho amor y cariño, siempre me motivo y me impulsó a seguir mis metas y a tenerme “FÉ”.

*“Es posible que sepas el nombre de un pájaro en todos los idiomas del mundo, pero al final del día, no sabrás absolutamente nada sobre lo que sea que sea el pájaro. Así que observemos al pájaro y veamos qué hace: eso es lo que cuenta.”*

*<Aprendí bastante pronto la diferencia entre saber el nombre de algo y saber algo>.*

***Richard P. Feynman***

## RESUMEN

El presente trabajo de conclusión de curso analiza termodinámicamente un sistema geotérmico integrado para la producción de electricidad e hidrógeno, compuesto por un subsistema geotérmico de única etapa flash, un ciclo ORC que utiliza butano como fluido de trabajo y un electrolizador de membrana de intercambio protónico PEM. El modelo fue desarrollado en Python a partir de balances de masa y energía; las propiedades termodinámicas se obtuvieron mediante CoolProp, considerando un recurso geotérmico de 453,15 K, 1,200 kPa y 1 kg/s. En el subsistema flash se evaluaron presiones de separación de 300, 400, 500, 700 kPa, con el propósito de analizar su efecto sobre la calidad de vapor, el flujo másico separado, la potencia de la turbina y la energía térmica remanente en la corriente líquida geotérmica separada. Posteriormente, para cada condición de operación del flash, se estudió el ciclo ORC variando la presión alta de operación entre 1,600 y 2,600 kPa, considerando el aprovechamiento térmico de la corriente geotérmica separada. Los resultados demuestran que el aumento de la presión flash reduce la calidad del vapor y la potencia de la turbina de vapor, que disminuye de 28.99 kW a 13.64 kW, no obstante, incrementa la temperatura del caudal líquida separada disponible para la recuperación térmica en el ORC, la mayor potencia neta del sistema flash + ORC se obtuvo a 700 kPa de presión flash y 1800 kPa de presión de operación del ORC, que genera una potencia de 58,81 kW y una eficiencia eléctrica global de 8,66 %. A partir de esta potencia disponible, se proyectó el electrolizador PEM para operar con la energía generada por el sistema flash + ORC, obteniéndose una producción de hidrógeno de 0,2219 kg/h en condición nominal y de 0,5545 kg/h cuando se aprovecha toda la potencia disponible. Los resultados indican que la integración Flash + ORC + PEM mejora el aprovechamiento energético del recurso geotérmico, combinando generación eléctrica directa, recuperación de calor residual y producción de hidrógeno como vector energético.

**Palabras clave:** Energía geotérmica; única etapa flash ; Ciclo Orgánico de Rankine; Butano; Electrolizador PEM; Producción de hidrógeno; Análisis termodinámico.

## ABSTRACT

This undergraduate thesis performs a thermodynamic analysis of an integrated geothermal system for electricity and hydrogen production, which consists of a single-flash geothermal subsystem, an Organic Rankine Cycle (ORC) utilizing butane as the working fluid, and a proton-exchange membrane (PEM) electrolyzer. The model was developed in Python based on mass and energy balances, and the thermodynamic properties were obtained using CoolProp, considering a geothermal resource at 453.15 K, 1,200 kPa, and 1 kg/s. In the flash subsystem, separation pressures of 300, 400, 500, and 700 kPa were evaluated to analyze their effect on steam quality, separated mass flow rate, turbine power, and the remaining thermal energy in the separated geothermal liquid stream. Subsequently, for each flash operating condition, the ORC cycle was studied by varying the high operating pressure between 1,600 and 2,600 kPa, considering the thermal utilization of the separated geothermal liquid stream. The results demonstrate that increasing the flash pressure reduces both the steam quality and the steam turbine power, which decreases from 28.99 kW to 13.64 kW; however, it increases the temperature of the separated liquid stream flow available for thermal recovery in the ORC. The highest net power of the integrated Flash + ORC system was achieved at a flash pressure of 700 kPa and an ORC operating pressure of 1,800 kPa, generating 58.81 kW with an overall electrical efficiency of 8.66%. Based on this available power, the PEM electrolyzer was projected to operate with the energy generated by the Flash + ORC system, yielding a hydrogen production of 0.2219 kg/s under nominal conditions and 0.5545 kg/h when the total available power is utilized. The results indicate that the Flash+ ORC+PEM integration improves the energetic utilization of the geothermal resource by combining direct power generation, waste heat recovery, and hydrogen production as an energy carrier.

**Keywords:** Geothermal energy; Single-flash cycle; Organic Rankine Cycle; Butane; PEM electrolyzer; Hydrogen production; Thermodynamic analysis.

## LISTA DE IMÁGENES

Figura 1. Consumo mundial de electricidad por regiones (1990 – 2024). .....	15
Figura 2. Tendencia de emisiones CO <sub>2</sub> por producción de energía eléctrica. ....	16
Figura 3. Modelo esquemático de un sistema geotérmico hidrotermal. ....	25
Figura 4. Proceso de generación de energía eléctrica por medio de la geotermia. ....	26
Figura 5. Comparativa de energía geotérmica de alta y baja temperatura. ....	27
Figura 6. Comparativa de recursos geotérmicos. ....	28
Figura 7. Diagrama de una planta simple flash. ....	30
Figura 8. Diagrama Temperatura Entropía Planta de Simple Flasheo. ....	30
Figura 9. Diagrama de una planta de doble flash. ....	31
Figura 10. Diagrama Temperatura Entropía Planta de Doble Flasheo. ....	31
Figura 11. Diagrama de planta binaria. ....	32
Figura 12. Diagrama presión-entalpía para una planta binaria básica. ....	33
Figura 13. Esquema de planta de vapor seco. ....	33
Figura 14. Diagrama de entropía de temperatura. ....	34
Figura 15. Esquema de planta híbrida. ....	35
Figura 16. Esquema de un sistema geotérmico mejorado. ....	36
Figura 17. Tipos de fluidos de trabajo: seco, isentrópico y húmedo, aplicables a Ciclo Binario. .....	38
Figura 18. Tipos de rutas de producción de hidrógeno. ....	41
Figura 19. Electrolizador PEM. ....	44
Figura 20. Diagrama esquemático del sistema propuesto. ....	47
Figura 21. Influencia de la presión flash en la potencia generada por la turbina de vapor. ....	62
Figura 22. Efecto de la presión flash sobre la tasa de calor disipado en el condensador. ....	63
Figura 23. Variación de la eficiencia energética del subsistema en función de la presión flash. .....	64
Figura 24. Variación del título de vapor a la salida de la turbina en función de la presión flash.. .....	64
Figura 25. Representación de diagrama T-s del subsistema flash. ....	67
Figura 26. Perfil térmico en el evaporador del ciclo ORC y localización del punto Pinch. ....	69
Figura 27. Análisis de la potencia neta del ciclo ORC frente a la presión de alta para distintos niveles de presión geotérmica. ....	70
Figura 28. Variación del calor absorbido en el evaporador del ORC en función de la presión de alta y la presión geotérmica. ....	71
Figura 29. Variación del caudal másico del fluido de trabajo en el ciclo ORC en función de las presiones de operación. ....	72
Figura 30. Curva de polarización y capacidad eléctrica de la PEM. ....	73
Figura 31. Curva de polarización y potencia del electrolizador PEM redimensionado. ....	75
Figura 32. Desempeño operativo del electrolizador: Comparativa de producción y eficiencia térmica bajo el límite de operación. ....	76
Figura 33. Desglose de los sobrepotenciales de activación, óhmico y de concentración en el electrolizador PEM. ....	77
Figura 34. Análisis de la capacidad de producción de hidrógeno bajo el escenario de suministro total de potencia neta al electrolizador. ....	80
Figura 35. Potencia neta total del sistema integrado Flash y Ciclo ORC para diferentes presiones de separación. ....	81
Figura 36. Eficiencia de conversión eléctrica del recurso geotérmico en el bloque Flash + ORC. ....	82

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Principales países geotérmicos en capacidad de generación de energía (MW) según ThinkGeoEnergy 2022. ....	23
Tabla 2. Propiedades termodinámicas críticas y térmicas de algunos fluidos de trabajo utilizados en centrales binaria.....	38
Tabla 3. Identificación de los puntos termodinámicos del sistema geotérmico flash–ORC–PEM.....	48
Tabla 4. Hipótesis de modelado adoptadas para el sistema geotérmico flash–ORC–PEM.....	50
Tabla 5. Parámetros de entrada considerados para el modelado. ....	51
Tabla 6. Relaciones de conservación de masa y energía para los componentes del sistema ideado. ....	52
Tabla 7. Resultados comparativos del subsistema geotérmico simple flash para diferentes presiones de separación. ....	60
Tabla 8. División del flujo geotérmico hacia PEM y ORC. ....	66
Tabla 9. Resumen de resultados del modelado del subsistema del ciclo ORC a diferentes presiones de operación.....	68
Tabla 10. Parámetros comparativos del Stack PEM dimensionado y del electrolizador comercial Nel C10. ....	79
Tabla 11. Estados del ciclo geotérmico simple flash a una presión de 300 KPa. ....	98
Tabla 12. Estados del ciclo geotérmico simple flash a una presión de 400 KPa.....	98
Tabla 13. Estados del ciclo geotérmico simple flash a una presión de 500 KPa.....	98
Tabla 14. Estados del ciclo geotérmico simple flash a una presión de 700 KPa.....	99
Tabla 15. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 300 kPa y a una presión de operación de 1600 kPa .....	100
Tabla 16. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 300 kPa y a una presión de operación de 1800 kPa .....	101
Tabla 17. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 300 kPa y a una presión de operación de 2,000 kPa .....	101
Tabla 18. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 300 kPa y a una presión de operación de 2200 kPa .....	101
Tabla 19. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 300 kPa y a una presión de operación de 2,400 kPa .....	101
Tabla 20. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 1,600 kPa. ....	102
Tabla 21. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 1,800 kPa .....	102
Tabla 22. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 2,000 kPa. ....	102
Tabla 23. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 2,200 kPa. ....	102

Tabla 24. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 2,400 kPa. ....	103
Tabla 25. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 2,600 kPa. ....	103
Tabla 26. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 1,600 kPa. ....	103
Tabla 27. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 1,800 kPa. ....	103
Tabla 28. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 2,000 kPa. ....	103
Tabla 29. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 2,200 kPa. ....	104
Tabla 30. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 2,400 kPa. ....	104
Tabla 31. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 2,600 kPa. ....	104
Tabla 32. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 1,600 kPa. ....	104
Tabla 33. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 1,800 kPa. ....	105
Tabla 34. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 2,000 kPa. ....	105
Tabla 35. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 2,200 kPa. ....	105
Tabla 36. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 2,400 kPa. ....	105
Tabla 37. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 2,600 kPa. ....	106
Tabla 38. Estados termodinámicos del subsistema PEM - pflash = 300 kPa. ....	106
Tabla 39. Estados termodinámicos del subsistema PEM - pflash = 400 kPa. ....	106
Tabla 40. Estados termodinámicos del subsistema PEM - pflash = 500 kPa. ....	106
Tabla 41. Estados termodinámicos del subsistema PEM - pflash = 700 kPa. ....	107
Tabla 42. Resultados de potencia neta del sistema integrado. ....	107

## TABLA DE ABREVIACIONES

ORC	Ciclo orgánico de Rankine.
ST	Turbina de vapor de la unidad geotérmica
PEM	Membrana de intercambio protónico / electrolizador PEM.
IEA	Agencia Internacional de Energía
IGME	Instituto Geológico y Minero de España
HX	Intercambiador de calor
LHV / (PCI)	Poder calorífico inferior del hidrógeno
HHV / (PCS)	Poder calorífico superior del hidrógeno
AEL	Electrolizador alcalino
SOEL	Electrolizador de óxido sólido
HER	Reacción de evolución de hidrógeno
OER	Reacción de evolución de oxígeno
DI	Agua desionizada
LCOE / LCOH	Costo nivelado de electricidad / hidrógeno
BRICS	Brasil, Rusia, India, China y Sudáfrica
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
IPCC	Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
EUA	Estados Unidos de América
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
EGS	Sistema Geotérmico Mejorado
AEM	Membrana de intercambio de aniones
BOP	sistemas auxiliares de planta
IAPWS-95	Formulación internacional para propiedades del agua y vapor
C.A.	Corriente alterna
DC	Corriente directa
PCU	Unidad de conversión de potencia

## TABLA DE VARIABLES

$h$	Entalpía específica (kJ/kg)
$\dot{m}$	Caudal másico (kg/s)
$s$	Entropía específica (kJ/ (kg.K ))
$T$	Temperatura (K)
$\eta$	Eficiencia (%)
$\dot{Q}$	Tasa de transferencia de calor (kW)
$\dot{W}$	Potencia (kW)
$x$	Calidad de vapor
$\eta_{turb}$	Eficiencia isentrópica de turbina (%)
$\eta_{bomba}$	Eficiencia isentrópica de bomba (%)
$\eta_F$	Eficiencia faradaica
$I$	Corriente eléctrica (A)
$i_o$	Densidad de corriente (A/cm <sup>2</sup> )
$A_{cell}$	Área activa de celda (cm <sup>2</sup> )
$N_{cell}$	Número de celdas
$V_{cell}$	Voltaje de celda (volt)
$F$	Constante de Faraday (C/mol)
$R$	Constante universal de los gases (kJ/mol·K)
$\dot{m}_{ORC}$	Caudal másico del fluido de trabajo del ORC
$\dot{m}_{H_2}$	Flujo másico de hidrógeno producido
$\dot{n}_{H_2}$	Flujo molar de hidrógeno
$f_{agua}$	Factor de exceso de agua

## ÍNDICE

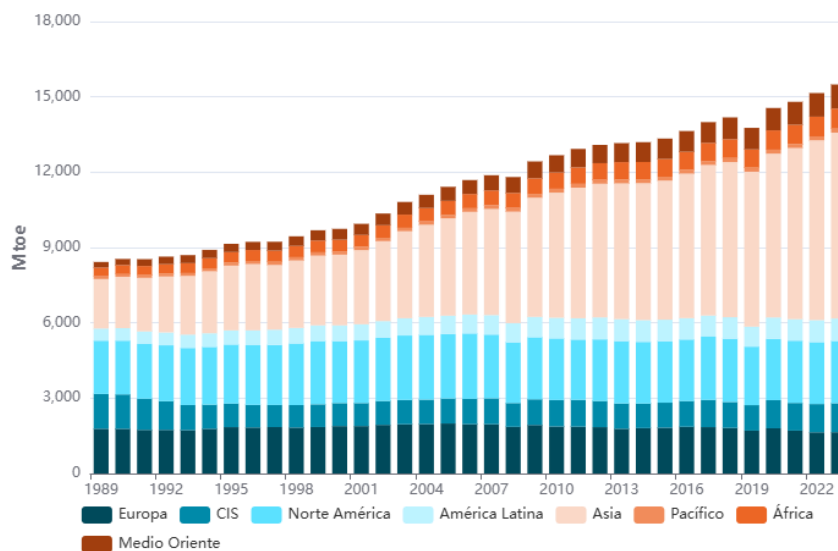
1. INTRODUCCIÓN .....	15
1.1. JUSTIFICATIVA .....	19
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	20
1.3. ALCANCE Y LIMITACIONES DEL ESTUDIO .....	21
1.4. OBJETIVOS .....	22
2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA .....	23
2.1. PRINCIPIOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PLANTAS GEOTÉRMICAS.....	23
2.2. TIPOS DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS .....	26
2.3. TIPOS DE TECNOLOGÍAS GEOTÉRMICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	28
2.3.1. Plantas con sistemas flash .....	29
2.3.2. Plantas binarias .....	31
2.3.3. Plantas de vapor seco. ....	33
2.3.4. Ciclos combinados y Plantas híbridas.....	34
2.3.5. Sistemas geotérmicos mejorados. ....	35
2.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN PLANTAS GEOTÉRMICAS .....	36
2.5. FLUIDOS DE TRABAJO UTILIZADOS EN PLANTAS GEOTÉRMICAS.....	37
2.6. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO .....	38
2.7. RUTAS TECNOLÓGICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO .....	40
2.8. ELECTRÓLISIS DEL AGUA .....	41
3. METODOLOGÍA .....	45
3.1. CICLO DE ESTUDIO.....	46
3.2. MODELADO MATEMÁTICO DEL SISTEMA GEOTERMICO FLASH Y ORC ....	50
3.3. ANÁLISIS DE ENERGÍA .....	53
3.4. MODELADO MATEMÁTICO DEL ELECTROLIZADOR PEM.....	53
3.4.1. CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO DEL ELECTROLIZADOR PEM .....	57
3.5. CRITERIOS DE DESEMPEÑO .....	59
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	59
4.1. Resultados del subsistema geotérmico de única etapa flash.....	60
4.2. Resultados del ciclo ORC con butano. ....	67
4.3. Resultados del subsistema PEM. ....	73
4.4. Resultados del desempeño energético global del sistema integrado. ....	80
5. CONCLUSIÓN .....	83
6. TRABAJOS FUTUROS .....	84

6.1. Profundizar en el análisis económico .....	84
6.2. Extender la optimización y el espacio de diseño .....	84
6.3. Modelado más realista del recurso geotérmico y la planta .....	85
6.4. Análisis dinámico y operación flexible .....	85
6.5. Validación experimental .....	85
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	85
8. ANEXOS.....	97
9. APÉNDICE.....	98

## 1. INTRODUCCIÓN

Las actividades humanas, principalmente las emisiones de gases de efecto invernadero, han provocado un aumento inequívoco de la temperatura media global, alcanzando aproximadamente 1.1 °C por encima de los niveles preindustriales. Este calentamiento ha generado alteraciones rápidas y generalizadas en la atmósfera, los océanos, la criosfera y la biosfera, intensificando eventos climáticos extremos, pérdidas de biodiversidad, impactos sobre la salud humana, la economía y los sistemas sociales. Aunque las políticas climáticas, los acuerdos internacionales y las tecnologías de baja emisión han avanzado, las contribuciones actuales siguen siendo insuficientes para limitar el calentamiento a 1.5 °C o 2°C. Los riesgos climáticos aumentan de forma exponencial con cada incremento de temperatura, afectando a comunidades vulnerables y países en desarrollo. La adaptación ha progresado en diversos sectores, pero aun presenta limitaciones financieras, institucionales y técnicas. Por tanto, la estabilidad climática requiere reducciones profundas, rápidas sostenibles de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero hasta alcanzar emisiones netas nulas y posteriormente, emisiones negativas para reducir los impactos irreversibles del sistema climático (IPCC, 2023). En 2024, el consumo energético global creció un 2.2 %, superando la tendencia histórica de 2010 – 2019, (1.5 % anual), con un fuerte protagonismo de los países de los BRICS, que representaron el 43% del consumo mundial (ENERDATA, 2024). Figura 1, ilustra el crecimiento regional del consumo de energía de 1990 a 2024, desglosado por grandes bloques geográficos y geopolíticos.

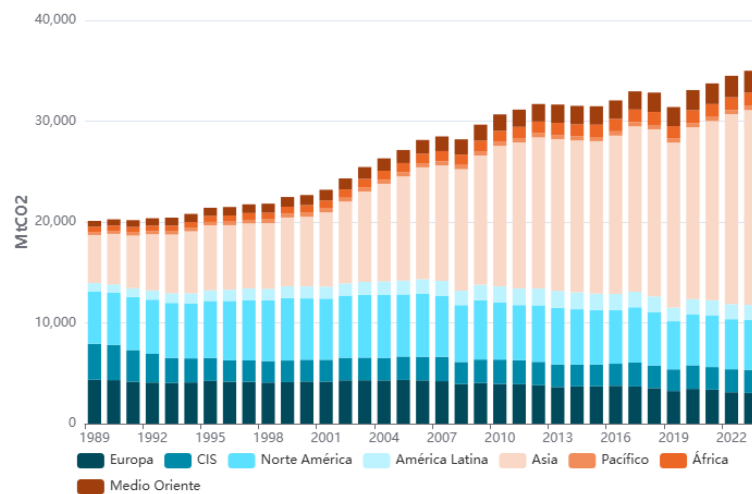
*Figura 1. Consumo mundial de electricidad por regiones (1990 – 2024).*



Fuente: Adaptado de ENERDATA, (2024).

En el contexto del crecimiento del consumo energético global, es importante analizar el comportamiento de las emisiones asociadas. En 2024, las emisiones globales de CO<sub>2</sub> procedentes de la quema de combustibles aumentaron un 1.5 %, y este incremento fue liderado por los BRICS, especialmente por China (+2 %) e India (+5 %), (ENERDATA, 2024). En conjunto, ambos países concentraron el 43 % de las emisiones globales, impulsadas principalmente por el aumento de la demanda eléctrica. En contraste, las emisiones disminuyeron en la Unión Europea, incluida Alemania, así como en el Reino Unido, Japón, Corea del Sur, Estados Unidos y Canadá (ENERDATA, 2025). Las mediciones históricas de emisiones de CO<sub>2</sub>, se analizan desde 1850, año en que el Reino Unido era el principal emisor mundial, desde entonces, las emisiones aumentaron de forma casi constante por la industrialización, el crecimiento poblacional y el uso de combustibles fósiles, llegando en 2022 a ser 182 veces mayores que en 1850 (FEDEMADERAS, 2025). En la Figura 2, ilustra la tendencia de emisiones de CO<sub>2</sub> de diferentes bloques regionales.

*Figura 2. Tendencia de emisiones CO<sub>2</sub> por producción de energía eléctrica.*



Fuente: Adaptado de ENERDATA, (2024).

La política climática reciente de Estados Unidos evidencia una reducción de su liderazgo internacional en materia de mitigación, al priorizar la soberanía energética y económica sobre la cooperación multilateral, la retirada del acuerdo de París, junto con la salida de organismos como, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), debilita la participación estadounidense en los mecanismos globales de reducción de emisiones, financiamiento climático y producción de conocimientos científicos. Esta decisión puede disminuir la influencia técnica y diplomática de EUA en la definición de metas climáticas

internacionales, además de transferir espacio estratégico a otros países en el desarrollo de tecnologías limpias. En este contexto, la ausencia de liderazgo de una de las mayores economías y emisores históricos de gases de efecto invernadero, representan un obstáculo para la coordinación global requerida para limitar el calentamiento global y acelerar la transición energética (EL FINANCIERO, 2026)

La mayor parte del consumo de energía eléctrica aún proviene de combustibles fósiles, como el petróleo, el gas natural y el carbón. No obstante, en los últimos años se han observado cambios importantes debido a la preocupación por la reducción de las reservas fósiles y a la volatilidad de los precios del petróleo. Por ejemplo, al inicio de junio de 2026 el petróleo de la OPEP cotizó en 101,58 US\$/barril, con una caída diaria de 2,28 %. El precio medio de junio se ubicó en 102,77 US\$/barril, inferior a los 112,32 US\$/barriles registrados en mayo, lo que representa una reducción de 8,5 %. Sin embargo, en los últimos doce meses el barril de la OPEP acumuló un aumento de 47,38 %, alcanzando un máximo histórico de 146,05 US\$/barril el 19 de marzo de 2026, (DATOSMACRO, 2026). En este escenario, se ha intensificado el interés por fuentes alternativas, especialmente las energías renovables. En los últimos años, la atención a las energías renovables ha aumentado debido al aumento de la demanda energética y a los planes de cerrar plantas de energía de combustibles fósiles en los próximos años. La Unión Europea ha establecido la Ley Europea del Clima, enmarcada en el objetivo de alcanzar cero emisiones netas de gases de efecto invernadero para el 2050 (EUROPEAN COMMISSION, 2025). Gobiernos de todo el mundo están evaluando distintos métodos para aprovechar las energías renovables y reducir emisiones, según los recursos disponibles en cada país. Aunque fuentes como la eólica, la biomasa, la geotérmica y la solar se utilizan ampliamente, muchos investigadores continúan trabajando en el desarrollo de sistemas energéticos más eficientes (DINCER, 2000).

Entre las energías renovables, la geotérmica representa una opción estratégica, ya que ofrece un suministro continuo, independiente de las condiciones climáticas y aplicaciones que van desde calefacción, refrigeración, desalinización hasta la generación de electricidad (YARI, M, 2010). Tecnologías como el uso directo de vapor, plantas de única etapa y doble flash, ciclos ORC, han sido aplicadas repetidamente en la conversión de energía geotérmica en electricidad (ZARE, 2015). Distintos estudios muestran que configuraciones híbridas, como los ciclos flash, presentan ventajas en términos de eficiencia energéticas, y termodinámica frente a esquemas convencionales de conversión de energía geotérmica en eléctrica (SHOKATI et al., 2015).

Uno de los sistemas más usados para conversión en energía geotérmica de

baja y media temperatura en energía eléctrica es el uso de un ciclo Rankine orgánico (ORC), que es un ciclo termodinámico similar al ciclo Rankine de vapor, pero que utiliza un fluido orgánico (menor ebullición) para convertir calor de baja o media temperatura en electricidad (LIU et al., 2014). En los ciclos ORC acoplados a fuentes geotérmicas, el desempeño térmico depende de gran medida del acoplamiento entre la fuente caliente y el fluido de trabajo. Cuando se emplea un fluido puro, como el butano, los procesos de evaporación y condensación ocurren aproximadamente a temperaturas constantes para una presión determinada. Sin embargo, la corriente geotérmica se enfría progresivamente en el evaporador, por eso la selección del fluido de trabajo y de las condiciones de operación del ORC es fundamental para mejorar la recuperación del calor y la potencia neta del sistema (LIU et al., 2014)

En este contexto, entra en relevancia la transición energética que es el cambio estructural global del sistema de producción y consumo de energía, pasando de combustibles fósiles a fuentes renovables, el cual el objetivo central es descarbonizar la economía para mitigar el cambio climático, limitando el aumento de la temperatura global a 1.5°C para el 2050 (ENEL GROUP, 2025). Analizando estos escenarios, la transición energética ha puesto en destaque el papel del hidrógeno como vector energético, debido a su potencial para almacenar energía y contribuir a la descarbonización de sectores industriales y transporte. Una de las principales formas de producción es la ruta electroquímica, basada en la electrólisis del agua, donde la energía eléctrica se convierte en energía química mediante reacciones de oxidación y reducción que separan las moléculas del agua en dos productos que es el hidrógeno y el oxígeno. El uso de electricidad proveniente de fuentes renovables permite obtener hidrógeno de baja emisión de carbono (BALTA et al., 2010). La integración de la energía geotérmica, con electrolizadores de membrana de intercambio protónico, PEM, representan una ruta electroquímica que permite acoplar la generación eléctrica renovable con la producción de hidrógeno de forma eficiente y sostenible (YILMAZ et al., 2012).

Aunque gran parte de la literatura se ha centrado en configuraciones geotérmicas de ciclo de única etapa flash, los esquemas flash convencionales presentan pérdidas energéticas significativas asociadas a la separación y a los procesos de estrangulamiento, lo que incrementa las irreversibilidades y limita su eficiencia energética (SHOKATI et al., 2015). Para superar estas limitaciones, se ha propuesto configuraciones híbridas flash que integran un ciclo de única etapa flash con un ciclo Rankine orgánico (ORC) para recuperar calor residual. Almutairi et al. (2021) proponen un esquema flash orientado a la cogeneración de electricidad e hidrógeno, empleando en el ORC butano como fluido de trabajo, (ALMUTAIRI et al., 2021). Este enfoque permite mejorar el desempeño termodinámico, además, aprovechar la electricidad

generada para la producción de hidrógeno.

El presente trabajo de conclusión de curso (TCC) analiza un sistema geotérmico integrado compuesto por un ciclo de única etapa flash, acoplado a un ciclo orgánico de Rankine (ORC) y un electrolizador de membrana de intercambio protónico (PEM). El recurso geotérmico alimenta inicialmente el ciclo flash, mientras que el calor remanente del flujo líquido geotérmico separado se aprovecha en el ciclo ORC, empleando butano como fluido de trabajo puro. La energía eléctrica generada por el sistema integrado se utiliza para alimentar el electrolizador PEM con el propósito de producir hidrógeno mediante electrólisis de agua. El estudio evalúa el desempeño energético de los subsistemas, identificando eficiencias, se busca analizar la viabilidad técnica de integrar geotermia, ORC y producción de hidrógeno como alternativa para sistemas energéticos integrados más sostenibles. El presente trabajo amplía el enfoque comúnmente reportado en la literatura científica, donde los sistemas geotérmicos integrados con ciclos ORC suelen evaluarse bajo condiciones específicas de operación. En este estudio se desarrolla una evaluación paramétrica de las presiones de operación del subsistema geotérmico y del ciclo ORC, considerando presiones flash de 300, 400, 500 y 700 kPa, así como presiones altas del ORC entre 1,600 y 2,600 kPa. De esta manera, se analiza la influencia de estas variables sobre la calidad del vapor, la distribución de flujos másicos, la potencia generada en la turbina de vapor, el desempeño del ORC y la potencia neta disponible para alimentar el electrolizador PEM.

## 1.1. JUSTIFICATIVA

La presente investigación se justifica por la necesidad de optimizar el aprovechamiento de recursos geotérmicos y aumentar la eficiencia de conversión en un escenario de transición energética, donde se requieren tecnologías capaces de generar electricidad con menos emisiones y mayor aprovechamiento del calor disponible. En particular, los sistemas geotérmicos convencionales presentan desafíos asociados a pérdidas térmicas en proceso de separación, estrangulamiento y transferencia de calor, lo que reduce el rendimiento global y limita su competitividad frente a otras fuentes renovables.

En este contexto, la investigación se justifica por la necesidad de profundizar el análisis de sistemas geotérmicos integrados, ya que gran parte de los estudios reportados en la literatura evalúan configuraciones flash y ORC bajo condiciones de operación fijas (presión fija de operación) o sin considerar, de forma conjunta, su acoplamiento con la producción de

hidrógeno. En este trabajo, la contribución principal consiste en analizar paramétricamente la influencia de la presión de separación flash y de la presión alta del ORC sobre la calidad del vapor, los flujos másicos, la potencia generada y la energía eléctrica disponible para un electrolizador PEM. De esta manera, se aprovecha el calor residual de la corriente líquida geotérmica mediante el ORC y se evalúa el uso de la energía eléctrica no despachada para producir hidrógeno, ampliando el aprovechamiento energético del recurso geotérmico y proponiendo una alternativa de cogeneración más flexible y sostenible. Se espera que los resultados obtenidos sirvan como base para futuras aplicaciones en plantas geotérmicas, generando beneficios tanto para el ámbito académico como para el sector energético e industrial en el contexto de la transición energética.

## 1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los sistemas geotérmicos tipo flash, el aprovechamiento energético del recurso depende directamente de la forma en que el fluido geotérmico es expandido y separado y utilizado para la generación de potencia eléctrica. Durante el proceso de estrangulamiento, una fracción de líquido presurizado se transforma en vapor y puede ser utilizada en una turbina; sin embargo, una parte importante de la energía térmica permanece en el fluido separado. Cuando la corriente líquida residual es reinyectada sin una etapa adicional de recuperación, el sistema pierde una fracción significativa del potencial energético disponible, reduciendo la eficiencia global de conversión. En este sentido, la presión de separación flash se convierte en una variable crítica, ya que presiones más bajas favorecen la formación de vapor y la potencia de la turbina, mientras que presiones más altas disminuyen la generación directa de vapor, pero permiten disponer de un flujo de separación con mayor temperatura para su aprovechamiento en el ciclo ORC y en el subsistema del electrolizador PEM.

Ante esta situación, el problema de investigación se centra en la limitada disponibilidad de metodologías y análisis termodinámicos integrados que permitan evaluar, de forma conjunta, sistemas geotérmicos flash acoplados a ciclos ORC y electrolizadores PEM. Aunque la literatura científica presenta diversos estudios sobre generación geotérmica y recuperación de calor mediante ORC, la mayoría aborda estos subsistemas de manera aislada o sin considerar su integración con la producción de hidrógeno. Además, aunque el acoplamiento entre energía geotérmica e hidrógeno verde aún se encuentra en una etapa emergente, ya existen iniciativas concretas a escala industrial. Un ejemplo es el proyecto piloto Ulubelu Green Hydrogen, impulsado por Pertamina Geothermal Energy en Indonesia, el cual integra energía

geotérmica con tecnología de electrólisis para la producción de hidrógeno verde, aún se requiere una evaluación técnica que permita cuantificar cómo las condiciones de operación del subsistema flash y del ORC afectan la potencia neta disponible, la eficiencia energética y la capacidad de producción de hidrógeno. Por tanto, este trabajo busca analizar la integración Flash + ORC + PEM, como una alternativa para mejorar el aprovechamiento energético del recurso geotérmico y evaluar su potencial para la producción de electricidad e hidrógeno.

### 1.3. ALCANCE Y LIMITACIONES DEL ESTUDIO

El presente trabajo de conclusión de curso (TCC) se centra en el modelado y análisis termodinámico, en régimen estacionario, de un sistema geotérmico de única etapa flash integrado a un ciclo orgánico de Rankine (ORC) y a un electrolizador PEM. El estudio comprende balances de masa y energía, cálculo de propiedades termodinámicas, potencia generada, eficiencia energética y estimación de la producción de hidrógeno. El modelo fue desarrollado en Python 3.11, utilizando las bibliotecas CoolProp e IAPWS-95 para el cálculo de propiedades del agua, vapor y fluido orgánico. Además, se utilizó Claude Code AI Pro-2026 como herramienta auxiliar para la organización, revisión y depuración del código computacional.

El ciclo ORC se evalúa utilizando exclusivamente butano como fluido de trabajo puro, sin considerar otros fluidos orgánicos ni mezclas zeotrópicas. Esta delimitación permite concentrar el análisis en la influencia de las presiones de operación del subsistema flash y del ORC sobre el desempeño energético del sistema integrado. Por tanto, no se realiza una comparación entre diferentes fluidos de trabajo, ni se estudia el efecto que otros refrigerantes o mezclas podrían tener sobre la potencia neta, la eficiencia o la recuperación de calor.

El dimensionamiento del electrolizador PEM se limita a un modelo electroquímico teórico basado en la potencia eléctrica disponible, la densidad de corriente, el área activa de celda y el número de celdas del stack. No se realiza un diseño constructivo detallado del equipo, ni se incluyen sistemas auxiliares como compresión, purificación, secado del hidrógeno, gestión térmica completa, electrónica de potencia detallada o degradación de membrana. Por tanto, la PEM modelada debe interpretarse como una aproximación termodinámica y electroquímica para evaluar la capacidad de producción de hidrógeno asociada al sistema integrado.

El análisis se limita a una evaluación termodinámica computacional en

régimen estacionario, considerando únicamente los parámetros de operación adoptados en la metodología del presente trabajo para cada subsistema. No se consideran efectos dinámicos, variaciones temporales de carga, degradación de membrana, almacenamiento, compresión ni distribución del hidrógeno producido. Asimismo, el estudio no contempla diseño mecánico detallado, dimensionamiento constructivo, costos de inversión, análisis económico ni evaluación ambiental de ciclo de vida. En consecuencia, los resultados deben interpretarse como una base técnica para evaluar la viabilidad termodinámica del sistema integrado, y no como un proyecto final de implementación a escala industrial.

#### **1.4.OBJETIVOS**

##### *Objetivo general*

Proponer un modelado termodinámico y simular condiciones de operación de un sistema geotérmico de única etapa flash integrado a un ciclo ORC utilizando butano como fluido de trabajo, acoplado a un electrolizador PEM, con el fin de evaluar la influencia de las presiones de operación sobre la potencia generada, la eficiencia energética y la producción de hidrógeno.

##### *Objetivos específicos*

- Proponer un sistema geotérmico de única etapa flash integrado a un ciclo orgánico Rankine con butano como fluido de trabajo y a un electrolizador PEM.
- Aplicar balances de masa, energía en los principales componentes del sistema, considerando el ciclo geotérmico, el ciclo ORC y el subsistema de producción de hidrógeno.
- Evaluar la influencia de la presión posterior al proceso de estrangulamiento, considerando diferentes valores de operación, sobre la temperatura, entalpía, fracción de vapor, caudales máxicos y potencia generada.
- Analizar el desempeño energético del sistema integrado mediante el cálculo de eficiencia, potencia neta en cada subsistema.
- Evaluar el comportamiento del electrolizador y calcular la producción de hidrogeno mediante el electrolizador PEM en función de la energía eléctrica disponible y de diferentes demandas de producción.
- Evaluar la influencia de diferentes presiones de operación, en la potencia entregada por el subsistema del ciclo ORC.

- Evaluar la eficiencia energética, y la viabilidad de producción simultánea de electricidad e hidrógeno como vector energético sostenible.

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

El Consejo Europeo de la Energía Geotérmica la define como “la energía almacenada en forma de calor por debajo de la superficie de la tierra”, lo que incluye calor en rocas, suelos y aguas subterráneas, independientemente de su temperatura, profundidad o procedencia. Esta amplitud se refleja en la capacidad instalada mundial: en 2023 se alcanzaron 16.335 MW, con un incremento de 208 MW ese mismo año; además, los 10 países líderes concentran aproximadamente el 93 % de dicha capacidad, mientras que 20 naciones adicionales aportan 1.125 MW al total mundial (THINKGEOENERGY, 2023).

La capacidad instalada global se distribuye principalmente en un grupo pequeño de países estratégicamente ubicados en regiones de intensa actividad volcánica y límites de placas tectónicas, condiciones óptimas para la producción de electricidad mediante energía geotérmica. La Tabla 1, muestra la generación de energía de los países líderes en 2023 y su generación de energía esperada para finales de 2024.

*Tabla 1. Principales países geotérmicos en capacidad de generación de energía (MW) según ThinkGeoEnergy 2022.*

<b>Países</b>	<b>Capacidad instalada en 2023 (MW)</b>
USA	3,900
Indonesia	2,418
Filipinas	1,952
Turquía	1,691
Nueva Zelanda	1,042
Kenia	985
México	976
Italia	916
Islandia	754
Japón	576
Otros	1.125
<b>Total</b>	<b>16,335</b>

Fuente: adaptado de ThinkGeoEnergy, 2023.

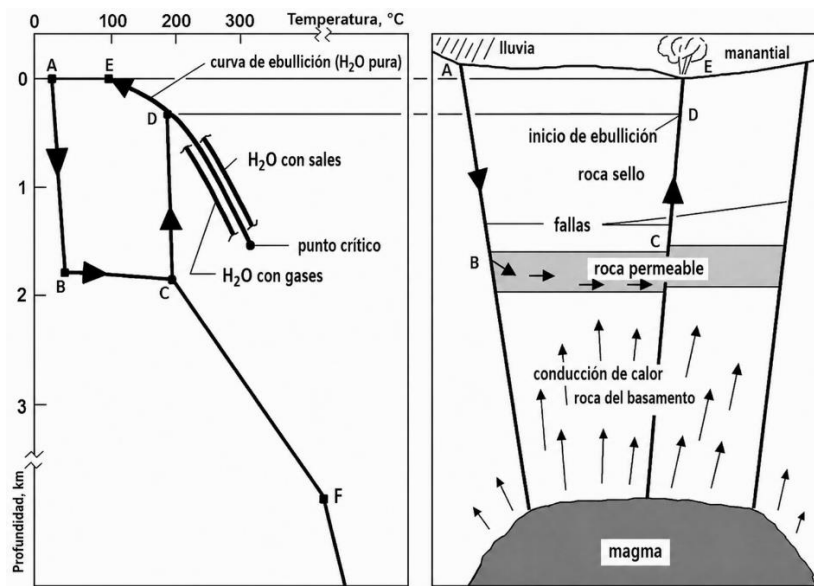
### 2.1. PRINCIPIOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PLANTAS GEOTÉRMICAS.

La energía geotérmica corresponde al calor almacenado en el interior de la

tierra y transferido de forma continua hacia la superficie, constituyendo un recurso energético renovable con aplicaciones en la generación de electricidad, calefacción urbana, proceso industriales y suministros de agua caliente. Su origen está asociado principalmente a la desintegración radiactiva de isótopos de uranio, torio y potasio presente en las rocas de la corteza terrestre, así como el enfriamiento secular del planeta. Como resultado, aproximadamente el 80% del calor interno liberado por la Tierra proviene del decaimiento de isótopos radiactivos, mientras que cerca del 20% se atribuye al enfriamiento progresivo de la tierra. Este flujo térmico natural constituye la base física de los sistemas geotérmicos, permitiendo el aprovechamiento del calor subterráneo para su conversión en energía útil (TURCOTTE, D. L et al., 2002).

En regiones donde los límites de las placas tectónicas y los puntos calientes generan gradientes térmicos más elevados que el promedio, la extracción de energía geotérmica se ve facilitada. La Figura 3. Modelo esquemático de un sistema geotérmico hidrotermal., ilustra de manera esquemática como este sistema geotérmico interactúa con el entorno geológico, mostrando el ciclo del agua y el transporte de calor desde las profundidades hacia la superficie. En la parte derecha de la Figura 3, se observa este ciclo, el agua se infiltra desde la superficie (punto A), principalmente a través de fallas y fracturas, descendiendo hacia zonas más profundas donde entra en contacto con rocas calientes. Este proceso ocurre dentro de una capa permeable (punto B), donde absorbe calor por conducción desde las formaciones rocosas profundas. Debido a que el agua aumenta su temperatura, su densidad disminuye, y tiende a ascender hacia la superficie cuando encuentra una zona de fractura o falla geológica de alta permeabilidad, representado en el (punto C), la cual actúa como un conducto natural de menor resistencia para el flujo ascendente, durante este ascenso, la presión hidrostática disminuye progresivamente. En este punto, la temperatura del fluido llega al punto de ebullición correspondiente a la presión hidrostática local (punto D). En este estado, el agua se transforma en una mezcla líquido-vapor que emerge en forma de fumarolas, fuentes termales, ollas de lodo o piscinas calentadas por vapor (punto E), (DIPIPO, 2008).

Figura 3. Modelo esquemático de un sistema geotérmico hidrotermal.



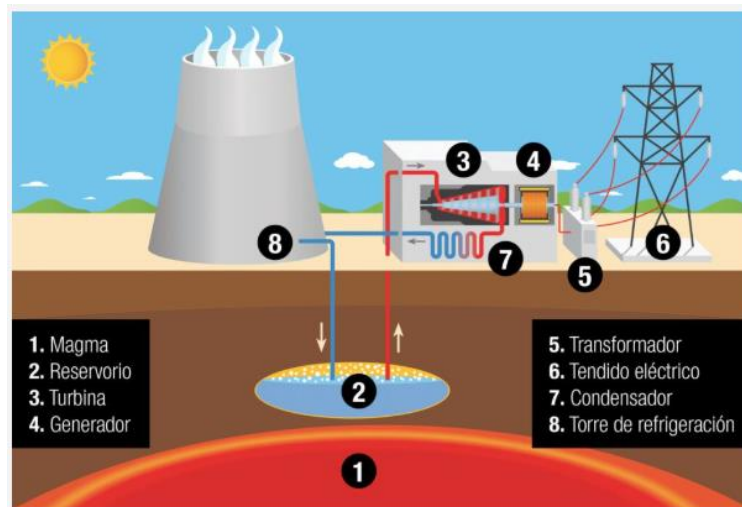
Fuente: DIPIPO, 2008.

La parte izquierda de la Figura 3, complementa esta descripción al representar la trayectoria termodinámica del fluido, que es la curva de ebullición describe las temperaturas de saturación del fluido en función de la presión local, un parámetro clave para comprender la dinámica térmica de los sistemas geotérmicos. A medida que el agua desciende desde la superficie, su presión aumenta y puede alcanzar mayores temperaturas sin hervir. Sin embargo, durante el ascenso, la reducción de presión hace que el fluido se aproxime a la curva de ebullición. Cuando la trayectoria del fluido intercepta dicha curva, se produce el inicio de la evaporización, fenómeno fundamental en la formación de reservorios geotérmicos de vapor o de mezcla liquido-vapor. Asimismo, la presencia de sales disueltas o gases puede modificar la curva de ebullición respecto al agua pura, afectando las condiciones de saturación y el comportamiento del fluido geotérmico. En conjunto, ambas representaciones de la figura 3, permiten comprender como la interacción entre filtración, permeabilidad, transferencia de calor, presión y cambio de fase determina la formación y aprovechamiento del recurso geotérmico hidrotermales, (DIPIPO, 2008).

La generación de energía eléctrica en plantas geotérmicas se basa en la explotación del calor proveniente del interior de la Tierra, mostrado en la Figura 4. Es un proceso renovable y relativamente limpio que puede proporcionar una fuente constante de energía eléctrica. En la Figura 4, presenta de forma esquemática el principio básico de generación eléctrica mediante energía geotérmica. El proceso inicia con el aprovechamiento del calor proveniente del subsuelo, el cual calienta flujo geotérmico contenido en el reservorio.

Posteriormente, el fluido caliente o vapor es conducido hacia la superficie mediante pozos de producción utilizados para accionar una turbina acoplada a un generador eléctrico. Después de la expansión, el vapor es condensado y el fluido enfriado puede ser reinyectado al reservorio favoreciendo la continuidad del ciclo y la sostenibilidad del recurso. Este principio constituye la base de operación de las plantas geotérmicas convencionales y sirve como referencia para configuraciones más avanzadas como los sistemas flash-binario analizados en el presente trabajo (TODOINGENIERIA, 2020).

Figura 4. Proceso de generación de energía eléctrica por medio de la geotermia.



Fuente: TODOINGENIERIAS, 2020.

## 2.2. TIPOS DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS

Los yacimientos geotérmicos convencionales se clasifican de acuerdo con los niveles energéticos de los recursos que albergan, es decir, de los fluidos en ellos contenidos.

Por lo tanto, se pueden clasificar en:

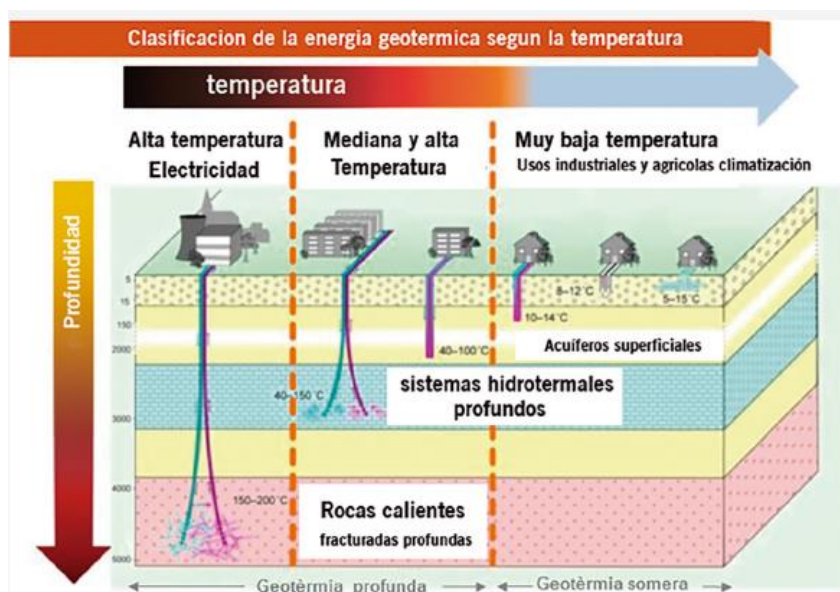
- Yacimientos de alta entalpía en los que se cumplen las condiciones clásicas de existencia de un yacimiento y el foco de calor permite que el fluido se encuentre en condiciones de presión y alta temperatura (superior al menos a los 200°C). Las características termodinámicas del fluido permiten su aprovechamiento para producción de electricidad, (TODOINGENIERÍA, 2020).
- Yacimientos de media entalpía en los que los fluidos se encuentran a temperaturas situadas entre los 100 y los 200°C, lo que permite su uso para producción de electricidad

mediante ciclos binarios que, en general, tienen rendimientos algo inferiores, (TODOINGENIERÍA, 2020).

- Yacimientos de baja entalpía, cuando la temperatura del fluido es inferior a los 100°C y su aplicación son los usos directos del calor (calefacción, procesos industriales y usos en balneoterapia), (TODOINGENIERÍA, 2020).

En general, los yacimientos de alta entalpía se localizan en zonas de flujo de calor anómalo, mientras que los de baja entalpía corresponden a zonas estables de la corteza, con flujos de calor y gradientes geotérmicos normales que aprovechan los fluidos calientes contenidos en acuíferos profundos, en general sin cobertera impermeable. Tal como es demostrado en la figura 5, el nivel térmico del fluido condiciona claramente su aprovechamiento. En los casos de yacimientos de baja entalpía su utilización más habitual es la calefacción de viviendas y locales cuando las temperaturas se sitúan entre 50 y 100°C. Los fluidos con temperaturas inferiores suelen ser utilizados en instalaciones balnearias, ya que su nivel térmico no permite, en general, su uso en sistemas convencionales de calefacción de viviendas, si bien pueden ser utilizados para otros usos como calefacción de invernaderos (TODOINGENIERÍA, 2020).

Figura 5. Comparativa de energía geotérmica de alta y baja temperatura.



Fuente: TODOINGENIERIAS, 2020.

De igual modo, se viene desarrollando en los últimos tiempos la investigación de yacimientos geotérmicos supercríticos, en los que las condiciones termodinámicas permitirían no sólo la producción de electricidad sino también la producción de hidrógeno,

(MANUAL DE GEOTERMIA, 2008). La Figura 6, muestra como los diferentes tipos de recursos geotérmicos a diferentes temperaturas son usados en diferentes escenarios como: uso directo, climatización y producción de energía eléctrica e hidrogeno.

Figura 6. Comparativa de recursos geotérmicos.

Recursos geotérmicos	Temperaturas	Tecnología	Aplicación	
Muy baja entalpía	5-25°C	Utiliza bomba de calor	Usos directos Climatización	
Baja entalpía	25-50°C	Puede precisar bomba de calor	Usos directos	
	50-100°C		Usos directos	
Media entalpía	100-150°C	Ciclos binarios	Electricidad Procesos	
Alta entalpía	>150°C		Electricidad	
No convencionales	EGS - HDR	>150°C	Ciclos binarios	Electricidad
	Supercríticos	>300°C		Electricidad Hidrógeno

Fuente: adaptado de MANUAL DE GEOTERMIA. MADRID: IDAE; IGME, 2008.

### 2.3. TIPOS DE TECNOLOGÍAS GEOTÉRMICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

De acuerdo con International Geothermal Association, las plantas de generación de energía eléctrica a partir de energía geotérmica emplean diferentes tecnologías en función de las características del recurso disponible. En los yacimientos de alta entalpía, el vapor seco puede ser utilizado directamente para accionar las turbinas. Cuando el recurso geotérmico consiste en mezclas de agua y vapor, se aplica la tecnología flash, que permite separar el vapor de la fase líquida y conducirlo a la turbina. Por otro lado, en reservorios con temperaturas intermedias (70 – 250 °C), se utiliza la tecnología binaria, donde, el calor del fluido geotérmico se transfiere a un fluido secundario de bajo punto de ebullición que se evapora y mueve la turbina, (IGA, 2018).

Si bien la elección de la tecnología depende de las condiciones del recurso geotérmico, el principio fundamental es común: conducir el fluido geotérmico hacia la planta de generación para aprovechar su energía térmica en la producción de electricidad. Posteriormente, el fluido es reinyectado al reservorio, lo que contribuye a mantener la presión del yacimiento y la sostenibilidad del sistema. La energía geotérmica se considera un recurso de energía renovable limpia y sostenible. Entre las configuraciones de plantas de energía geotérmica, la configuración predominante es la de única etapa flash (41 %), seguida por la de vapor seco (23 %), la de doble flash (19%) y binario (14%). Las configuraciones de planta de

triple flash (2%) y contrapresión (1%) son menos comunes (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2016).

A continuación, se describen las tecnologías utilizadas en la actualidad para la explotación de sistemas geotérmicos con el objetivo de generar energía eléctrica según el *Geothermal Power: Technology Brief* (IRENA, 2017).

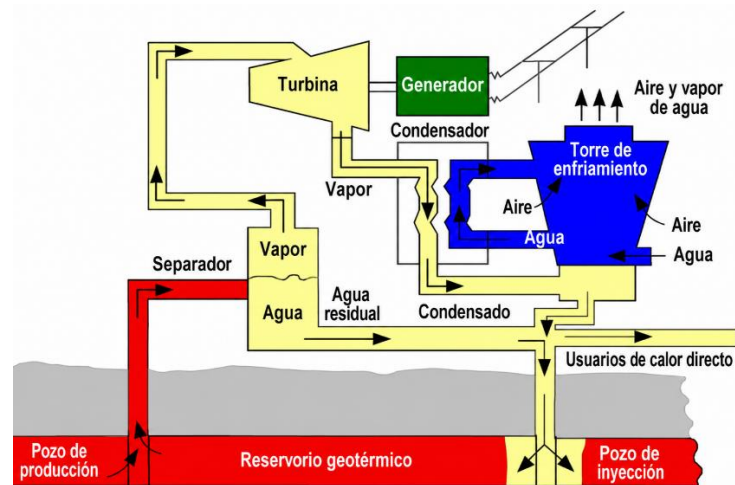
### 2.3.1. Plantas con sistemas flash

Este tipo de planta es la que utiliza como fuente de energía el agua líquida a altas temperaturas y presiones, aunque el vapor es obtenido de un proceso de separación denominado flasheo. El término "sistema de flash único" indica que el geofluido ha experimentado un proceso de flash único, es decir, un proceso de transición de un líquido presurizado a una mezcla de líquido y vapor, como resultado de la reducción de la presión del geofluido por debajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura del fluido, (IRENA, 2017).

El proceso de flash puede ocurrir en varios lugares: (1) en el yacimiento, a medida que el fluido fluye a través de la formación permeable, con la consiguiente caída de presión; (2) en el pozo de producción, en cualquier punto desde el punto de entrada hasta la boca del pozo, como resultado de la pérdida de presión por fricción y la carga gravitacional; o (3) en la entrada del separador ciclónico, como resultado de un proceso de estrangulamiento inducido por una válvula de control o una placa de orificio. En un campo recién desarrollado, es frecuente que la evaporación se produzca inicialmente en el pozo; sin embargo, con el tiempo, a medida que el campo se explota y la presión del yacimiento disminuye, el punto de inicio de vaporización flash puede desplazarse hacia zonas más profundas del pozo e incluso penetrar en la formación geológica. En ocasiones, se utiliza el término "vapor separado" para este tipo de planta debido a la forma en que se obtiene el vapor para su uso en la turbina (DIPIPO, 2008).

Las plantas de generación mediante flash simple son las más comunes. Suponen el 29% de todas las plantas geotérmicas y producen el 43% de la electricidad generada por geotermia, (DIPIPO, 2008). En la Figura 7, se presenta un esquema simple de esta operación, donde se muestran los componentes principales de una planta de un solo flash.

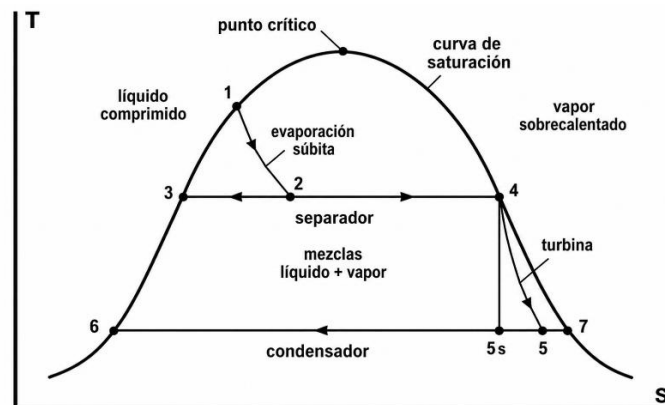
Figura 7. Diagrama de una planta simple flash.



Fuente: Geo-Heat Center. at. 2007.

El diagrama termodinámico T-s de la central simple de flash se muestra en la Figura 8.

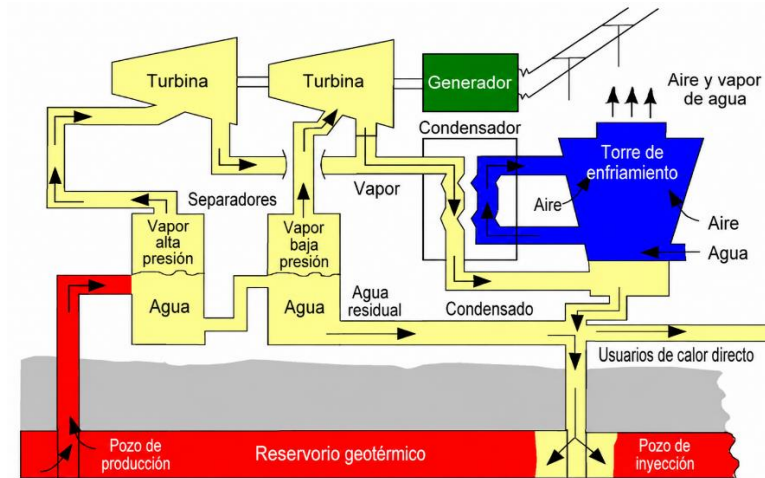
Figura 8. Diagrama Temperatura Entropía Planta de Simple Flasheo.



Fuente: DIPIPO, 2008.

Por otro lado, tenemos las plantas de doble flash permiten incrementar la eficiencia de la planta pues logran producir un extra del 15 al 25% con respecto a una planta de simple flasheo. Una configuración típica de las centrales doble flash es representada en el esquema de la Figura 9, en esencia es similar a las de simple flash, sin embargo, su eficiencia es más alta ya que utiliza una mayor cantidad de energía que la que aporta originalmente el fluido extraído de la tierra. En este caso el fluido proveniente de los pozos es conducido hacia un separador ciclónico (CS) inicial donde se extrae el vapor del fluido geotérmico a alta presión y es conducido a la turbina (T) de alta presión. El líquido proveniente del separador se conduce a un segundo separador (flasher), a una presión más baja que la de separación, (DIPIPO, 2008).

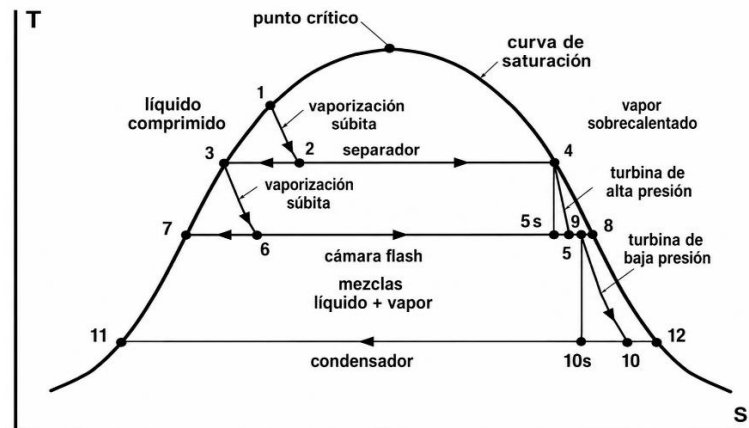
Figura 9. Diagrama de una planta de doble flash.



Fuente: Geo-Heat Center at. 2007.

Un diagrama T-s de este ciclo y su comportamiento se muestra en la Figura 10, a continuación.

Figura 10. Diagrama Temperatura Entropía Planta de Doble Flasheo.



Fuente: DiPippo, 2008.

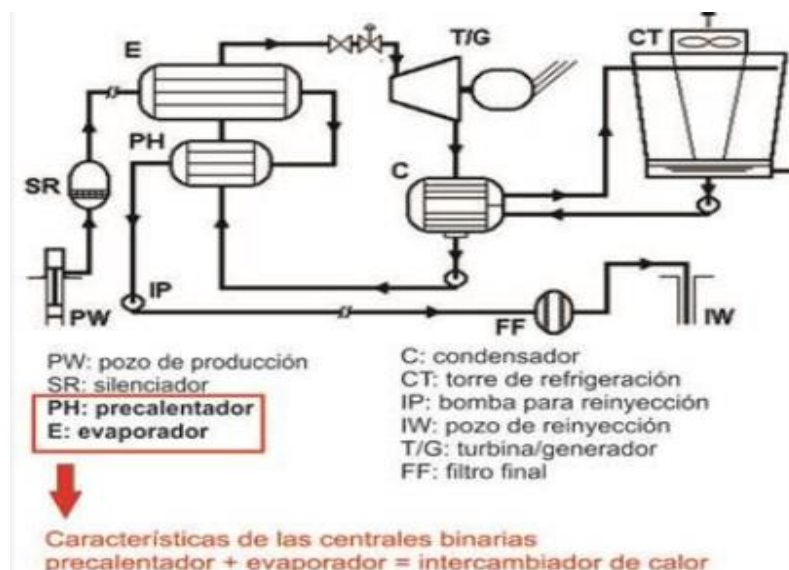
### 2.3.2. Plantas binarias

Estas plantas son normalmente aplicadas en los campos geotérmicos de baja o media entalpía donde el recurso es utilizado, por medio de intercambiadores de calor, para calentar un fluido de procesos en un circuito cerrado. En este proceso son comunes las mezclas de hidrocarburos altamente volátiles ( bajo punto de ebullición), como propano, isobutano, que funcionan en el rango de los 35° C, en la fase fría, a 150 °C en la fase caliente, que es la temperatura de origen geotérmica, en el caso del agua geotérmica tiene su propio circuito, o circuito primario, que intercambia calor a otro circuito cerrado llamado secundario, fluido

volátil, un tercer circuito abierto de agua de refrigeración, que toma el agua de la superficie y a ella es devuelta sin ningún contacto con aguas subterráneas, por lo cual no se contamina, (IRENA, 2017).

En la Figura 11, se aprecia en su forma más simple, una central binaria. Los pozos de producción (PW: Production well) están equipados con bombas (P: Pump) las que extraen el fluido geotermal de estos pozos de producción en el caso que estos pozos no sean artesianos. Más adelante se encuentran un removedor de arena (SR: Sand remover) para evitar la erosión de las tuberías y tubos de los intercambiadores de calor. Por lo general hay dos pasos en el proceso de calentamiento-ebullición del fluido de trabajo que se ocupa para expandir en la turbina, el primer paso es realizado en el precalentador (PH: Pre Heater), donde el fluido de trabajo es llevado a su punto de ebullición y en el evaporador (E) donde sale como vapor saturado. Después de estas etapas el fluido de trabajo es llevado a la turbina, luego que se expande es condensado para posteriormente ser bombeado al precalentador, (DIPIPO, 2008).

Figura 11. Diagrama de planta binaria.



Fuente: adaptado DIPIPO, 2008.

Los procesos termodinámicos experimentados por el fluido de trabajo se muestran en un diagrama P-h en la Figura 12.

Figura 12. Diagrama presión-entalpía para una planta binaria básica.

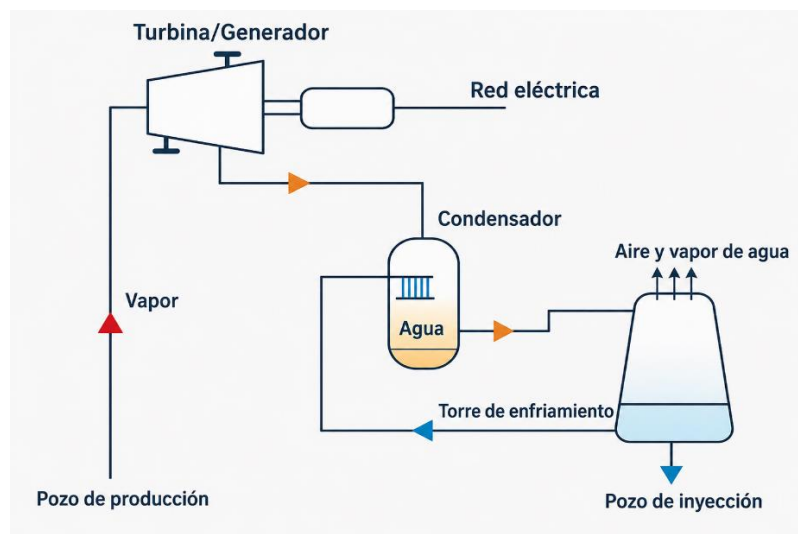


Fuente: DIPIPO, 2008.

### 2.3.3. Plantas de vapor seco.

En este caso, el dispositivo de conversión es una turbina de vapor diseñada para ser utilizada directamente con baja presión y alto volumen de fluido extraído directamente del campo geotermal. Las plantas de vapor seco directo comúnmente utilizan turbinas condensadoras. El condensado se reinyecta (ciclo cerrado) o evapora en torres de enfriamiento húmedo. Este tipo de plantas de generación utiliza vapor a más de 150 °C, generalmente, el vapor que entra en la turbina debe ser seco con un nivel de 99,995% para evitar escamado o erosión, (IRENA, 2017). En la Figura 13, se muestra el diagrama de una planta geotérmica de vapor seco es esencialmente la misma que una planta de vapor de un solo flash.

Figura 13. Esquema de planta de vapor seco.

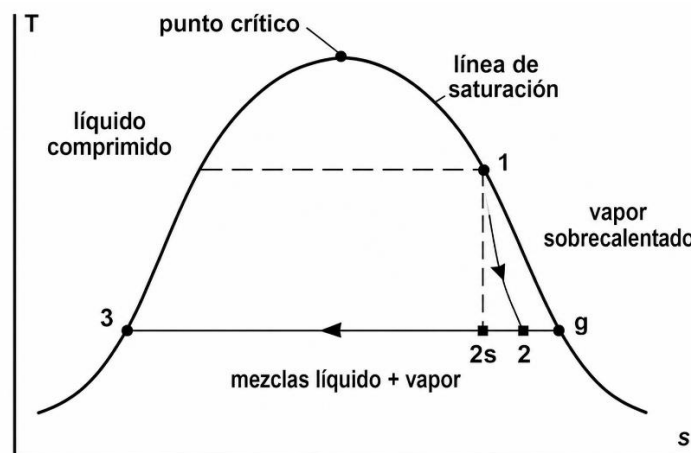


Fuente: IRENA, 2017.

Dado que los pozos producen vapor saturado (o vapor ligeramente

sobrecalentado), el punto de partida (estado 1) se encuentra en la curva de vapor saturada. Si el vapor está sobrecalentado, el punto 1 simplemente se mueve ligeramente hacia la derecha. El proceso de expansión de la turbina 1–2 genera una potencia de salida algo menos que el proceso ideal isentrópico 1–2s. El calor se rechaza a los alrededores en el condensador a través del agua de enfriamiento en el proceso 2–3. Aunque el análisis de la operación es el mismo que para la planta de un solo flash. La Figura 14, muestra el diagrama de entropía de temperatura para una planta de vapor seco con vapor saturado en la entrada de la turbina.

Figura 14. Diagrama de entropía de temperatura.



Fuente: DIPIPO, 2008.

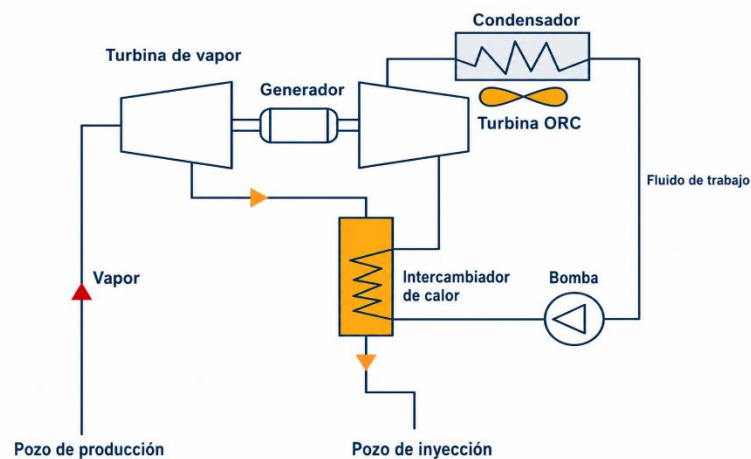
#### 2.3.4. Ciclos combinados y Plantas híbridas

Los ciclos combinados geotérmicos buscan aumentar el aprovechamiento del recurso mediante la integración de dos etapas de conversión energética. En una configuración flash-binaria, el vapor separado del fluido geotérmico se expande en una turbina de vapor, mientras que el líquido geotérmico remanente, aún con energía térmica disponible, se utiliza como fuente de calor para un ciclo orgánico de Rankine. De esta forma, el ORC actúa como un ciclo de recuperación, permitiendo transformar parte del calor residual en potencia adicional y reduciendo las pérdidas asociadas a la reinyección directa del fluido caliente. Este tipo de configuración puede mejorar el desempeño termodinámico frente a una planta flash convencional, ya que aprovecha una fracción mayor de energía disponible en el recurso geotérmico. Estudios sobre ciclos flash-binarios reportan incrementos de potencia respecto a ciclos flash simples, debido al uso de la salmuera residual para accionar un ciclo binario, (IRENA, 2017).

Por su parte, las plantas híbridas integran la geotermia con otra fuente

energética o con un subsistema complementario, con el objetivo de mejorar la eficiencia, la flexibilidad operativa o la valorización de la energía producida. En la literatura se han analizado plantas geotérmicas híbridas con energía solar térmica, donde el calor solar se adiciona al fluido geotérmico para aumentar el flujo másico, la presión de entrada a turbina y la generación eléctrica, (McTigue et al. 2018). La Figura 15 muestra una configuración geotérmica híbrida tipo flash-binaria, en la cual el vapor geotérmico acciona una turbina principal y el calor residual del fluido separado se aprovecha en un ciclo ORC. Esta integración permite recuperar parte de la energía térmica remanente antes de la reinyección, aumentando el aprovechamiento global del recurso geotérmico.

Figura 15. Esquema de planta híbrida.



Fuente: IRENA, 2017

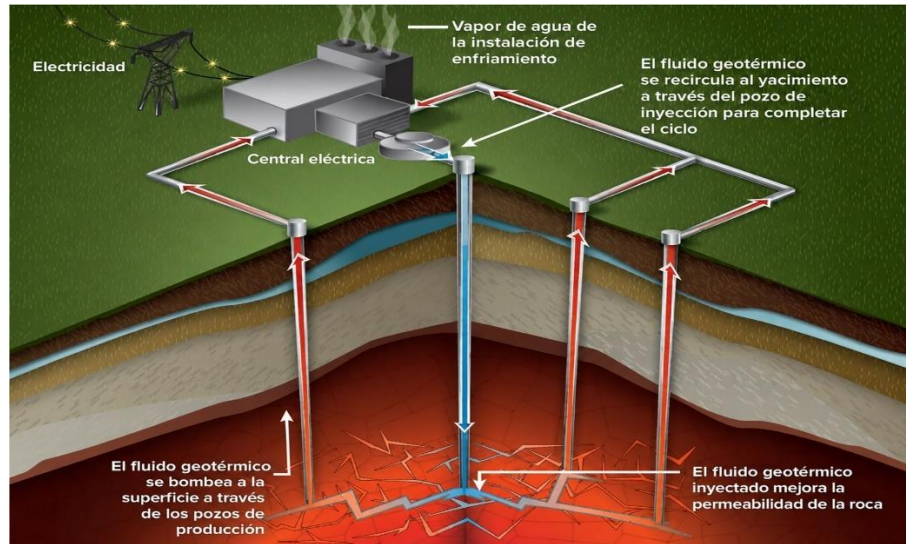
### 2.3.5. Sistemas geotérmicos mejorados.

Un Sistema Geotérmico Mejorado (EGS, Enhanced Geothermal System) es un reservorio artificial creado por el ser humano en lugares donde existen fuentes de calor cuyas rocas poseen insuficiente o poca permeabilidad o fluido saturado. En un EGS, el fluido es inyectado bajo la superficie en condiciones controladas, reabriendo fracturas preexistentes y de este modo, creando permeabilidad. El incremento de la permeabilidad permite al fluido circular a través de la red de fracturas generada y transportar el calor hacia la superficie, donde la energía eléctrica puede ser generada (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2016). En la Figura 16, se muestra el esquema básico de un sistema EGS, donde el fluido es inyectado hacia una zona de roca caliente para incrementar la permeabilidad del reservorio mediante fracturas inducidas o reabiertas. Luego, el fluido calentado asciende por los pozos de producción hasta la planta geotérmica, donde su energía térmica se aprovecha para generar electricidad. Después del proceso de conversión energética, el fluido es reinyectado al subsuelo, formando un circuito

cerrado que permite mantener la operación del reservorio artificial. Los pasos para la creación y operación de un reservorio EGS son:

1. Identificar y caracterizar el sitio
2. Crear el reservorio
3. Operar la planta de generación y mantener el reservorio.

Figura 16. Esquema de un sistema geotérmico mejorado.



Fuente: US Department of Energy, 2016.

## 2.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN PLANTAS GEOTÉRMICAS

La eficiencia energética (ecuación, 1) en plantas geotérmicas es un aspecto fundamental para maximizar la producción de energía eléctrica y minimizar impactos ambientales, al aplicar los principios fundamentales de la eficiencia energética en estas plantas, se puede aumentar su rendimiento, contribuyendo a un uso óptimo y sostenibles de dicho recurso. En este caso se definen las eficiencias de las centrales geotérmicas en función del tipo de planta y las características del fluido geotérmico. La eficiencia de una central eléctrica se evalúa de la siguiente manera: electricidad neta producida/entrada de energía térmica (IBRAHIM ET AL., 2005). En las plantas de energía geotérmica, la entrada de energía se puede definir como la masa total de fluido (kg/s) multiplicada por la entalpía de producción promedio (kJ/kg) como se muestra a continuación.

$$\eta(\%) = \frac{W}{m \times h} \times 100 \quad (1)$$

Donde  $W$  es la capacidad de funcionamiento (kWe) y  $m$  es el caudal másico total (kg/s) y  $h$  es la entalpía del yacimiento (kJ/kg).

La cantidad de energía que se puede convertir en electricidad está limitada por la segunda ley de la termodinámica y depende del diseño y de la eficiencia de los componentes, (Zarrouk, 2014).

## **2.5. FLUIDOS DE TRABAJO UTILIZADOS EN PLANTAS GEOTÉRMICAS.**

El fluido de trabajo en una planta va depender el tipo de ciclo o tecnología que se use y el tipo de temperatura en el lugar donde se construye la planta geotérmica, este fluido no solo debe tener propiedades físicas necesarias para la aplicación requerida, sino que también debe ser no tóxico, no inflamable y poseer una estabilidad química adecuada en el rango de temperatura deseado, es por ello importante los criterios de selección para elegir los posibles candidatos a fluido de trabajo para para una planta geotérmica (ZEYGHAMI, 2015).

La forma más común de clasificar los fluidos de trabajo es por compuestos químicos en las moléculas del fluido. Los fluidos de trabajo ORC se pueden clasificar en grupos principales; CFC (clorofluorocarbonos), HCFC (hidroclorofluorocarbonos), HFC (hidrofluorocarbonos), HC (hidrocarburos) y otros fluidos. Los fluidos de trabajo deben poseer alta densidad, bajo calor específico del líquido, alto calor latente y baja viscosidad, produzcan una alta producción neta de trabajo. Aunque estas características no siempre se satisfacen en la práctica y son críticamente necesarias (BASARAN; OZGENER, 2013).

Según Hajianto e Haramaini, (2021) el primer criterio de selección del tipo de fluido de trabajo en un ciclo ORC se determina por la pendiente de la curva de saturación, en el diagrama temperatura – entropía, además de sus propiedades y el impacto ambiental del fluido de trabajo, considerando el potencial de agotamiento de la capa de ozono y el potencial de calentamiento global. La elección del fluido de trabajo determinará la eficiencia del sistema, las condiciones de operación, el impacto ambiental y la viabilidad económica.

La Tabla 2, presenta algunas propiedades relevantes de fluido de trabajo empleados en ciclos binarios, incluyendo la temperatura crítica, la presión crítica, el calor específico del vapor y el calor latente de vaporización. La temperatura crítica  $T^{\circ}c$  representa la temperatura máxima a partir de la cual el fluido no puede condensarse únicamente mediante aumento de presión, por lo que constituye un parámetro importante para evaluar la adecuación del fluido de trabajo en ciclo ORC. En este sentido, fluidos como el butano presenta temperaturas críticas compatibles con fuentes térmicas de baja y media temperatura, características de aplicaciones geotérmicas binarias, (CHEN; GOSWAMI; STEFANAKOS, 2010).

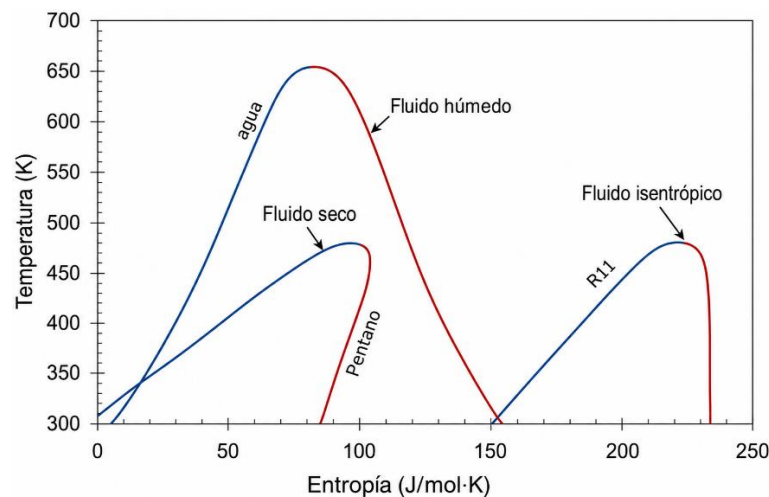
Tabla 2. Propiedades termodinámicas críticas y térmicas de algunos fluidos de trabajo utilizados en centrales binaria.

Fluido	Formula	Peso molecular (gr/mol)	T °C crítica	Pc (MPa)	Cp. vapor	Calor latente
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44.10	96.95	4.23	2,395.5	292.13
Isobutano	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.12	135.92	3.68	1,981.4	303.44
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.12	150.8	3.71	1,965.6	336.44
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.15	193.9	3.24	1,824.1	349
Amoniaco	NH <sub>3</sub>	17.03	133.65	11.62	3,730.71	1,064.38
R-114	ClF <sub>2</sub> C-CClF <sub>2</sub>	170.9	145.68	3.25	669.9	135.90
Agua	H <sub>2</sub> O	18	374.14	22.08	1,943.2	2,391.80

Fuente: Adaptado de CHEN; GOSWAMI; STEFANAKOS (2010)

Dependiendo de la pendiente de la línea de vapor saturado en el diagrama T-s la Figura 17, presenta la clasificación de los fluidos, como secos (Dry Fluid), isoentrópicos (Isentropic Fluid) y húmedos (Wet Fluid), con pendientes positivas, infinitas y negativas respectivamente. Los fluidos de trabajo secos e isoentrópicos son más favorables para los sistemas ORC, debido a que, durante la expansión en la turbina, el fluido tiende a permanecer en la región de vapor seco o sobrecalentado, reduciendo la posibilidad de condensación en las últimas etapas de expansión. Por lo tanto, se eliminan los problemas que surgen a partir de la formación de gotas de líquido en las etapas finales de la turbina (ZEYGHAMI; NOURALIEE, 2015).

Figura 17. Tipos de fluidos de trabajo: seco, isentrópico y húmedo, aplicables a Ciclo Binario.



Fuente: Zeyghami & Nouraliee, 2015

## 2.6. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo y en la tierra, se encuentra principalmente en el agua, que recubre aproximadamente el 70% de su superficie y

también se encuentra en compuestos orgánicos, las principales características de H<sub>2</sub>, es un gas incoloro, inodoro e inflamable formado por dos átomos de hidrógeno (GIELEN et al., 2019; DAWOOD et al., 2020).

El hidrógeno ha sido considerado como un vector energético desde finales del siglo XIX, debido a su potencial para almacenar energía y sustituir combustibles fósiles en diferentes aplicaciones, en 1974 Julio Verne ya había planteado la posibilidad de obtener H<sub>2</sub> del agua por medio de electrólisis, en un contexto marcado por la preocupación sobre la disponibilidad finita del carbón (TURNER, 2004). En las primeras décadas del siglo XX, el hidrógeno fue empleado en dirigibles por Ferdinand von Zeppelin y propuesto por Rudolf Erren como combustible obtenido mediante electrólisis para reducir la dependencia del petróleo en Inglaterra (TURNER, 2004). Actualmente el hidrógeno se asocia a la transición energética y a la descarbonización (CASTRO et al., 2023).

El impulso detrás de H<sub>2</sub> continúa siendo fuerte en la actualidad (IEA, 2022), y este a desempeñado un papel cada vez más importante en la sociedad en busca de sostenibilidad frente a las crisis globales, impulsadas por el aumento creciente de las necesidades humanas, ya sea por servicio, productos o transporte (DINCER; ZAMFIRESCU, 2016; YANG et al., 2021; WANG et al., 2021). Esto enfatiza la necesidad de que los gobiernos alineen las políticas de seguridad energética con las metas climáticas (IEA, 2022).

Como vector energético para el fortalecimiento de la seguridad energética, el H<sub>2</sub> puede contribuir a la disminución de la dependencia de los combustibles fósiles, tanto mediante la producción de H<sub>2</sub> a partir de fuentes renovables como a través de su uso final como combustible (IEA, 2022). En ambos casos, el uso y la producción de H<sub>2</sub> como combustible limpio, renovable y con cero emisiones de carbono (SONG et al., 2021), esto contribuye a que la sociedad y los gobiernos alcancen las metas climáticas de des carbonización de las matrices energéticas, con el fin de mitigar la crisis climática y reducir los daños ambientales causados por las emisiones de gases de efecto invernadero (KABIR; BHUIYAN, 2017). Por lo tanto, el H<sub>2</sub> contribuye simultáneamente a las metas de des carbonización y aumento de la seguridad energética (IEA, 2022).

Frente a lo expuesto, es evidente el reconocimiento del H<sub>2</sub> como un importante portador y almacenador de energía, debido a que reúne características como alta densidad energética, posibilidad de producción a partir de fuentes renovables y cero emisiones de gases de efecto invernadero durante su utilización. Estas características permiten contribuir al equilibrio entre la oferta y la demanda de energías renovables, así como apoyar la transición energética global de manera sostenible (DI BLASI et al., 2013; DONG et al., 2021). Por otro

lado, el hidrógeno también presenta algunos inconvenientes técnicos, principalmente asociados a su baja densidad volumétrica, lo que dificulta su almacenamiento y transporte en comparación con los combustibles convencionales. Para su uso a gran escala, generalmente se requieren procesos de compresión, licuefacción o almacenamiento en materiales sólidos, los cuales incrementan el consumo energético y los costos del sistema. Además, su manejo exige infraestructura específica y medidas de seguridad adecuadas debido a su alta difusividad e inflamabilidad. Aun así, el hidrógeno se considera una de las alternativas más sólidas para apoyar la descarbonización de sectores de difícil electrificación, (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2025). Por ello, resulta importante conocer las diferentes formas de obtención y clasificación del H<sub>2</sub>.

## **2.7. RUTAS TECNOLÓGICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO**

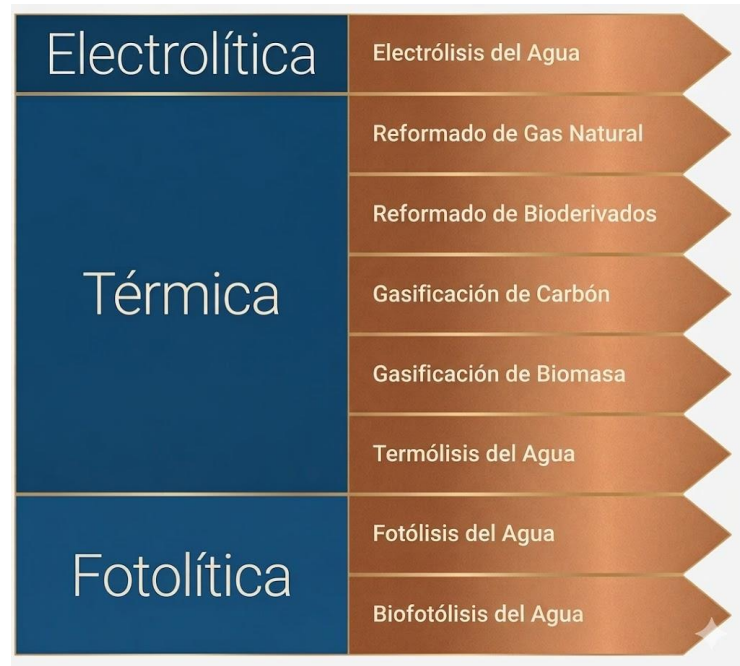
Aunque el hidrógeno es uno de los elementos más abundantes del universo y de la tierra, el H<sub>2</sub> molecular no se encuentra disponible de forma libre en la naturaleza, normalmente este combinado en compuestos como el agua y diversos hidrocarburos (WANG, 2021). Por esta razón, no se considera una fuente primaria de energía, sino un vector energético, cuya obtención requiere procesos artificiales a partir de una fuente energética primaria (IEA, 2022). Su importancia radica en que puede almacenar y transportar energía de forma eficiente, por largos periodos de tiempo, reacciona con oxígeno produciendo únicamente agua y calor como subproducto, lo que la convierte en una alternativa limpia para aplicaciones energéticas (DINCER, 2014).

El H<sub>2</sub> puede producirse mediante una variedad de métodos, tecnologías de producción y fuentes de energía primaria (IEA, 2019). Las diversas rutas de producción de H<sub>2</sub> despiertan interés en la comunidad científica, la sociedad y los gobiernos, debido a que desempeñan un papel indispensable en la integración de sistemas energéticos, particularmente aquellos basados en energía renovables, esto resulta relevante para la transición energética, al permitir avanzar desde una economía dependiente de combustibles fósiles hacia una economía centrada en energías renovables, cuyo principal desafío es la intermitencia y variabilidad de estos recursos, dependientes en gran medida del sol, agua y viento (DAWOOD et al., 2020).

Las rutas tecnológicas para la producción de H<sub>2</sub> pueden clasificarse según el tipo de energía empleada, tenemos electrolíticas, térmicas y fotolíticas, las cuales se subdividen en 8 procesos predominantes (CASTRO et al., 2023). Dichas rutas son presentadas en la Figura

18 y permiten comprender las diferentes alternativas disponibles para la obtención de hidrógeno a partir de diversas fuentes energéticas primarias.

Figura 18. Tipos de rutas de producción de hidrógeno.



Fuente: Adaptado de Castro et al. (2023).

Las rutas de producción de  $H_2$  dependen, de manera general, de tres elementos fundamentales: el material que contiene el hidrógeno, la fuente de energía utilizada y el material del catalizador (Dawood et al. 2020). La selección del proceso productivo influye directamente en la pureza del hidrógeno obtenido, el costo, beneficio y la eficiencia global del sistema (CASTRO et al., 2023). Entre los diversos métodos disponibles predominan tres rutas principales: la reforma de gas natural, la gasificación del carbón y la electrolisis del agua ((UYSAL et al., 2021). Hasta el 2021, aproximadamente el 95% de hidrógeno producido a nivel mundial provenía de combustibles fósiles, principalmente mediante reforma a vapor de hidrocarburos ya gasificación del carbón, procesos que emiten  $CO_2$ , en contraste, cerca del 4% era obtenido mediante electrolisis de agua, debido principalmente a los mayores costos de estas tecnologías frente a los procesos fósiles ya desarrollados y ampliamente usados (MARTINEZ-BURGOS et al., 2021; DINGENEN; VERBRUGGEN, 2021).

## 2.8 ELECTRÓLISIS DEL AGUA

La electrolisis del agua se consolida como una ruta tecnológica eficaz para la producción de hidrógeno verde, al permitir la conversión de energía eléctrica de corriente

continua en energía química mediante la separación del agua en  $H_2$  y  $O_2$ , cuando la electricidad empleada proviene de fuentes renovables, el proceso presenta bajas emisiones directas de carbono y contribuye a la descarbonización de la matriz energética, en este sentido, la electrolisis permite integrar fuentes renovables variables, almacenar energía en forma de hidrógeno y apoyar la mitigación de la crisis climática (XIAO et al., 2022). Su origen histórico se remonta a 1800, cuando William Nicholson demostró por primera vez la obtención de hidrógeno y oxígeno mediante una pila voltaica sumergida en agua (LAIDLER, 1990).

La electrólisis del agua es un proceso electroquímico que transforma agua líquida en oxígeno gaseoso ( $O_2$ ) e hidrógeno gaseoso ( $H_2$ ) mediante la aplicación de una diferencia de potencial entre dos electrodos, denominados ánodo y cátodo. En condiciones ideales, utilizando agua pura, el proceso está compuesto por dos semirreacciones electroquímicas: en el ánodo ocurre la reacción de evolución de oxígeno (OER), donde las especies hidroxilo pierden electrones y forman oxígeno y agua; mientras que en el cátodo ocurre la reacción de evolución de hidrógeno (HER), en la cual los iones de hidrógeno ganan electrones y forman hidrógeno molecular. Estas reacciones permiten la conversión de energía eléctrica en energía química almacenada en forma de hidrógeno (CHEN et al., 2022a; SONG et al., 2022).

Cada proceso electrolítico presenta características particulares, ya que el funcionamiento de cada tipo de electrolizador depende de las reacciones anódicas y catódicas que ocurren durante la conversión del agua en  $H_2$  y  $O_2$  (D'AMORE-DOMENECH; LEO, 2019). Según Nikolaidis y Poullikkas (2017), D'Amore-Domenech y Leo (2019), Martino et al. (2021) y Ajanovic et al. (2022) presentan diversas tecnologías para realizar la electrólisis del agua; sin embargo, cuatro de ellas se destacan y están disponibles comercialmente.

- Electrolizadores alcalinos (AEL)
- Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)
- Electrolizadores de óxido sólido (SOEL)
- Electrolizadores de membrana de intercambio de aniones (AEM)

La electrólisis alcalina es la tecnología más desarrollada y consolidada industrialmente, mientras que la tecnología PEM también se encuentra disponible comercialmente, aunque presenta mayor costo debido a sus materiales y componentes. Por su parte, los electrolizadores de membrana de intercambio de aniones (AEM) representan una tecnología emergente que busca combinar ventajas de la electrólisis alcalina y PEM, como el uso potencial de materiales menos costosos y una operación más flexible; sin embargo, su desarrollo comercial aún se encuentra limitado por desafíos asociados a la durabilidad,

estabilidad de la membrana y escalamiento tecnológico. Finalmente, los electrolizadores de óxido sólido continúan en una etapa de menor madurez comercial, aunque poseen potencial para alcanzar altas eficiencias en aplicaciones de alta temperatura, (IEA, 2024; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2024).

Debido a que en el presente trabajo se emplea un electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM), es importante destacar sus ventajas frente a otras tecnologías. Los electrolizadores PEM se caracterizan por su alta densidad de corriente, rápida respuesta dinámica y capacidad de operar a presiones elevadas y bajas temperaturas, lo que los convierte en una opción adecuada para sistemas acoplados a fuentes de energía renovable (ALBISTUR AHECHU, 2022). La integración del electrolizador PEM en el sistema geotérmico híbrido permite utilizar la energía eléctrica generada por las turbinas de vapor y del ORC para la producción de hidrógeno. Adicionalmente, una pequeña fracción del flujo másico remanente del separador geotérmico se aprovecha como fuente térmica para precalentar el agua de alimentación del electrolizador, elevando su temperatura desde condiciones ambientales, aproximadamente 20 °C, hasta la temperatura de operación de 80 °C. Este aporte térmico es coherente con el carácter endotérmico global del proceso de electrólisis del agua y contribuye a mantener condiciones térmicas estables en el subsistema PEM. De esta manera, el calor residual geotérmico no solo es recuperado en el ORC, sino que también apoya térmicamente la producción de hidrógeno verde, (SÁNCHEZ DELGADO, 2019).

En el proceso de electrólisis del electrolizador PEM, las semirreacciones anódicas, Ecuación 2, y catódica, Ecuación 3, son, respectivamente; En el ánodo ocurre la reacción de evolución de oxígeno, OER (Oxygen Evolution Reaction), donde el agua se oxida formando oxígeno, protones y electrones. Posteriormente, los protones atraviesan la membrana PEM hacia el cátodo, donde se reducen al combinarse con los electrones externos para formar hidrógeno gaseoso (LE FORMAL et al., 2015):

Reacción anódica — evolución de oxígeno, OER



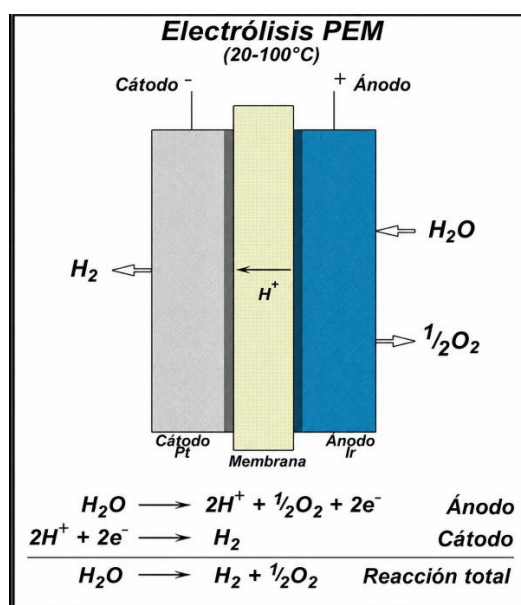
Reacción catódica — evolución de hidrógeno, HER:



De acuerdo con D'Amore-Domenech y Leo (2019), una celda de electrolisis PEM consiste en una pieza única que integra todos los elementos en una especie de “sándwich” de tres capas, donde dos electrodos porosos, con capas de catalizador en sus caras internas, son

prensados en caliente contra la membrana polimérica, esta tecnología opera a bajas temperaturas, generalmente entre 60 y 80 °C y permite alcanzar altas densidades de corriente, que pueden llegar hasta 2 A/cm<sup>2</sup>, debido a la ausencia de electrolito líquido, también puede presentar eficiencia cercanas al 85% (D'AMORE-DOMENECH, 2019; YU et al., 2021). Se reconoce como una de las tecnologías de producción de hidrógeno más prometedoras en el campo de la producción de hidrógeno, en la Figura 19, se muestra la estructura simplificada y sus reacciones químicas del electrolizador PEM.

Figura 19. Electrolizador PEM.



Fuente: SENZA (2025).

Entre las principales ventajas de la electrólisis PEM, en comparación con tecnologías convencionales de electrólisis del agua, especialmente la electrólisis alcalina, se destaca: (i) alta eficiencia energética; (ii) diseño más compacto y liviano debido al reducido espesor de la membrana polimérica; (iii) mayor pureza del H<sub>2</sub> producido debido a la baja permeabilidad de la membrana a los gases; y (iv) operación a baja temperatura, alta presión y densidad de corriente (YU et al., 2021).

Por otro lado, las desventajas presentes en los electrolizadores tipo PEM, desde el punto de vista de implementación comercial, están asociadas a: (i) alto costo de los materiales, como electrodos y membrana polimérica; (ii) baja durabilidad de los materiales; (iii) sensibilidad a impurezas, lo que puede ocasionar daños irreversibles al electrolizador; (iv) tecnología relativamente nueva y parcialmente establecida; y (v) operación en ambiente ácido (KUMAR; HIMABINDU, 2019; D'AMORE-DOMENECH, 2019; YU et al., 2021)

### 3. METODOLOGÍA

La metodología propuesta en el presente trabajo se fundamenta en el modelado termodinámico de un sistema geotérmico única etapa flash acoplado a un electrolizador PEM para la producción de hidrógeno. El sistema se analiza mediante balances de masa y energía aplicados a cada subsistema: unidad geotérmica flash, ciclo orgánico Rankine y electrolizador PEM. El enfoque corresponde a una investigación aplicada de carácter cuantitativo, basada en formulación matemática de los procesos termodinámicos involucrados y en la implementación computacional del modelo para evaluar el desempeño energético del sistema integrado. Como referencia metodológica se considera el estudio de Almutairi et al. (2021) y el libro plantas de energía geotérmica (principios, aplicaciones, casos de estudio e impactos ambientales) segunda edición 2008, Ronald Dipippo, adaptando el análisis al uso de butano como fluido de trabajo para el ORC.

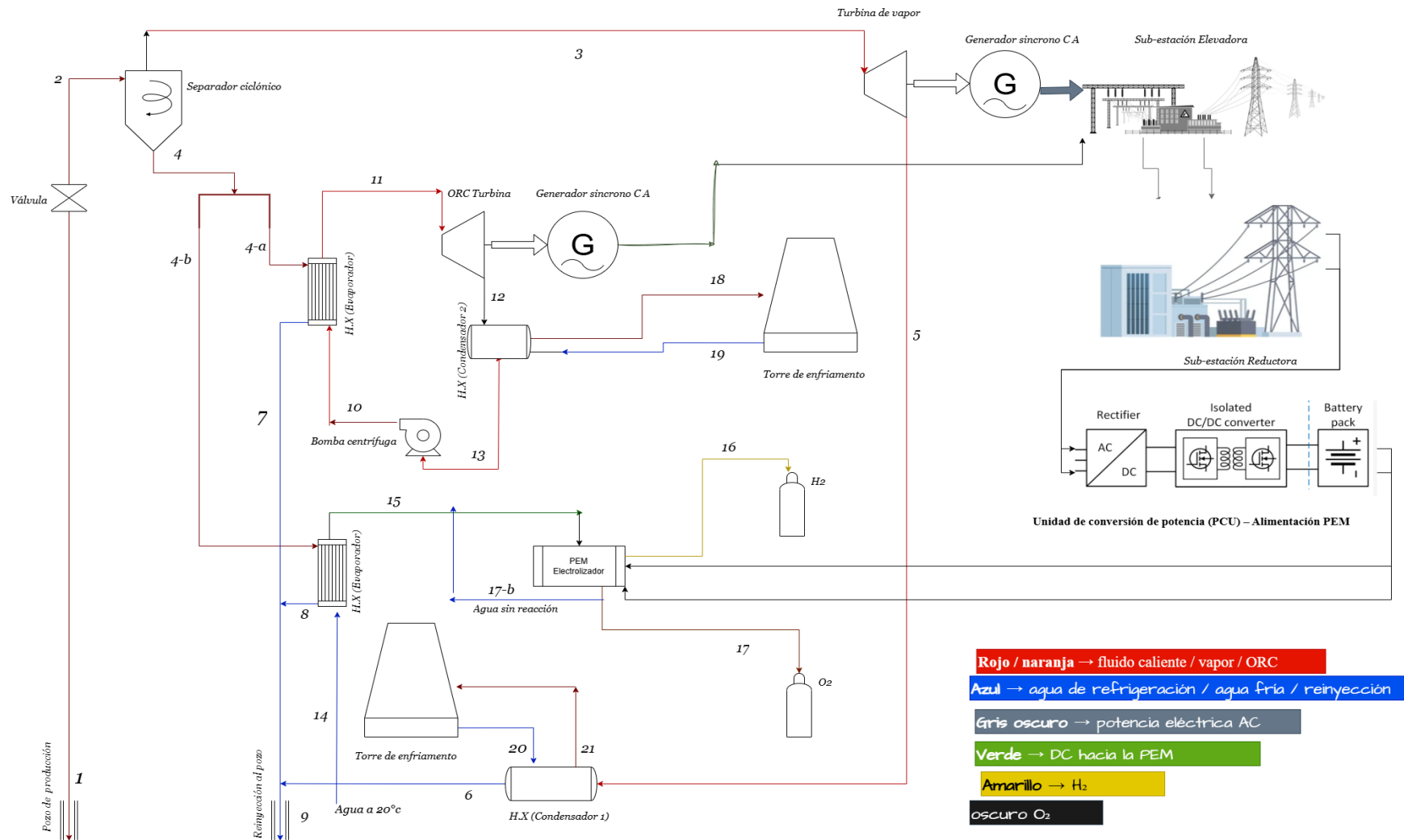
En la primera etapa se evalúa la operación del subsistema geotérmico flash, variando la presión posterior a la válvula de estrangulamiento en 300, 400, 500, 700 kPa, debido a que las condiciones a las salida del pozo geotérmico se mantienen constante, presión a 1200 kPa y una temperatura de 180 °C, las presiones se evalúan a las salida de la válvula de estrangulamiento con el objetivo de analizar su efecto sobre la calidad de vapor, el caudal de vapor separado, la potencia generada por la turbina de vapor y la energía térmica remanente en la corriente líquida geotérmica. Posteriormente, para cada condición de operación del bloque flash, se analiza el ciclo ORC mediante la variación de la presión alta de operación entre 1,600 a 2,600 kPa, considerando el efecto del caudal másico de butano, las condiciones de evaporación, condensación y las restricciones térmicas del intercambiador de calor, que se encuentran estipuladas en la tabla 4 y 5. A partir de estos barridos paramétricos se identifica la condición de operación que permite obtener la mayor potencia neta del sistema flash+ ORC.

Finalmente, con base en la potencia máxima disponible del sistema integrado se realiza el dimensionamiento teórico del electrolizador PEM. En este caso, la producción de hidrógeno no se impone como una demanda externa, sino que se calcula a partir de la potencia eléctrica disponible para el electrolizador. Para ello se determina la corriente de operación, la densidad de corriente, el voltaje de celda, la potencia consumida por el Stack y la tasa de producción de hidrógeno. Este procedimiento permite evaluar la capacidad real del sistema geotérmico para alimentar un electrolizador PEM, posteriormente, comparar las condiciones teóricas obtenidas con especificaciones de electrolizadores comerciales, considerando de forma preliminar aspectos asociados al balance de planta y almacenamiento de hidrógeno.

### 3.1.CICLO DE ESTUDIO

El sistema de estudio considerado corresponde a una configuración híbrida para producción simultánea de electricidad e hidrógeno a partir de una fuente geotérmica. Como se ilustra en la Figura 20, el arreglo está compuesto por tres subsistemas: (i) una unidad geotérmica tipo flash (válvula de estrangulamiento, separador y turbina de vapor y condensador), (ii) un ciclo ORC para recuperación del calor del fluido geotérmico y generación adicional de potencia, y (iii) un electrolizador PEM alimentado con energía eléctrica producida por el sistema integrado. El calor disponible en el fluido geotérmico se transfiere al ciclo ORC mediante intercambiadores de calor, mientras que el agua no reaccionada en el electrolizador se recircula hacia la línea de alimentación, cerrando los balances de masa del subsistema PEM. (ALMUTAIRI et al., 2021).

Figura 20. Diagrama esquemático del sistema propuesto.



Fuente: Adaptado de HAN et al. (2020)

La siguiente Tabla 3. Identificación de los puntos termodinámicos del sistema geotérmico flash–ORC–PEM., presenta la identificación de los principales puntos termodinámicos del sistema integrado, compuesto por la unidad geotérmica de única etapa flash, el ciclo ORC y la unidad electrolizar PEM. Esta descripción permite relacionar cada corriente del diagrama con su función dentro del modelo, facilitando el análisis de balance de masa y energía.

*Tabla 3. Identificación de los puntos termodinámicos del sistema geotérmico flash–ORC–PEM.*

<b>Punto</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	Fluido geotérmico a la salida del pozo productor
<b>2</b>	Fluido geotérmico después de la válvula de estrangulamiento
<b>3</b>	Vapor saturado a la salida del separador flash
<b>4</b>	Líquido saturado a la salida del separador flash
<b>4-a</b>	Fracción líquida enviada al evaporador del ORC
<b>4-b</b>	Fracción líquida enviada al intercambiador térmico del PEM
<b>5</b>	Salida de la turbina de vapor
<b>6</b>	Salida del condensador geotérmico
<b>7</b>	Salida del fluido geotérmico después del evaporador ORC
<b>8</b>	Salida del fluido geotérmico después del intercambiador del PEM
<b>9</b>	Fluido enviado al pozo de reinyección
<b>10</b>	Salida de la bomba del ORC
<b>11</b>	Salida del evaporador ORC / entrada de la turbina ORC
<b>12</b>	Salida de la turbina ORC
<b>13</b>	Salida del condensador ORC / entrada de la bomba
<b>14</b>	Agua de alimentación del electrolizador PEM
<b>15</b>	Agua precalentada a la entrada del PEM
<b>16</b>	Hidrógeno producido
<b>17</b>	Oxígeno y agua no reaccionada
<b>18–19</b>	Agua de enfriamiento del condensador ORC
<b>20–21</b>	Agua de enfriamiento del condensador geotérmico

Fuente: autoría propia, (2026).

En la etapa flash, el vapor separado acciona la turbina de vapor para generar electricidad, mientras que la fase líquida remanente conserva energía térmica aprovechable. Esta corriente caliente se divide para alimentar el evaporador del ORC y el intercambiador de calor, asociado al acondicionamiento térmico del agua de entrada de la PEM. El ORC, utilizando butano como fluido de trabajo, permite recuperar parte del calor residual y producir

potencia adicional. Finalmente, una fracción de la electricidad generada por el sistema puede destinarse al electrolizador PEM en corriente continua, para producir hidrógeno.

En la unidad geotérmica principal, el fluido sale del pozo geotérmico a una presión de 1200 kPa y una temperatura de 180 °C, Caudal másico del fluido geotérmico de 1 kg s pasa por una válvula de estrangulamiento de presión, sometándose a un proceso isoentálpico. Tras atravesar la válvula, el fluido se transforma en bifásico. Un separador separa el vapor saturado del líquido saturado. El vapor obtenido se dirige a la turbina de vapor para generar electricidad. La mayor parte del líquido saturado se dirige al intercambiador de calor (evaporador) para funcionar como fuente de calor para el ciclo ORC. La parte restante del líquido saturado se envía a otro intercambiador de calor para calentar el agua del electrolizador PEM. Finalmente, las salidas del intercambiador de calor, el evaporador y el condensador se devuelven al pozo geotérmico (ALMUTAIRI et al., 2021).

En la unidad de ciclo ORC, una bomba aumenta la presión del fluido para que coincida con la presión de entrada de la turbina. A continuación, el evaporador convierte el fluido a alta presión en vapor saturado y lo envía a la turbina. Tras pasar por la turbina ORC, el fluido sale de la turbina como vapor sobrecalentado y entra en el condensador. La salida del condensador es un líquido saturado. La unidad de electrolizador PEM requiere energía eléctrica de corriente continua y calor para producir hidrógeno. El calor requerido lo proporciona la parte del fluido geotérmico que pasa por el intercambiador de calor de dicha unidad. La energía requerida se obtiene de la salida del ciclo ORC o de la unidad geotérmica (ALMUTAIRI et al., 2021).

En la unidad del electrolizador PEM, el agua a ser precalentada, entra al intercambiador de calor en condiciones estándar, temperatura ambiente y presión atmosférica, recibe calor del flujo líquido separado geotérmico, hasta alcanzar la temperatura TPEM que es a 80 °C y luego entra al electrolizador. Durante el proceso de electrólisis, el agua se descompone en hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno producido en el electrodo catódico se comprime y se almacena en un cilindro de hidrógeno. La mezcla de oxígeno y agua no descompuesta en el electrodo anódico se dirige al separador de oxígeno. Tras la separación, el oxígeno puro se almacena en un cilindro de oxígeno y el agua no descompuesta se devuelve a la etapa anterior del ciclo de producción de hidrógeno (ALMUTAIRI et al., 2021).

La siguiente Tabla 4. Hipótesis de modelado adoptadas para el sistema geotérmico flash–ORC–PEM. Tabla 4, presenta las principales hipótesis de modelado adoptadas para los componentes del sistema integrado. Estas hipótesis permiten simplificar y establecer condiciones coherentes para el análisis termodinámico.

Tabla 4. Hipótesis de modelado adoptadas para el sistema geotérmico flash–ORC–PEM.

Componente	Hipótesis de modelado
<b>Sistema general</b>	Todos los componentes operan en régimen estacionario. Se despreciaron las variaciones de energía cinética y potencial.
<b>Fluido geotérmico</b>	Se modela como agua pura; se desprecian gases no condensables, sales, incrustaciones y corrosión.
<b>Válvula de estrangulamiento</b>	Proceso isoentálpico, sin producción de trabajo y sin transferencia de calor al ambiente.
<b>Separador flash</b>	Operación en equilibrio termodinámico; las salidas corresponden a vapor y líquido saturados a la presión de separación.
<b>Intercambiadores de calor</b>	Operación en régimen estacionario; pérdidas de calor al ambiente despreciables; caída de presión despreciable; transferencia de calor calculada por balance de energía; Se impone una diferencia mínima de temperatura, o Pinch, para evitar cruce térmico entre corrientes.
<b>Turbina de vapor</b>	Expansión adiabática; eficiencia isentrópica definida a 85%. (DIPIPO, 2008)
<b>Subsistema ORC</b>	El fluido de trabajo es butano puro; por tanto, no se considera cambio de composición ni temperatura glide.
<b>Turbina ORC</b>	Expansión adiabática del butano; eficiencia isentrópica definida a 85%; salida determinada por la presión de condensación y propiedades termodinámicas del fluido.
<b>Bomba ORC</b>	Compresión del líquido mediante eficiencia isentrópica definida a 85% (DIPIPO, 2008).
<b>Condensadores</b>	Salida del fluido de trabajo definida como líquido saturado; pérdidas térmicas externas despreciables.
<b>Electrolizador PEM</b>	Opera isotérmicamente a 353.15K, con presiones de $H_2$ y $O_2$ constantes. No se incluyen rectificador/inversor, compresor, purificación, secado, almacenamiento ni consumo auxiliar completo del BOP. El análisis comercial del PEM es comparativo, no validación experimental.

Fuente: autoría propia, (2026).

### 3.2.MODELADO MATEMÁTICO DEL SISTEMA GEOTERMICO FLASH Y ORC

En el modelado matemático del sistema integrado flash, ORC, PEM, se desarrolla a partir de las hipótesis termodinámicas definidas previamente en la tabla 4. El sistema se divide en tres subsistemas principales: la unidad geotérmica de única etapa flash, el ciclo ORC con butano como fluido de trabajo y el subsistema del electrolizador PEM para producción de hidrógeno. Esta división permite analizar de forma independiente el

comportamiento de cada unidad y, posteriormente, evaluar el desempeño global del sistema integrado.

En la Tabla 5, presenta los principales parámetros de entrada utilizados para el modelado termodinámico del sistema flash, ORC, PEM. Estos parámetros constituyen las condiciones de contorno para el análisis energético de cada subsistema. En la unidad geotérmica se definen el caudal másico del recurso, la presión y temperatura de entrada, la eficiencia de la turbina de vapor y las presiones de separación flash evaluadas. En el ciclo ORC se establecen las condiciones de operación del butano, incluyendo eficiencias de turbina y bomba, presión alta del ciclo, temperatura de condensación y diferencias mínimas de temperatura en los intercambiadores de calor. Finalmente, en el subsistema PEM se consideran las condiciones electroquímicas y una demanda de producción de hidrógeno, a partir de la cual se calcula la potencia eléctrica requerida por el electrolizador.

Tabla 5. Parámetros de entrada considerados para el modelado.

Parámetro	Valor
<b>Unidad geotérmica</b>	
Caudal másico del fluido geotérmico / kg /s	1
Temperatura del recurso geotérmico / °C	180
Presión del fluido geotérmico / kPa	1200
Presión de la cámara de expansión / kPa, P2	300, 400, 500, 700
Presión de condensación de la turbina de vapor / kPa	30
Eficiencia de la turbina	85%
Temperatura de entrada del agua de enfriamiento al condensador / K	293.15
Presión de entrada del agua de enfriamiento al condensador / kPa	1500
Diferencia de temperatura en el punto de pinch del condensador / K	10
<b>Unidad ORC</b>	
Eficiencia de la turbina	85%
Fluido de trabajo en el ciclo ORC	Butano puro
Eficiencia de la bomba	85%
Temperatura de entrada del agua de enfriamiento al condensador / K	293.15
Presión de entrada del agua de enfriamiento al condensador / kPa	1500
Diferencia de temperatura en el punto de Pinch del evaporador / K	5
Diferencia de temperatura en el punto de Pinch del condensador / K	10
Temperatura de burbuja de condensación / K	313.15
Presión del ciclo del ORC / kPa	1600, 1800, 2000, 2200, 2400, 2600.
Sobrecalentamiento en el ciclo ORC / $\Delta T$ / K	3
<b>Unidad PEM</b>	
Presión de oxígeno / kPa	100
Presión de hidrógeno / kPa	100
Temperatura de operación del PEM / K	353.15
Energía de activación en el ánodo / kJ mol <sup>-1</sup>	76
Energía de activación en el cátodo / kJ mol <sup>-1</sup>	18
Contenido de agua en la interfaz de la membrana ánodo / $\Omega$	14
Contenido de agua en la interfaz de la membrana cátodo / $\Omega$	10

Espesor de la membrana / $\mu\text{m}$	180
Factor pre-exponencial para el ánodo / $\text{A m}^2$	170,000
Factor pre-exponencial para el cátodo / $\text{A m}^2$	4600
Constante de Faraday / $\text{C mol}^{-1}$	96,485
Factor de exceso de agua	5

Fuente: adaptado, HAN et al., 2020; KOLAHY; NEMATY; YARI, 2018).

La presión de entrada del agua de refrigeración en los condensadores fue adoptada como 1500 kPa, siguiendo el artículo base (Khalid Almutairi, 2021) utilizado para la construcción del modelo. Este parámetro se empleó principalmente para la determinación de las propiedades termodinámicas del agua en condición de líquido comprimido. Debido a que la temperatura de entrada del agua de refrigeración es de 293,15 K, el fluido permanece en fase líquida y la influencia de la presión sobre sus propiedades resulta limitada. Cabe destacar que el presente trabajo no contempla de forma detallada el consumo auxiliar asociado al bombeo del circuito de refrigeración; por lo tanto, la presión especificada no fue utilizada como criterio de optimización energética, sino como condición de referencia para mantener coherencia con la metodología del estudio base.

A partir de las hipótesis de modelado y los parámetros de entrada definidos, se aplican los balances de masa, energía y cada componente del sistema integrado. La Tabla 6, presenta las ecuaciones utilizadas para representar el comportamiento termodinámico de la unidad geotérmica de única etapa flash, el ciclo ORC con butano y el subsistema de producción de hidrógeno mediante electrolizar PEM. Estas ecuaciones permiten calcular la potencia generada, la tasa de transferencia de calor, el rendimiento global del sistema.

Tabla 6. Relaciones de conservación de masa y energía para los componentes del sistema ideado.

Componente	ecuación de balance de masa	Ecuación de balance energético	Nº
<b>Ciclo flash</b>			
Válvula	$\dot{m}_2 = \dot{m}_1$	$\dot{m}_2 h_2 = \dot{m}_1 h_1$	4
Separador ciclónico	$\dot{m}_2 = \dot{m}_3 + \dot{m}_4$	$\dot{m}_2 h_2 = \dot{m}_3 h_3 + \dot{m}_4 h_4$	5
Turbina de vapor	$\dot{m}_3 = \dot{m}_5$	$\dot{W}_{ST} = \dot{m}_3 h_3 - \dot{m}_5 h_5 = (\dot{m}_3 h_3 - \dot{m}_5 h_{5s}) \dot{\eta}_{ST}$	6
Cond.1	$\dot{m}_5 = \dot{m}_6, \dot{m}_{20} = \dot{m}_{21}$	$\dot{Q}_{cond1} = \dot{m}_5 h_5 - \dot{m}_6 h_6 = \dot{m}_{21} h_{21} - \dot{m}_{20} h_{20}$	7
Splitter	$\dot{m}_4 = \dot{m}_{4-a} + \dot{m}_{4-b}$	$\dot{m}_4 h_4 = \dot{m}_{4-a} h_{4-a} + \dot{m}_{4-b} h_{4-b}$	8
<b>ORC</b>			
Eva	$\dot{m}_{4-a} = \dot{m}_7, \dot{m}_{10} = \dot{m}_{11}$	$\dot{Q}_{Eva} = \dot{m}_{4-a} h_{4-a} - \dot{m}_7 h_7 = \dot{m}_{11} h_{11} - \dot{m}_{10} h_{10}$	9
ORC turbine	$\dot{m}_{11} = \dot{m}_{12}$	$\dot{W}_{ORC\_tur} = \dot{m}_{11} h_{11} - \dot{m}_{12} h_{12}$ $= (\dot{m}_{11} h_{11} - \dot{m}_{12} h_{12s}) \dot{\eta}_T$	10
Cond. 2	$\dot{m}_{12} = \dot{m}_{13}, \dot{m}_{18} = \dot{m}_{19}$	$\dot{Q}_{cond 1} = \dot{m}_{12} h_{12} - \dot{m}_{13} h_{13} = \dot{m}_{19} h_{18} - \dot{m}_{12} h_{18}$	11

<b>Bomba</b>	$\dot{m}_{10} = \dot{m}_{13}$	$\dot{W}_{Bomba} = \dot{m}_{10}h_{10} - \dot{m}_{13}h_{13}$ $= (\dot{m}_{10}h_{10S} - \dot{m}_{13}h_{13})/n_p$	12
<b>PEM electrolizador</b>			
<b>Trocador de Calor H.X</b>	$\dot{m}_{4-b} = \dot{m}_8, \dot{m}_{14} = \dot{m}_{15}$	$\dot{Q}_{H.X.} = \dot{m}_{4-b}h_{4-b} - \dot{m}_8h_8 = \dot{m}_{15}h_{15} - \dot{m}_{14}h_{14}$	13
<b>PEM</b>	$\dot{m}_{PEM\_in} = \dot{m}_{16} + \dot{m}_{17} + \dot{m}_{agua, re}$	$\dot{W}_{PEM\_in} = JV = b \cdot \dot{W}_{ORC\_tur}$	14

Fuente: autoría propia, (2026).

### 3.3. ANÁLISIS DE ENERGÍA

Los balances de masa, energía permiten evaluar el comportamiento termodinámico de cada componente del sistema integrado. Considerando operación en régimen estacionario y despreciando las variaciones de energía cinética y potencial, las ecuaciones generales de conservación de masa, primera ley se expresa mediante las Ecuaciones 15, 16, respectivamente (TALESH et al., 2020).

$$\sum \dot{m}_{in} = \sum \dot{m}_{out} \quad (\text{kg/s}) \quad (15)$$

$$\dot{Q} - \dot{W} = \sum \dot{m}_{out} h_{out} - \sum \dot{m}_{in} h_{in} \quad (\text{kW}) \quad (16)$$

Donde,  $\dot{m}$  es el caudal másico (kg/s); la energía térmica de entrada y la potencia neta de salida se representan respectivamente por  $\dot{Q}$  y  $\dot{W}$ ;  $h$  se conoce como la entalpía específica.

### 3.4. MODELADO MATEMÁTICO DEL ELECTROLIZADOR PEM

En el presente trabajo, el electrolizador PEM se modela como un subsistema electroquímico alimentado por la potencia eléctrica neta generada por el sistema geotérmico Flash + ORC. El agua de alimentación es precalentada mediante un intercambiador de calor, utilizando una fracción del flujo líquido geotérmico remanente, hasta aproximarse a la temperatura de operación del PEM, cercana a 80 °C; sin embargo, la producción de hidrógeno ocurre principalmente por el suministro de energía eléctrica en corriente continua. Para el análisis del electrolizador no se considera una demanda fija de hidrógeno, sino una condición de operación definida por la potencia eléctrica disponible del sistema integrado, asumiendo el aprovechamiento total de dicha energía durante el periodo de operación diario. A partir de esta potencia, se evalúa el comportamiento del electrolizador mediante el cálculo de la corriente del

Stack, la densidad de corriente, el voltaje de celda, la potencia consumida y, finalmente, la tasa de producción de hidrógeno. Por tanto, los resultados deben interpretarse como una producción estimada en función de la disponibilidad energética del sistema Flash + ORC, y no como una demanda previamente impuesta. La energía demandada por el electrolizador PEM se expresa:

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S \quad (17)$$

Donde,  $\Delta G$  es la energía eléctrica demandada (energía libre de Gibbs), el cual es la que entrega el sistema integrado (flash + ORC) y  $T\Delta S$  es la energía térmica requerida, que proviene del flujo líquido geotérmico separado, que calienta el agua de alimentación de la PEM, de 20 °C a 80 °C.

El voltaje necesario de una celda PEM se representa como la suma del potencial reversible y las pérdidas electroquímicas (GARCÍA-VALVERDE; ESPINOSA; URBINA, 2012).

$$V_{cel} = E_{rev} + \eta_{act,a} + \eta_{act,c} + \eta_{ohm} \quad (18)$$

Donde  $V_{cell}$  es el voltaje real de celda [V],  $E_{rev}$  es el potencial reversible [V],  $\eta_{act,a}$  y  $\eta_{act,c}$  son los sobrepotenciales de activación del ánodo y cátodo [V],  $\eta_{ohm}$  es la pérdida óhmica [V].

Para el cálculo del potencial reversible se aplica la ecuación de Nernst:

$$E_{re} = \frac{\Delta G}{2F} + \left[ \frac{R \times T_z}{2F} \times \ln\left(\frac{P_{Hy}\sqrt{P_{Ox}}}{P_{wt}}\right) \right] \quad (19)$$

donde  $R = 8,314 \times 10^{-3}$  kJ/mol·K es la constante universal de los gases y  $F = 96,485$  kC/mol es la constante de Faraday. El cambio en la energía libre de Gibbs se denota por  $G$  en kJ/mol.  $T_z$  es la temperatura de funcionamiento del PEM, que en este trabajo es 353.15 en Kelvin.  $P_{wt}$  representa la presión del agua en atmósferas y se calcula mediante la ecuación (20).  $P_{Hy}$  y  $P_{Ox}$ , determinadas por las ecuaciones (21) y (22), son las presiones parciales de hidrógeno y oxígeno en atmósferas, respectivamente.

$$P_{wt} = 6.1078 \times 10^{-3} \exp \left[ 17.2694 \left( \frac{T_z - 273.15}{T_z - 34.85} \right) \right] \quad (20)$$

Las presiones parciales de hidrógeno y oxígeno se determinan descontando la presión de vapor del agua de la presión total en el cátodo y en el ánodo, respectivamente. Esto

se debe a que, durante la operación del electrolizador PEM, los gases producidos pueden estar humidificados, por lo que la presión total en cada electrodo está compuesta por la presión del gas correspondiente y la presión de vapor del agua.

$$P_{Hy} = P_{ca} - P_{Wt} \quad (21)$$

$$P_{Oy} = P_{an} - P_{Wt} \quad (22)$$

Donde  $P_{an}$  y  $P_{ca}$  son las presiones del ánodo y del cátodo en (atm), respectivamente. De hecho, la inclusión de  $P_{Hy}$  y  $P_{Ox}$  en el modelo electroquímico es fundamental debido a su influencia directa en la termodinámica y la cinética de las reacciones de electrólisis. Químicamente, los potenciales de equilibrio dependen explícitamente de las presiones parciales. Por lo tanto, modelar con precisión estas presiones garantiza un modelado realista del voltaje y la eficiencia de la celda, lo que representa fielmente el funcionamiento práctico de la celda PEM, (Khajuria et al. 2022, 2023, 2024).

Específicamente,  $V_{at}$  que es sobrepotencial de activación de la PEM, denota el consumo de energía de inicio de la reacción química, que predomina en la fase de carga inicial del PEM. Por lo tanto,  $V_{at}$  se expresa matemáticamente mediante la ecuación (23) (Khajuria et al. 2022, 2023, 2024).

$$V_{act} = \frac{R \times T_z}{2F \times \xi_{an}} \sin^{-1}\left(\frac{J_z}{2J_{an}^{ex}}\right) + \frac{R \times T_z}{2F \times \xi_{ca}} \sin^{-1}\left(\frac{J_z}{2J_{ca}^{ex}}\right) \quad (V) \quad (23)$$

$V_{act}$  es la sobretensión de activación del electrolizador PEM, es la constante universal de los gases,  $T_z$  es la temperatura de operación del electrolizador,  $F$  es la constante de Faraday, tenemos que  $J_z$  es la densidad de corriente de operación de la PEM en  $A/cm^2$ . La densidad de corriente de intercambio del ánodo y del cátodo se representa por  $J_{an}^{ex}$  y  $J_{ca}^{ex}$  en  $A/cm^2$ .  $\xi_{an}$  y  $\xi_{ca}$  son los coeficientes de transferencia de carga para el ánodo y el cátodo, respectivamente.

Por otro lado, las pérdidas óhmicas debidas a la resistencia total experimentada por PEM vienen dadas por la ecuación (24) (GÖRGÜN, 2006; GARCÍA-VALVERDE; ESPINOSA; URBINA, 2012).

$$V_{om} = J_z \cdot (R_m + R_{el}) \quad (V) \quad (24)$$

$R_m$  se refiere a la resistencia del PEM en  $\Omega \cdot cm^2$ , el cual se describe mediante

la ecuación (25). La resistencia de todas las demás trayectorias eléctricas, incluidos los colectores de corriente, los materiales de los electrodos y las conexiones, se denota por  $R_{el}$  en  $\Omega \cdot cm^2$ .

$$R_m = \frac{t_{mb}}{\sigma_{mb} \times A_{mb}} \quad (\Omega \cdot cm^2) \quad (25)$$

El espesor y el área activa de la membrana de intercambio protónico (PEM) están simbolizados por  $t_{mb}$  en cm y  $A_{mb}$  en  $cm^2$ , respectivamente. La conductividad de la PEM, dada por la ecuación (26), se denota por  $\sigma_{mb}$  en (S/cm).

$$\sigma_{mb} = (0.005139\beta - 0.00326) \cdot \exp \left[ 1268 \left( \frac{1}{303} - \frac{1}{T_z} \right) \right] \quad (S/cm) \quad (26)$$

Donde  $\beta$  representa el grado de hidratación de la membrana PEM, es decir, la cantidad de moléculas de agua asociadas a los sitios conductores de protones de la membrana. Es un parámetro adimensional.

Flujo molar teórico de hidrógeno  $\dot{M}_{Hy}$  en (mol/h) se describe en la ecuación (27), (Abomazid et al. 2021).

$$\dot{M}_{Hy,th} = \frac{N_z \times T_z \times R \times J_z \times A_{mb}}{2F \times P_{Hy}} \quad (m^3/h) \quad (27)$$

Sin embargo, el flujo real de hidrógeno  $\dot{M}_{Hy, real}$  en mol/h se determina mediante la ecuación (28) (GARCÍA-VALVERDE et al., 2012).

$$\dot{M}_{Hy,real} = \dot{M}_{Hy,th} \times \eta_{Hy} \quad (mol/h) \quad (28)$$

Donde  $\eta_{Hy}$  es la eficiencia de producción de hidrógeno que se formula empíricamente en la ecuación (29) (GARCÍA-VALVERDE et al. 2012).

$$\eta_{Hy} = C_1 \times \exp\left(\frac{C_2 \times C_3 \times T_z}{J_z}\right) \quad (\%) \quad (29)$$

donde  $c_1$ ,  $c_2$  y  $c_3$  son parámetros de ajuste en (%), (A/cm<sup>2</sup>) y (A/cm<sup>2</sup> °C).

La ecuación (30) calcula la corriente eléctrica requerida por el electrolizador PEM mediante la ley de Faraday:

$$I_{req} = \frac{2F\dot{n}_{H_2,dem}}{N_{cell} \cdot \eta_F} \quad (A) \quad (30)$$

donde  $I_{req}$  es la corriente requerida [A],  $F$  es la constante de Faraday [C/mol],  $N_{cell}$  es el número de celdas del electrolizador y  $\eta_F$  es la eficiencia faradaica.

La ecuación (31) determina la densidad de corriente de operación:

$$J = \frac{I_{req}}{A_{cell}} \quad (A/cm^2) \quad (31)$$

$J$  es la densidad de corriente [A/cm<sup>2</sup>] y  $A_{cell}$  es el área activa de cada celda [cm<sup>2</sup>].

La ecuación (32) calcula la potencia eléctrica consumida por el electrolizador PEM:

$$\dot{W}_{PEM} = N_{cell} \cdot V_{cell} \cdot I_{req} \quad (w) \quad (32)$$

donde  $\dot{W}_{PEM}$  es la potencia requerida por el electrolizador [W],  $V_{cell}$  es el voltaje de celda [V] e  $I_{req}$  es la corriente eléctrica requerida.

La masa de agua requerida por el electrolizador PEM se determina a partir de la demanda de hidrógeno mediante la relación estequiometría de la reacción global de electrólisis. Por cada mol de H<sub>2</sub> producido se consume un mol de H<sub>2</sub>O; por tanto, la masa de agua consumida se calcula en función de la masa molar del agua y del hidrógeno. Además, de considerarse un factor de exceso de agua de 5 ( $f_{agua}$ ), para garantizar la hidratación de la membrana, favorecer el control térmico del Stack y permitir la recirculación del agua no reaccionada. En consecuencia, el flujo de agua que ingresa al intercambiador de calor del PEM depende directamente de la demanda de H<sub>2</sub> definida. entonces el agua alimentada al PEM sería:

$$\dot{m}_{H_2O,in} = f_{agua} \cdot \dot{m}_{H_2O,cons} \quad (33)$$

### 3.4.1. CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO DEL ELECTROLIZADOR PEM

En el presente trabajo, el electrolizador PEM no fue considerado únicamente como un equipo comercial fijo, sino como un subsistema electroquímico dimensionado teóricamente a partir de la potencia eléctrica disponible en el sistema integrado Flash + ORC.

Este criterio permite relacionar directamente la capacidad de producción de hidrógeno con la potencia neta generada por el bloque geotérmico, evitando tratar la PEM como un componente independiente de la disponibilidad energética del sistema.

Como hipótesis limitante de integración, se adoptó que una fracción de la potencia eléctrica neta generada por el sistema Flash + ORC sea destinada a la alimentación del electrolizador PEM. En este sentido, se consideró que el 50 % de la potencia neta disponible corresponde a la potencia nominal de operación del subsistema de producción de hidrógeno, mientras que la potencia total disponible del sistema integrado se interpreta como una condición límite de operación. Esta hipótesis permite establecer una diferencia entre una condición nominal, asociada a una operación electroquímica más conservadora, y una condición límite, asociada al máximo aprovechamiento eléctrico disponible para la producción de hidrógeno.

La condición nominal fue definida a partir de una densidad de corriente de referencia, adoptada como ( $i_0 = 1(\text{A}/\text{cm}^2)$ ), debido a que esta región de operación representa un compromiso adecuado entre producción de hidrógeno, voltaje de celda y pérdidas internas del electrolizador. Para esta condición, el área activa de celda se mantuvo como ( $A$  de celda =  $100 \text{ cm}^2$ ), de manera que la corriente nominal por celda queda determinada por;  $I_{nom} = i_{nom} \cdot A_{cell}$ . A partir de la potencia nominal asignada al electrolizador y del voltaje de celda correspondiente a la condición nominal, el número de celdas del stack se determinó mediante la ecuación 32.

De esta forma, el número de celdas no es impuesto arbitrariamente, sino calculado para que el electrolizador opere nominalmente con la fracción de potencia definida para la producción de hidrógeno.

La condición límite, por su parte, fue evaluada considerando la posibilidad de que el electrolizador absorba una mayor fracción de la potencia eléctrica disponible del sistema integrado. En esta situación, el stack opera a densidades de corriente superiores a la nominal, lo que incrementa la producción de hidrógeno, pero también eleva el voltaje de celda y las pérdidas internas por activación, resistencia óhmica y concentración. Por esta razón, la condición límite no se interpreta como el punto recomendado de operación continua, sino como una capacidad máxima teórica del stack bajo la potencia eléctrica disponible.

Con este criterio, el dimensionamiento del electrolizador PEM queda vinculado al desempeño del sistema geotérmico integrado. La potencia nominal define el tamaño base del stack y representa la condición de operación recomendada, mientras que la

condición límite permite analizar la capacidad máxima de producción de hidrógeno cuando se utiliza una mayor proporción de la potencia generada por el sistema Flash + ORC.

### 3.5. CRITERIOS DE DESEMPEÑO

Los rendimientos energéticos y de las centrales térmicas se pueden describir como:

$$\text{Desempeño energético} = \frac{\text{energía de los productos}}{\text{energía total de entrada}} \quad (34)$$

Las eficiencias de la energía para el sistema propuesto se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\eta_{u,flash} = \frac{\dot{W}_{turb}}{\dot{m}_1[(h_1 - h_0)]} \quad (35)$$

ORC es un ciclo cerrado con fluido de trabajo orgánico. En ese caso,  $\dot{Q}_{PH,E}$  es el calor que entra al evaporador del ORC desde la salmuera geotérmica.

Entonces:

$$\eta_{th,ORC} = \frac{\dot{W}_{turb,ORC} - \dot{W}_{bomba,ORC}}{\dot{Q}_{evap,ORC}} \quad (36)$$

Para el sistema global flash + ORC + PEM, se usa una eficiencia de utilización global:

$$\eta_{u,global} = \frac{\dot{W}_{util} + \dot{m}_{H_2} P_{CIH_2}}{\dot{m}_1[(h_1 - h_0)]} \quad (37)$$

Donde:  $h_1 = T$  y  $P = 180$  °C y 1,200 kPa

$h_0 = T$  y  $P = 20$  °C y 101.325 kPa

Mientras que;

$$\dot{W}_{tot} = \dot{W}_{ST} + \dot{W}_{ORC} - \dot{W}_{PEM} \quad (38)$$

$$\dot{W}_{net,Flash+ORC} = \dot{W}_{ST} + \dot{W}_{ORC,net} \quad (39)$$

## 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Esta sección presenta los resultados obtenidos a partir del modelado

termodinámico del sistema geotérmico integrado, compuesto por un ciclo de única etapa flash, un ciclo ORC con butano como fluido de trabajo y un electrolizador PEM para la producción de hidrógeno.

El análisis se realiza de forma secuencial, iniciando con el subsistema geotérmico flash, seguido del ORC y posteriormente del subsistema PEM. Además, se evalúa el comportamiento global del sistema integrado, considerando la potencia generada, las eficiencias energéticas, la energía destinada a la producción de hidrógeno y la potencia restante disponible. Los resultados se presentan mediante tablas comparativas y gráficos, con el objetivo de identificar la influencia de las variables operativas sobre el desempeño del sistema.

#### 4.1. Resultados del subsistema geotérmico de única etapa flash.

La Tabla 7, presenta el comportamiento termodinámico del subsistema geotérmico simple flash para diferentes presiones de separación, el caudal másico del fluido geotérmico proveniente del pozo es de 1kg/s y la temperatura del recurso es de 180 °C y presión inicial de 1200kPa, presión de operación del condensador de 30 kPa y eficiencia isentrópica de la turbina de vapor de 85%. En este subsistema, el fluido geotérmico se expande isoentálpicamente en la válvula de estrangulamiento hasta la presión de separación, generando una mezcla bifásica que posteriormente es dividida en el separador. La fase de vapor alimenta la turbina de vapor, mientras que la fase líquida queda disponible como corriente térmica para los subsistemas ORC y PEM.

Tabla 7. Resultados comparativos del subsistema geotérmico simple flash para diferentes presiones de separación.

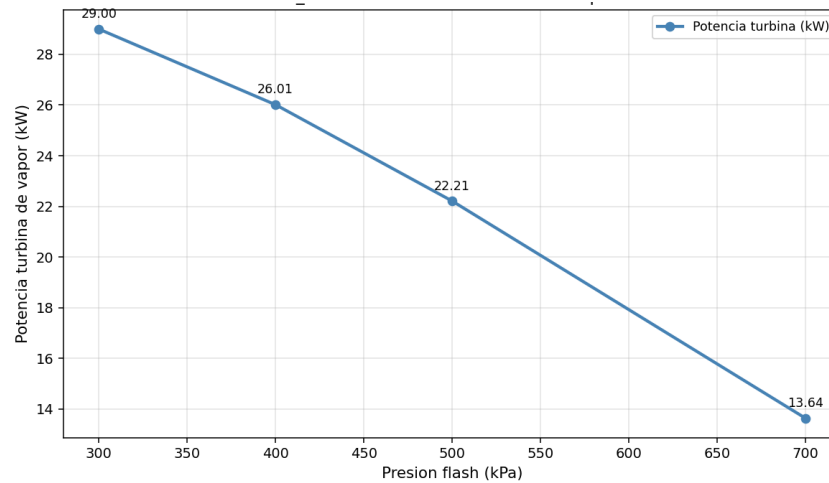
P flash (KPa)	T2=T3=T4 (K)	X <sub>2</sub> salida de válvula	$\dot{m}$ vapor Sat. (kg/s)	$\dot{m}$ Líquido sat. (kg/s)	h3 (kJ/kg)	h4 (kJ/kg)	$\dot{W}_{ST}$ (kW)	$\dot{Q}_{Cond}$ (kW)	X <sub>5</sub>	Humedad de salida %
300	406.67	0.0932	0.0932	0.90676	2,724.80	561.43	28.99	198.10	0.909	9.02
400	416.76	0.0742	0.0742	0.92571	2,738.05	604.65	26.01	155.91	0.898	10.13
500	424.98	0.0583	0.0583	0.94162	2,748.10	640.09	22.21	121.33	0.890	11.00
700	438.10	0.0320	0.0320	0.96798	2,762.70	697.00	13.64	65.56	0.876	12.32

Fuente: autoría propia, (2026).

Los resultados muestran que el aumento de la presión flash de 300 a 700 kPa incrementa la temperatura de saturación del separador de 406.67 K a 438.10 K, de la misma forma la entalpía del líquido saturado, que pasa de 561.43kJ/kg a 697.00 kJ/kg. Sin embargo, este aumento de presión reduce la calidad de vapor generada en la expansión, disminuyendo a  $X_2=0.0932$  a 0.0320. En consecuencia, el caudal de vapor disponible para la turbina se reduce de 0.0932 a 0.0320 k/s, mientras que el caudal líquido saturado aumenta de 0.9067 a 0.9680 kg/s. Como consecuencia directa de la reducción del caudal de vapor, la potencia generada por la turbina disminuye de 28.99 kW a 13.64 kW al aumentar la presión flash de 300 a 700 kPa. De forma similar, el calor rechazado en el condensador se reduce de 198.10 kW a 65.56 kW, debido al menor flujo másico que atraviesa la turbina y el condensador. Además, la humedad a la salida de la turbina aumenta de 9.02% a 12.32%, indicando una mayor fracción líquida en el vapor expandido. Aunque las condiciones del recurso geotérmico se mantienen constante el aumento de la presión de separación modifica el estado de equilibrio bifásico alcanzado después de la válvula de estrangulamiento. Como el proceso de expansión es isoentálpico, la entalpía a la salida de la válvula permanece constante; sin embargo, la temperatura del fluido pasa a corresponder a la temperatura de saturación asociada a la presión flash. Por esta razón, al aumentar la presión de separación, aumentan la temperatura de saturación y la entalpía del líquido saturado. Al mismo tiempo, la calidad de vapor disminuye porque el incremento de la entalpía del líquido saturado reduce la diferencia  $h_2 - h_f$ , limitando la fracción del fluido que puede vaporizarse durante la expansión.

La Figura 21, muestra la influencia de la presión de separación flash sobre la potencia generada por la turbina de vapor del subsistema geotérmico, se observa una tendencia decreciente de la potencia a medida que la presión flash aumenta de 300 a 700 kPa. Para la  $P_{\text{flash}}=300$  kPa, la turbina alcanza la mayor potencia, aproximadamente de 29.00 kW, al elevar la presión a 400, 500 y 700 kPa la potencia disminuye progresivamente hasta 26.01, 22.21 y 13.64 kW, respectivamente. Esto representa una reducción aproximada del 53% entre la menor y la mayor presión evaluada.

Figura 21. Influencia de la presión flash en la potencia generada por la turbina de vapor.



Fuente: autoría propia, (2026).

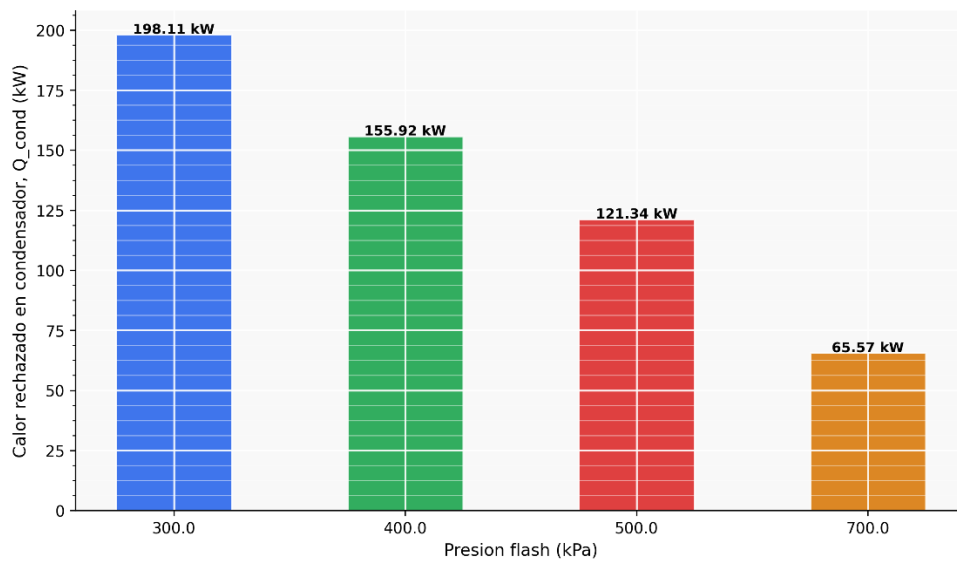
Este comportamiento se debe principalmente a la disminución de la calidad de vapor generada después de la válvula de estrangulamiento. Aunque la expansión en la válvula es isoentálpica, el aumento de  $P_{flash}$  eleva la temperatura de saturación y la entalpia del líquido saturado en el separador. Como consecuencia, una menor fracción del fluido geotérmico se transforma en vapor. Por tanto, el caudal másico de vapor que alimenta la turbina disminuye de 0.0932 kg/s a 0.0320 kg/s, reduciendo directamente la potencia producida. Las propiedades del vapor varían con la presión de separación, el efecto dominante en este caso es la reducción del caudal másico de vapor. Por esta razón, al aumentar la presión flash, la potencia de la turbina disminuye de forma casi lineal.

En términos de operación el sistema integrado, en la Figura 21, evidencia que presiones flash más bajas favorecen la potencia entregada en la turbina de vapor, mientras que presiones más altas reducen esta contribución energética, esta reducción no implica necesariamente que sea la peor condición global, ya que presiones más elevadas también aumenta la temperatura y entalpia del líquido separado, el cual se puede aprovechar en subsistemas ORC y PEM.

La Figura 22, se observa que el calor rechazado en el condensador de la turbina de vapor disminuye significativamente al aumentar la presión de separación flash. Para  $P_{flash} = 300$  kPa, el condensador rechaza aproximadamente 198.11 kW, mientras que para 700 kPa este valor se reduce a 65.57 kW, lo que representa una disminución cercana al 67%. Este comportamiento está directamente asociado con la reducción del caudal másico de vapor generado en el separador, al aumentar la presión flash disminuye la calidad de vapor producido

durante la expansión isoentálpica en la válvula, como consecuencia, una menor cantidad de vapor ingresa a la turbina y posteriormente al condensador, reduciendo la carga térmica que debe ser retirada por el agua de enfriamiento. Desde el punto de vista termodinámico, aunque presiones flash bajas favorecen una mayor generación de vapor y potencia en la turbina, también incrementan la energía térmica rechazada en el condensador; en cambio, presiones más elevadas reducen las pérdidas térmicas por condensación, pero a costa de una menor producción directa de potencia en el ciclo simple flash.

Figura 22. Efecto de la presión flash sobre la tasa de calor disipado en el condensador.



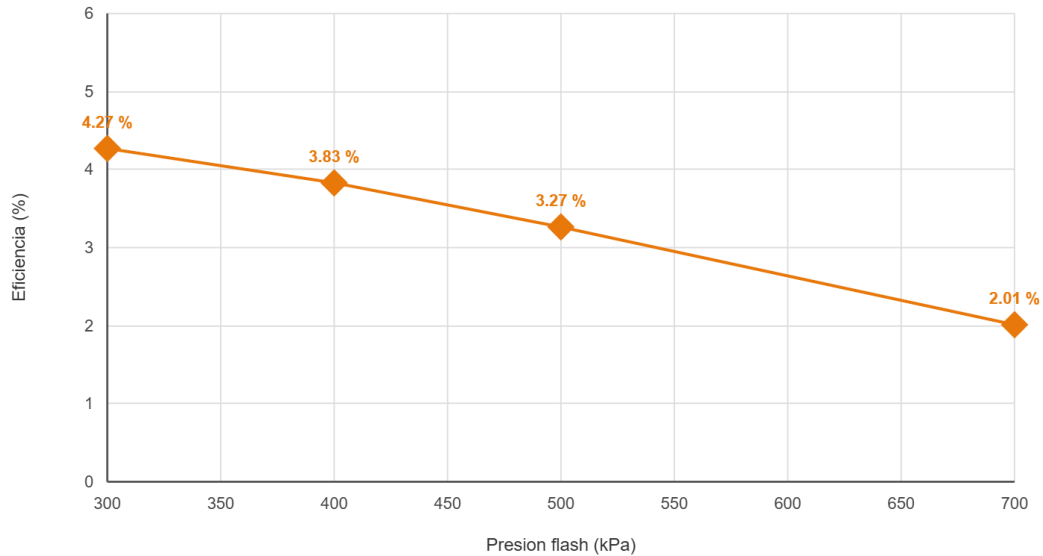
Fuente: autoría propia, (2026).

En la Figura 23, de eficiencia se observa el efecto directo de la presión sobre el desempeño energético del subsistema simple. A medida que la presión aumenta de 300 a 700 kPa, la eficiencia térmica respecto al recurso geotérmico disminuye de 4.27 a 2.01%. Este comportamiento está relacionado con los datos de la tabla 7 presentada al inicio de los resultados del subsistema geotérmico de única etapa flash, donde la calidad de vapor a la salida de la válvula  $x_2$  se reduce de 0.0932 a 0.0320, provocando una disminución del caudal de vapor que ingresa a la turbina, de 0.0932 kg/s a 0.0320 kg/s. Como consecuencia, la potencia producida por la turbina también cae de 28.99 kW a 13.64 kW.

La eficiencia térmica principal se calcula comparando la potencia producida por la turbina con la energía total disponible en la corriente geotérmica de entrada, como se muestra en la ecuación 35. Por eso esta eficiencia tiene valores bajos: el denominador considera todo el recurso geotérmico que entra al sistema, incluyendo tanto la fracción que se convierte en vapor como la fracción líquida que permanece después de la separación. En este subsistema,

solamente el vapor separado realiza trabajo útil en la turbina, mientras que la mayor parte del flujo queda como líquido saturado y no se aprovecha todavía para producir potencia dentro del subsistema simple flash, sino que es enviado para alimenta el ciclo ORC y la PEM.

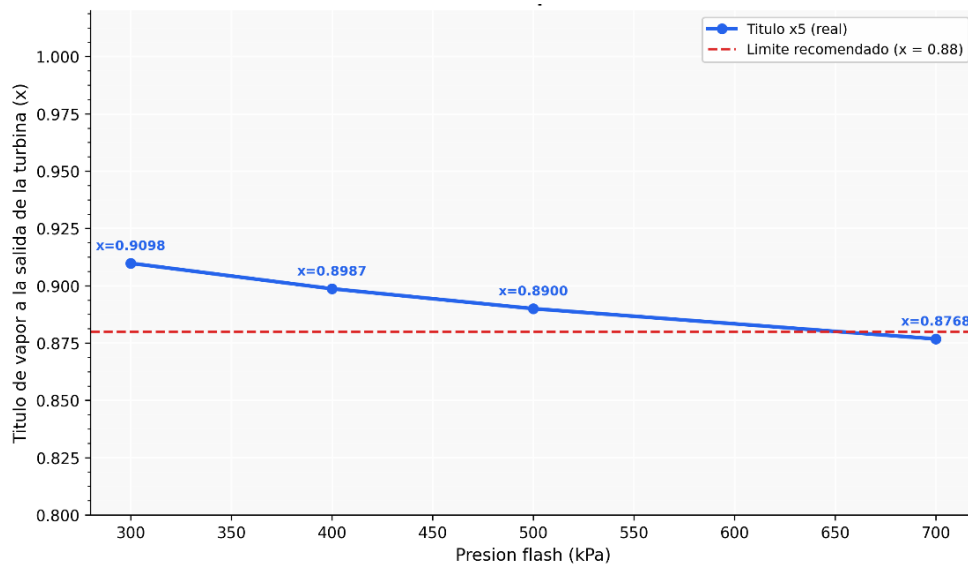
Figura 23. Variación de la eficiencia energética del subsistema en función de la presión flash.



Fuente: autoría propia, (2026).

La Figura 24, indica que el título de vapor a la salida de la turbina disminuye conforme aumenta la presión flash, pasando de  $x = 0.9098$  a 300 kPa hasta  $x = 0.8768$  a 700 kPa. Esto significa que la fracción líquida presente en la descarga de la turbina aumenta de aproximadamente 9.02% a 12.32%.

Figura 24. Variación del título de vapor a la salida de la turbina en función de la presión flash..



Fuente: autoría propia, (2026).

Termodinámicamente, este comportamiento ocurre porque la turbina opera con una presión de condensación fija de 30 kPa; por tanto, al elevar  $P_{flash}$ , aumenta la relación de expansión entre la entrada y la salida de la turbina. Como el vapor entra a la turbina como vapor saturado a la presión flash, una expansión más intensa hasta la misma presión final favorece una mayor condensación durante el proceso, reduciendo el título de vapor en la salida. Desde el punto de vista operativo, se adoptó como criterio de admisibilidad un título de vapor mínimo de  $x = 0,88$  a la salida de la turbina, según la literatura de DIPIPO 2008, con el objetivo de limitar la presencia de humedad en la etapa final de expansión y reducir el riesgo de erosión en los álabes. Bajo este criterio, las condiciones de operación correspondientes a 300, 400 y 500 kPa cumplen con el límite recomendado, mientras que el caso de 700 kPa presenta un título de vapor ligeramente inferior al valor mínimo establecido. Por tanto, aunque el aumento de la presión flash incrementa la temperatura y la entalpía de la corriente líquida separada, también reduce la calidad del vapor expandido en la turbina. En consecuencia, la condición de 700 kPa no se considera una alternativa operativa recomendable dentro del modelo, debido al mayor contenido de humedad en la salida de la turbina. 700 kPa representa el máximo energético global; sin embargo, considerando el criterio operacional de calidad del vapor, se recomienda 500 kPa como condición más conservadora para la turbina.

La Tabla 8, presenta la división de caudal másico de líquido saturado proveniente del separador flash hacia los subsistemas PEM y ORC, obtenida mediante un balance de masa aplicado en el punto de bifurcación de la corriente 4. En este balance, el caudal total disponible  $\dot{m}_{4,total}$  se distribuye en dos fracciones:  $\dot{m}_{4-b,PEM}$ , destinada al precalentamiento del agua de alimentación del electrolizador PEM, y  $\dot{m}_{4-a,ORC}$ , dirigida al evaporador del ciclo ORC, se observa que al aumentar la presión flash de 300 a 700 kPa, el caudal líquido total aumenta de 0.906557 a 0.967977 kg/s debido a la menor generación de vapor en el separador. La fracción destinada al PEM es muy pequeña porque la demanda térmica requerida para precalentar el agua del electrolizador es reducida en comparación con la energía disponible en el flujo líquido geotérmico. Por esta razón, prácticamente todo el flujo líquido separado permanece disponible para el ORC, con valores entre 0.906439 y 0.967794 kg/s. Este resultado indica que la integración térmica con el PEM no compromete significativamente el caudal disponible para el ciclo ORC, permitiendo aprovechar la mayor parte del líquido geotérmico residual en la recuperación de calor del sistema integrado.

Tabla 8. División del flujo geotérmico hacia PEM y ORC.

P flash (kPa)	$\dot{m}_{4,total}$ (kg/s)	$\dot{m}_{4-b,PEM}$ (kg/s)	$\dot{m}_{4-a,ORC}$ (kg/s)
300	0.906757	0.000318	0.906439
400	0.925706	0.000258	0.925448
500	0.941619	0.000223	0.941396
700	0.967977	0.000183	0.967794

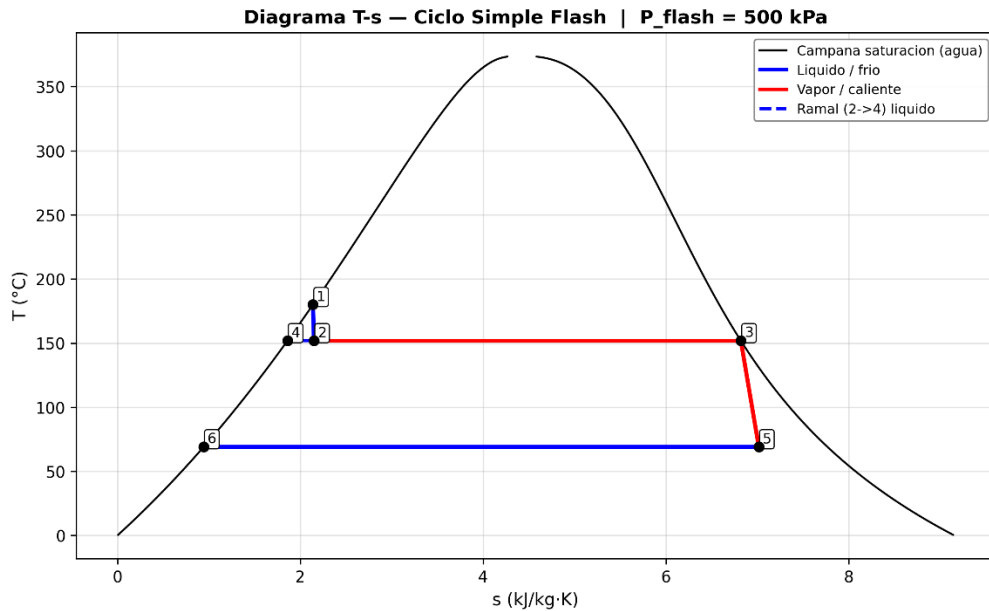
Fuente: autoría propia, (2026).

La Figura 25, muestra el diagrama T-s del ciclo simple flash geotérmico donde la campana de saturación delimita la región bifásica (líquido – vapor). La corriente geotérmica ingresa como líquido comprimido a alta presión (estado 1) y se somete a una válvula de estrangulamiento hasta la presión de flash (1,2, proceso isentálpica) llevando la mezcla a condiciones dentro de la campana. En el separador flash, la mezcla se divide en líquido saturado (estado 4) y vapor saturado (estado 3) que es la fracción que se aprovecha para generar potencia, el vapor saturado se expande (estado 3 al 5) disminuyendo su temperatura y aumentando su entropía por irreversibilidades asociadas a la eficiencia isentrópica, luego rechaza el calor en el condensador a baja presión (estado 5 , 6) hasta obtener líquido condensado, cerrando la etapa de conversión de energía del ciclo flash.

La diferencia entre las presiones se observa principalmente en la posición de los puntos 2, 3 y 4. A presiones flash más bajas, como 300 kPa, la temperatura de saturación es menor y la caída térmica desde el punto 1 hasta el punto 2 es más pronunciada; esto favorece una mayor vaporización instantánea, por tanto una mayor calidad de vapor, en cambio, al aumentar la presión flash hasta 700 kPa, la temperatura de saturación aumenta y se aproxima más a la temperatura inicial del fluido geotérmico. Como la caída de presión y de temperatura efectiva es menor, se produce menos vapor, la calidad  $x_2$  disminuye y los puntos 1, 2 y 4 aparecen cada vez más próximos en el diagrama. Esa cercanía no significa que el proceso desaparezca, sino que el estado después de la válvula se aproxima más a la línea de líquido saturado, indicando una menor fracción de vapor generada. En el tramo 3 y 5 representa la expansión del vapor saturado en la turbina hasta la presión del condensador. Durante esta expansión se produce trabajo, pero como la turbina, pero como la turbina no es ideal, el proceso no es vertical ni perfectamente isentrópico, existe generación de irreversibilidad y el estado de salida queda dentro de la región bifásica, por eso aparece humedad a la salida de la turbina, así como es demostrado en la tabla 7. Finalmente, el proceso 5 y 6 representa la condensación del vapor húmedo hasta líquido saturado a la presión del condensador, manteniéndose prácticamente a temperatura constante dentro de la campana.

En el anexo B se pueden observar las diferentes imágenes de los diagramas T-s y para cada presión flash.

Figura 25. Representación de diagrama T-s del subsistema flash.



#### 4.2. Resultados del ciclo ORC con butano.

La Tabla 9 presenta el desempeño del subsistema ORC para diferentes presiones de la corriente geotérmica que ingresa al evaporador ( $P_{4,flash}$ ) y distintas presiones altas de operación del ciclo ORC ( $P_{op,ORC}$ ). Se observa que, al aumentar  $P_{4,flash}$  de 300 a 700 kPa, se incrementa la corriente geotérmica disponible para el evaporador ( $\dot{m}_{4-a}$ ), así como su nivel térmico. Esto permite una mayor transferencia de calor hacia el fluido orgánico, en consecuencia, un aumento de  $\dot{m}_{ORC}$ ,  $Q_{eva}$ ,  $W_{turb,ORC}$  y  $W_{neta}$ . Por ejemplo, para  $P_{op,ORC} = 1,800$  kPa, la potencia neta del ORC aumenta de 16.28 kW, para  $P_{4,flash} = 300$  kPa, a 45.17 kW, para  $P_{4,flash} = 700$  kPa. Este comportamiento indica que el ORC se beneficia directamente de una fuente geotérmica líquida con mayor temperatura y disponibilidad térmica.

Para cada valor fijo de  $P_{4,flash}$ , el aumento de  $P_{op,ORC}$  produce una disminución progresiva del flujo másico del fluido orgánico y del calor absorbido en el evaporador. Esto ocurre porque, al elevar la presión alta de operación del ORC, también aumenta la temperatura de saturación del butano, reduciendo el margen térmico disponible entre la corriente geotérmica caliente y el fluido orgánico. Como el modelo considera una diferencia

mínima de temperatura en el evaporador, asociada al criterio del punto pinch que es de 5 K, el flujo másico del ORC debe reducirse para evitar el cruce térmico entre las curvas de intercambio de calor. Como resultado, aunque la turbina opera bajo una presión más elevada, la menor cantidad de fluido orgánico circulante limita la potencia producida por el ciclo. En términos de potencia neta, el mayor valor del ORC se obtiene para  $P_{4,flash} = 700\text{kPa}$  y  $P_{op,ORC} = 1800\text{kPa}$ , alcanzando 45.17 kW.

*Tabla 9. Resumen de resultados del modelado del subsistema del ciclo ORC a diferentes presiones de operación.*

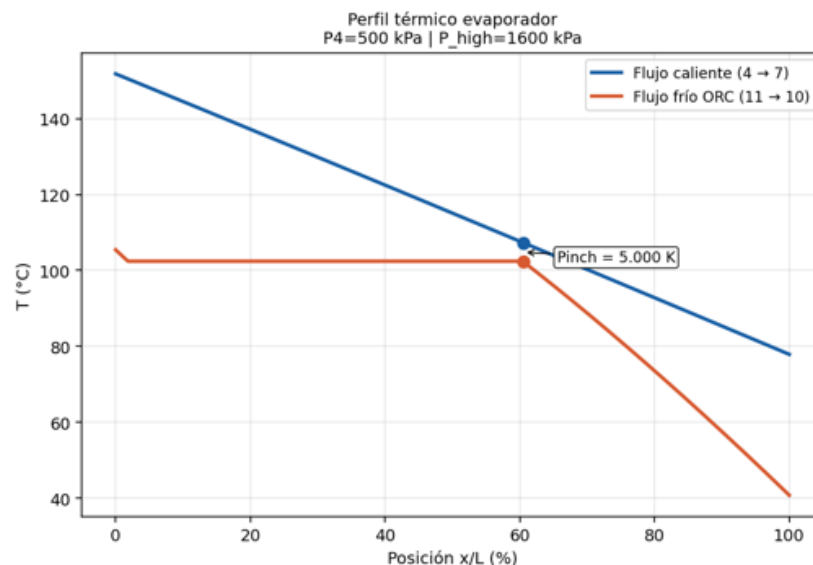
$P_{4,flash}$ (kPa)	$P_{op,ORC}$ (kPa)	$\dot{m}_{4-a}$ (kg/s)	$\dot{m}_{ORC}$ (kg/s)	$W_{Turb,ORC}$ (kW)	$W_{bomba}$ (kW)	$W_{neta}$ (kW)	$Q_{Eva}$ (kW)
300	1,600	0.906439	0.384558	19.86	0.99	18.86	166.3
300	1,800	0.906439	0.308291	17.21	0.92	16.28	135.3
300	2,000	0.906439	0.231194	13.76	0.79	12.96	102.7
300	2,200	0.906439	0.153192	9.61	0.59	9.02	68.80
300	2,400	0.906439	0.071918	4.71	0.30	4.41	32.57
400	1,600	0.925448	0.545706	28.18	1.41	26.77	236.0
400	1,800	0.925448	0.475159	26.53	1.42	25.10	208.6
400	2,000	0.925448	0.405220	24.11	1.39	22.72	180.1
400	2,200	0.925448	0.335331	21.04	1.29	19.75	150.6
400	2,400	0.925448	0.263114	17.26	1.12	16.13	119.1
400	2,600	0.925448	0.188201	12.81	0.88	11.93	85.7
500	1,600	0.941396	0.682472	35.25	1.76	33.48	295.1
500	1,800	0.941396	0.617035	34.45	1.85	32.60	270.8
500	2,000	0.941396	0.553203	32.92	1.89	31.02	245.9
500	2,200	0.941396	0.490237	30.76	1.88	28.87	220.1
500	2,400	0.941396	0.425746	27.92	1.81	26.11	192.8
500	2,600	0.941396	0.360168	24.52	1.69	22.83	164.1
700	1,600	0.967794	0.911509	47.08	2.35	44.72	394.2
700	1,800	0.967794	0.855008	47.74	2.57	45.17	375.3
700	2,000	0.967794	0.801461	47.70	2.74	44.95	356.2
700	2,200	0.967794	0.749781	47.05	2.88	44.16	336.7
700	2,400	0.967794	0.698655	45.83	2.98	42.84	316.4
700	2,600	0.967794	0.648784	44.18	3.04	41.13	295.7

Fuente: autoría propia, (2026).

En la Tabla 9, se observa que la potencia neta del ciclo ORC está condicionada por la energía térmica disponible en la corriente geotérmica separada y por la presión alta de operación del ciclo. Para una misma presión flash, el incremento de  $P_{op,ORC}$  reduce el flujo másico de butano requerido en el evaporador y provoca una disminución progresiva de la potencia neta del ORC. Por el contrario, el aumento de la presión flash eleva la temperatura y la entalpía de la corriente geotérmica separada, favoreciendo una mayor recuperación de calor en el evaporador y, por tanto, una mayor producción de potencia en la turbina del ORC. No obstante, al considerar únicamente las condiciones operativamente admisibles del sistema integrado, el mayor desempeño en términos de potencia corresponde a  $P_{flash} = 500$  kPa y  $P_{op,ORC} = 1,800$  kPa, con una potencia neta del ORC de 32,60 kW.

La Figura 26, presenta el perfil térmico del evaporador para la condición  $P_{4,flash} = 500$  kPa y  $P_{op,ORC} = 1600$  kPa, considerando la corriente geotérmica como fluido caliente y el butano como fluido de trabajo del ORC. Se observa que la menor diferencia de temperatura entre ambas corrientes corresponde al punto pinch, cuyo valor fue establecido en 5 K como restricción mínima de diseño. Este criterio evita el cruce térmico entre las curvas de intercambio de calor y garantiza la viabilidad termodinámica del evaporador. Por tanto, el caudal másico del fluido orgánico se ajusta de manera que se respete esta diferencia mínima de temperatura, limitando el calor transferido y, consecuentemente, la potencia producida por el ciclo ORC.

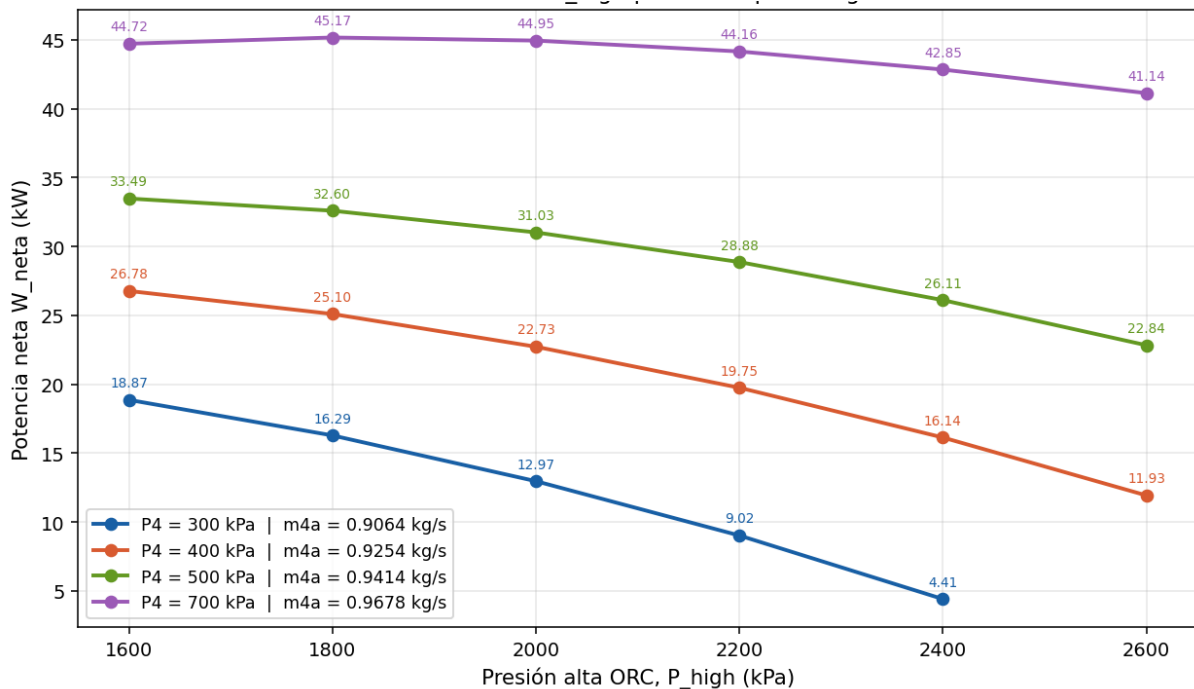
Figura 26. Perfil térmico en el evaporador del ciclo ORC y localización del punto Pinch.



Fuente: autoría propia, (2026).

La Figura 27, presenta la variación de la potencia neta del ciclo ORC en función de la presión alta de operación ( $P_{op,ORC}$ ) para diferentes presiones de la corriente líquida geotérmica separada ( $P_{4,flash} = 300, 400, 500$  y  $700$  kPa). Se observa, para una misma presión geotérmica, el aumento de  $P_{op,ORC}$  tiende a reducir la potencia neta del ORC, debido a que el incremento de la presión de evaporación del butano eleva su temperatura de saturación y disminuye el margen térmico disponible entre la fuente geotérmica y el fluido orgánico. En el modelado respeta una diferencia mínima de temperatura en el evaporador asociada al punto pinch como se demuestra en la figura 27, el flujo másico del ORC debe ajustarse para evitar cruce térmico entre las corrientes, lo que reduce el calor absorbido en el evaporador y limita la potencia generada. Por otro lado, al aumentar  $P_{4,flash}$ , la corriente líquida separada presenta mayor temperatura, entalpía y flujo másico disponible, favoreciendo una mayor recuperación de calor y, por tanto, mayores valores de potencia neta. En términos del subsistema ORC, los mayores valores se obtienen para  $P_{4,flash} = 700$  kPa, alcanzando  $45,17$  kW a  $P_{op,ORC} = 1800$  kPa.

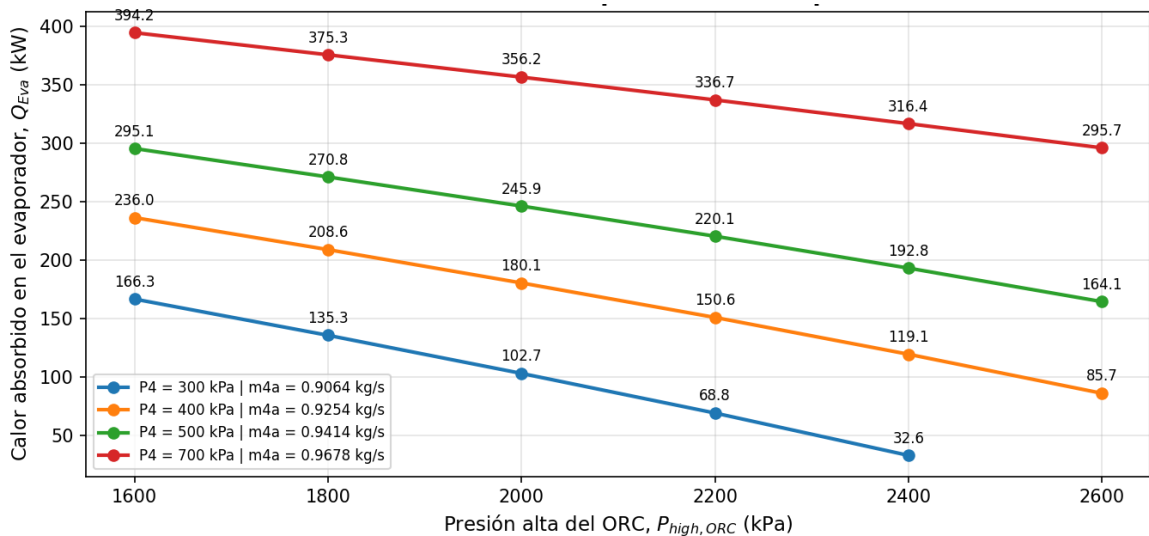
Figura 27. Análisis de la potencia neta del ciclo ORC frente a la presión de alta para distintos niveles de presión geotérmica.



Fuente: autoría propia, (2026).

Desde un análisis termodinámico, la Figura 28, muestra un comportamiento coherente con la transferencia de calor en el evaporador del ORC: al aumentar la presión alta del ciclo orgánico, de 1,600 a 2,600 kPa, el calor absorbido en el evaporador disminuye en todos los casos, porque el fluido orgánico necesita evaporarse a una temperatura más elevada, reduciendo la diferencia de temperatura efectivamente. En el flujo líquido de separación geotérmica y el fluido de trabajo del ORC; En otras palabras, el aumento de  $P_{high,ORC}$  eleva la temperatura de saturación del fluido de trabajo, limitando la cantidad de energía que puede ser transferida sin violar la restricción de Pinch Point. Por eso para  $P_{flash} = 300 \text{ kPa}$ , el calor transferido cae de 166.3 kW a 32.6 kW, evidenciando que la fuente geotérmica en ese caso tiene menor disponibilidad térmica útil para sostener presiones altas del ORC. En cambio, cuando la presión flash aumenta hasta 700 kPa, el evaporador absorbe mucho más calor, pasando de 394.2 kW a 295.7 kW, porque la corriente líquida separada posee mayor temperatura, mayor entalpía y mayor caudal másico hacia el ORC; es decir, aunque una presión flash alta reduce la potencia directa de la turbina de vapor, mejora la capacidad térmica del fluido de separación geotérmico para alimentar el ciclo ORC, presiones flash elevadas favorecen la recuperación de calor en el ORC, mientras que presiones altas del ORC reducen progresivamente el calor absorbido por disminuir la fuerza impulsora de transferencia térmica entre ambos fluidos.

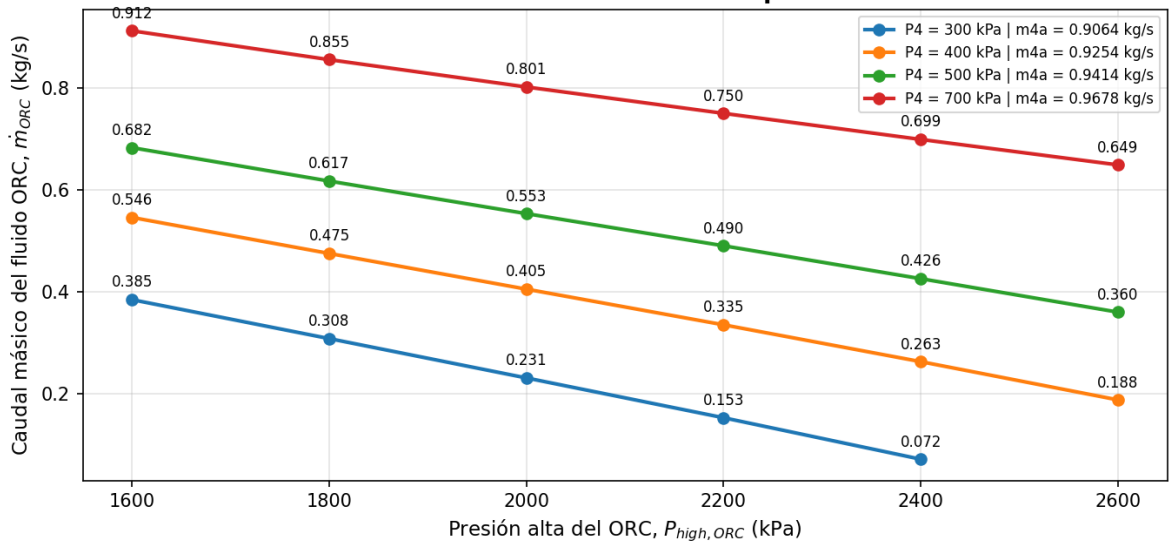
Figura 28. Variación del calor absorbido en el evaporador del ORC en función de la presión de alta y la presión geotérmica.



Fuente: autoría propia, (2026).

La figura 29, evidencia una relación termodinámicamente consistente entre la presión alta del ORC y el caudal másico admisible del fluido orgánico: a medida que  $P_{high,ORC}$  aumenta, el caudal del fluido ORC disminuye para todas las presiones flash analizadas, porque el incremento de la presión de evaporación eleva la temperatura de saturación del fluido orgánico y, por tanto, reduce la diferencia de temperatura disponible entre el fluido líquido de separación geotérmica y el ciclo binario. En términos de diseño térmico, esto significa que el evaporador necesita operar a un nivel térmico más alto, pero la fuente geotérmica tiene una temperatura finita; entonces para no violar el punto Pinch, el modelo reduce el caudal del ORC. Este comportamiento se observa claramente para  $P_{flash} = 300\text{kPa}$ , donde el caudal cae de  $0.385\text{ kg/s}$  a  $1,600\text{ kPa}$  hasta apenas  $0.072\text{ kg/s}$  a  $2,400\text{ kPa}$ , mostrando que esa condición flash entrega una corriente geotérmica con menor temperatura y disponibilidad térmica útil para alimentar el evaporador. En cambio, para  $P_{flash} = 700\text{kPa}$ , el caudal del ORC se mantiene mucho más alto, disminuyendo de  $0,912\text{ kg/s}$  a  $0,649\text{ kg/s}$ , porque la corriente líquida separada posee mayor temperatura, y mayor caudal másico disponible hacia el evaporador, lo que permite transferir más energía al fluido orgánico sin comprometer la restricción térmica interna. En conclusión una presión flash más elevada favorece el subsistema del ciclo ORC al entregar una fuente caliente con mayor entalpia, mientras que una presión alta del ORC exige condiciones térmicas más severas y limita progresivamente la masa del fluido orgánico que en este caso es el butano, que puede evaporarse de manera físicamente viable, por eso, esta gráfica no debe leerse solo como una variación de caudal, sino como una indicación directa del acoplamiento térmico entre la el flujo másico geotérmica y el ciclo ORC, mostrando hasta qué punto cada condición de presión permite operar el ORC.

*Figura 29. Variación del caudal másico del fluido de trabajo en el ciclo ORC en función de las presiones de operación.*



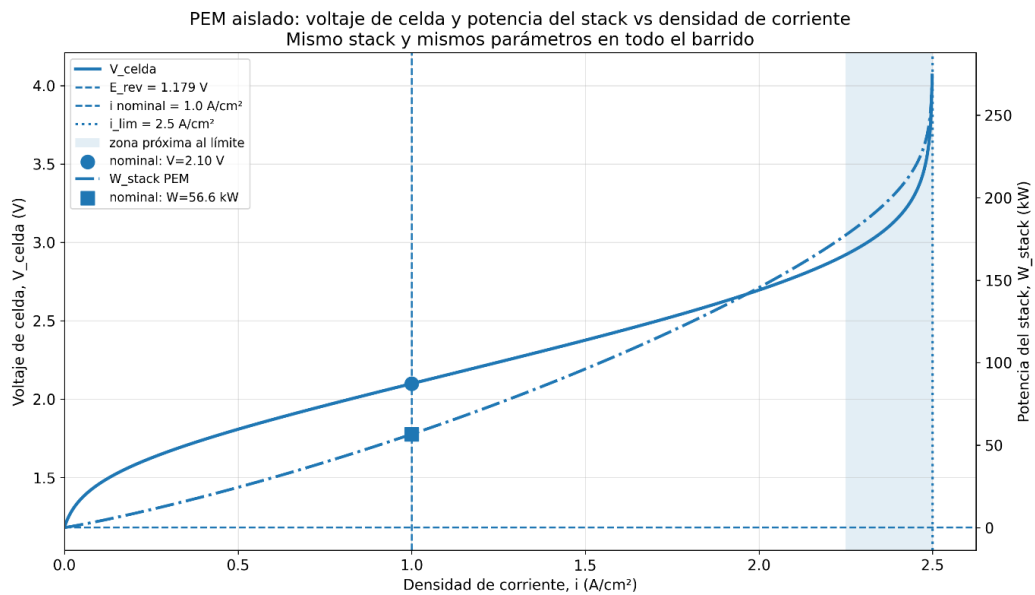
Fuente: autoría propia, (2026).

### 4.3. Resultados del subsistema PEM.

La evaluación del electrolizador PEM se realizó diferenciando entre una condición nominal y una condición límite. La condición nominal corresponde al punto de operación adoptado para el dimensionamiento del stack, definido a partir de una fracción de la potencia neta disponible del sistema integrado y de una densidad de corriente de referencia. En cambio, la condición límite representa el escenario en el cual el electrolizador opera con una mayor utilización de la potencia eléctrica disponible, alcanzando mayores valores de corriente y producción de hidrógeno, pero con un aumento significativo del voltaje de celda y de las pérdidas internas. Esta diferenciación permite analizar no solo la capacidad máxima de producción de  $H_2$ , sino también la conveniencia de operar el electrolizador en una región electroquímica más estable.

En la Figura 30, la PEM se analizó de forma aislada con el objetivo de conocer su capacidad electroquímica propia, es decir, hasta que el nivel de potencia podía operar y cuál sería su potencia de producción de hidrógeno antes de entrar en una región crítica. Para ello se calculó un Stack de 270 celdas y un área activa de  $100 \text{ cm}^2$  por celda, manteniendo constantes los parámetros del modelado mostrados en la tabla 5, durante todo el barrido de densidad de la corriente.

Figura 30. Curva de polarización y capacidad eléctrica de la PEM.



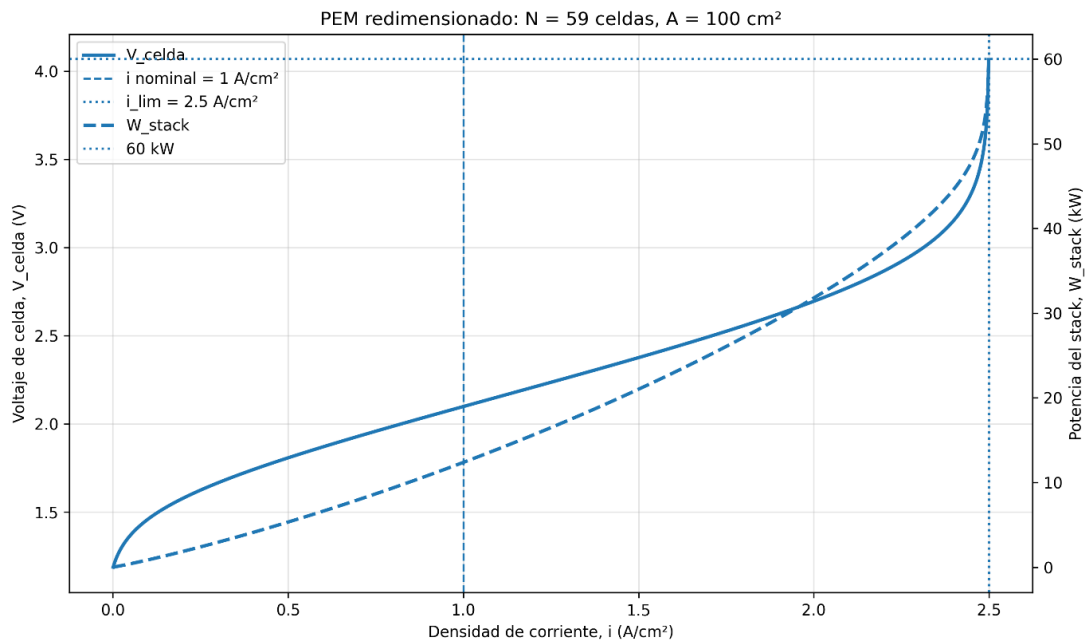
Fuente: autoría propia, (2026).

A medida que la densidad de corriente aumenta, la potencia absorbida por el Stack también se incrementa, porque aumenta la corriente total demandada por las 270 celdas. Sin embargo, este aumento viene acompañado por un crecimiento del voltaje de celda, lo que evidencia el incremento de las irreversibilidades internas del electrolizador. En zona cercana a  $2.5 \text{ A/cm}^2$ , marcada como densidad límite, el Stack alcanza una capacidad eléctrica del orden de 250 kW, aproximadamente, mostrando el máximo rango de operación teórico que podría soportar esta configuración. No obstante, esta región no debe interpretarse como una condición recomendable de operación continua, porque el voltaje aumenta bruscamente debido a las pérdidas por concentración, asociadas a limitaciones en el transporte de reactivos y remoción de productos. Por tanto, esta primera gráfica cumple la función de caracterizar la capacidad máxima de la PEM aislada, antes de acoplarla con la disponibilidad real de potencia del sistema flash + ORC, lo cual se analiza posteriormente mediante el redimensionamiento del número de celdas.

La Figura 31, muestra el rendimiento del Stack PEM a partir de la potencia eléctrica disponible del sistema geotérmico flash + ORC. Para este caso, la potencia de referencia del sistema fue aproximadamente 56.49 kW, por lo que se adoptó un límite de diseño cercano a 60 kW con el fin de evaluar cuántas celdas serían necesarias para que el electrolizador pudiera absorber esa disponibilidad energética. Manteniendo un área activa de  $100 \text{ cm}^2$  por celda y una densidad límite de operación de  $2.4988 \text{ A/cm}^2$ , la corriente por celda resulta cercana a 249.88 A. con el voltaje de celda calculado en la zona límite aproximadamente de 4.067 V, se

recalcó el número de celdas mediante la relación entre potencias, voltaje y corriente del Stack. De esta forma, el número de celdas requerida fue de 59, permitiendo que la potencia máxima del PEM alcance aproximadamente 59.92 kW, valor muy próximo al límite de diseño establecido.

Figura 31. Curva de polarización y potencia del electrolizador PEM redimensionado.



Fuente: autoría propia, (2026).

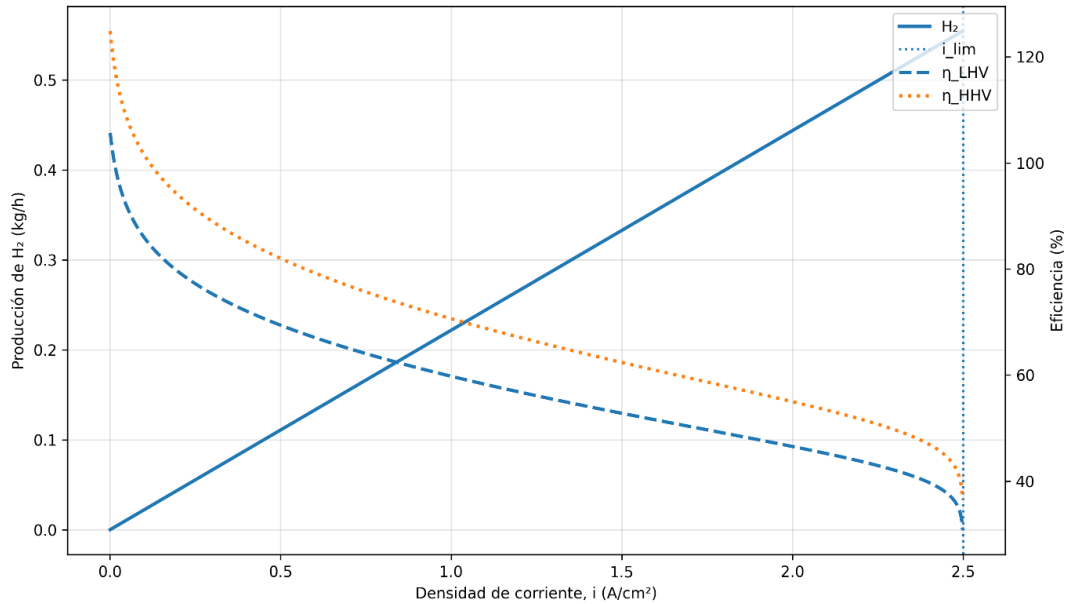
Sin embargo, la gráfica también muestra una diferencia importante entre la condición nominal y la condición límite. En el punto nominal de 1 A/cm<sup>2</sup>, el Stack redimensionado solo consume aproximadamente 12.37 kW y produce cerca de 0.2219 kg/h de H<sub>2</sub>, trabajando con un voltaje de celda alrededor de 2.10 V, es decir, en una región electroquímica más estable. Para alcanzar la potencia cercana a 60 kW, el sistema debe operar próximo a la densidad límite, donde la corriente alcanza aproximadamente 249.88 A, el voltaje de celda sube hasta cerca de 4.067 V y la producción de hidrógeno aumenta a 0.5545 kg/h, que sería el límite operativo del Stack. Por tanto, el redimensionamiento con 59 celdas demuestra que la PEM puede absorber la capacidad eléctrica disponible del sistema, pero también evidencia que esa condición ocurre en una zona exigente de operación, donde las pérdidas internas aumentan considerablemente.

La Figura 32, muestra la relación entre la densidad de corriente, la producción de hidrógeno y la eficiencia del Stack PEM redimensionado con 59 celdas y 100 cm<sup>2</sup> de área de activa por celda. La producción de H<sub>2</sub> aumenta prácticamente de forma lineal con la densidad

de corriente, porque está gobernada por la ley de Faraday: al incrementar densidad de corriente, aumenta la corriente total por celda, por tanto, la cantidad de electrones disponible para la reacción de reducción del agua. Por eso, desde el punto de vista de producción, operar a mayor densidad de corriente permite obtener un mayor flujo de hidrógeno. En condición nominal de  $1 \text{ A/cm}^2$ , el sistema produce aproximadamente  $0.22 \text{ kg/h}$  de  $\text{H}_2$ , mientras que al aproximarse a la densidad límite de  $2.5 \text{ A/cm}^2$  la producción alcanza cerca de  $0.55 \text{ kg/h}$ . Esto confirma que el aumento de la corriente incrementa la capacidad productiva del electrolizador, pero no necesariamente mejora su desempeño energético.

La disminución de las curvas de eficiencia muestra el efecto contrario: aunque se produce más hidrógeno a mayor densidad de corriente, el consumo eléctrico por unidad de hidrógeno también aumenta. Esto ocurre porque el voltaje de celda crece con la corriente debido a las pérdidas de activación, óhmicas y principalmente cerca del límite, pérdidas de concentración. En consecuencia, la potencia eléctrica absorbida por el Stack aumenta más rápidamente que la energía química útil almacenada en el hidrógeno. Por esa razón, las eficiencias calculadas con base en el PCI/LHV y PCS/HHV disminuyen progresivamente a medida que el sistema se acerca a  $i_{lim}$ . La eficiencia basada en HHV aparece siempre mayor que la basada en LHV porque considera también la energía asociada a la condensación del vapor de agua; sin embargo, la tendencia física es la misma en ambos casos: la operación cercana al límite permite maximizar la producción de  $\text{H}_2$ , pero penaliza fuertemente la eficiencia del proceso. Por tanto, esta gráfica permite identificar el compromiso principal del diseño PEM: mayor producción de hidrógeno implica mayor densidad de corriente, pero también menor eficiencia energética y mayores irreversibilidades internas.

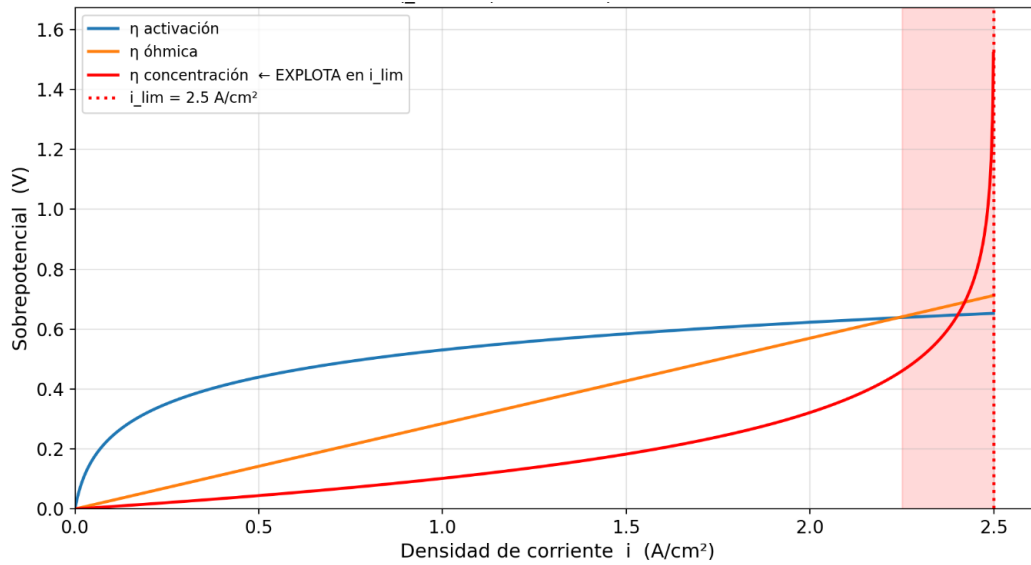
*Figura 32. Desempeño operativo del electrolizador: Comparativa de producción y eficiencia térmica bajo el límite de operación.*



Fuente: autoría propia, (2026).

La Figura 33, presenta el desglose de los sobrepotenciales que componen la curva de polarización del electrolizador PEM, permitiendo identificar que pérdidas dominan en cada región de operación. A bajas densidades de corriente, el sobrepotencial de activación aumenta rápidamente, debido a la energía adicional necesaria para vencer la barrera cinética de las reacciones electroquímicas en los electrodos, principalmente la reacción de evolución de oxígeno en el ánodo. A medida que la densidad de corriente aumenta, el sobrepotencial óhmico crece de forma casi lineal, reflejando las resistencias internas asociadas al transporte de protones a través de la membrana, la conducción electrónica en los electrodos y las resistencias de contacto del Stack. Sin embargo el comportamiento más crítico aparece en el sobrepotencial de concentración, que permanece relativamente bajo en la zona media de operación, pero aumenta de manera abrupta al aproximarse a la densidad límite de  $2.5 \text{ A/cm}^2$ . Este incremento indica que el transporte de masa deja de ser suficiente para abastecer agua a los sitios activos y retirar adecuadamente los productos generados, provocando una fuerte penalización energética. Por tanto, la región sombreada representa una zona de operación crítica, donde el voltaje de celda se eleva bruscamente, la eficiencia disminuye y el PEM se aproxima a una condición de colapso operacional; por esta razón, aunque el Stack pueda alcanzar mayor producción de hidrógeno cerca de  $i_{lim}$ , dicha región no debe considerarse adecuada para operación continua.

Figura 33. Desglose de los sobrepotenciales de activación, óhmico y de concentración en el electrolizador PEM.



Fuente: autoría propia, (2026).

Como referencia comercial para evaluar la coherencia del dimensionamiento propuesto, se consideró el electrolizador PEM Nel Hydrogen C10, perteneciente a la serie C, este equipo presenta una producción nominal de 10 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub>, equivalente aproximadamente 21.6 kg/día, con un consumo específico reportado de 6.2 kWh/Nm<sup>3</sup> o 69.9 kWh/kg de H<sub>2</sub>. en términos de escala energética, este valor es comparable con la potencia disponible considerada en el presente modelo, ya que una producción de 10 Nm<sup>3</sup>/h corresponde a una demanda eléctrica del orden de 62 kW, próxima a los 59.92 kW calculados para el Stack PEM dimensionado en la condición límite.

En la Tabla 10, muestra una comparación importante entre el modelo desarrollado y el equipo comercial. En la condición límite, el Stack modelado con 59 celdas y un área cativa de 100 cm<sup>2</sup> alcanza una producción de 0.5545 kg/h de H<sub>2</sub>, equivalente a 13.31 kg/día, con un consumo específico aproximado de 108.1 kWh/kg. Este valor es superior al consumo específico del C10, lo que indica que la operación cerca de la densidad de corriente límite penaliza fuertemente la eficiencia del sistema. Por esta razón, la condición límite debe interpretarse como una capacidad máxima teórica de absorción de potencia, mientras que la operación nominal representa una zona más conservadora desde el punto de vista electroquímico.

La ficha técnica del C10 también permite identificar aspectos que no fueron incluidos de forma detallada en el modelo termodinámico, como la entrega de hidrógeno a 3,0 MPa manométricos, la pureza del producto de 99.999+ %, el sistema de enfriamiento, la calidad del agua desionizada y los consumos auxiliares del balance de planta. Por tanto, el electrolizador

comercial no se utiliza como validación directa del modelo de celda, sino como una referencia tecnológica para demostrar que la potencia disponible del sistema flash + ORC se encuentra dentro del rango de operación de equipos PEM comerciales de pequeña escala industrial.

Tabla 10. Parámetros comparativos del Stack PEM dimensionado y del electrolizador comercial Nel C10.

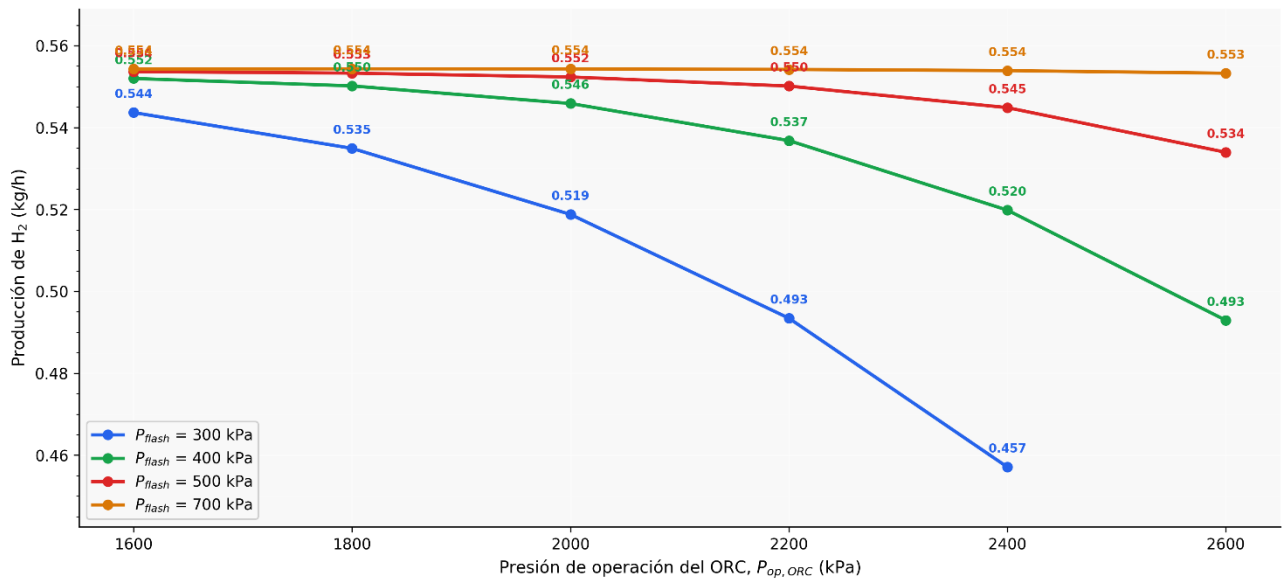
Parámetro	PEM modelado	Nel C10 comercial	Comentario
<b>Potencia eléctrica considerada</b>	59.92 kW en el límite	6.2 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ≈ 62 kW para 10 Nm <sup>3</sup> /h	La escala eléctrica está dentro de los límites del molde al de la PEM.
<b>Producción de H<sub>2</sub></b>	0.5545 kg/h en el límite	21.6 kg/día = 0.90 kg/h	El C10 produce más H <sub>2</sub> para una potencia similar
<b>Producción diaria</b>	13.31 kg/día	21.6 kg/día	C10 comercial produce más que el modelado de la PEM
<b>Consumo específico</b>	108.1 kWh/kg en el límite	69.9 kWh/kg	El punto límite del modelado es menos eficiente que la C10 comercial
<b>Punto nominal del modelo</b>	12.37 kW; 0.2219 kg/h	-	Punto de operación óptimo.
<b>Presión de entrega</b>	Presión y temperatura atmosférica	1 a 3 MPa	El equipo comercial ya incluye entrega presurizada
<b>Pureza del H<sub>2</sub></b>	No definido	99.999+ %	El modelo no incluye purificación/secado
<b>Agua DI requerida</b>	4.95 L/h estequiométrico en el límite	11 L/h a máxima producción	El equipo real demanda más agua por operación del sistema

Fuente: autoría propia, (2026).

La Figura 34, presenta la producción de hidrógeno obtenida cuando la potencia neta subsistema simple flash + ORC se utiliza como entrada eléctrica del Stack PEM redimensionado. El comportamiento de las curvas está directamente asociado a la potencia neta disponible en cada combinación de  $P_{flash}$  y  $P_{Op,ORC}$ : cuando la potencia neta es mayor, el electrolizador puede operar a una densidad de corriente más alta, por tanto, producir más hidrógeno. Se observa que el caso con  $P_{flash} = 700$  kPa mantiene la mayor producción, cercana a 0.553 – 0.554 kg/h, prácticamente en todo el intervalo de presión del ORC, porque la potencia neta flash + ORC en esa condición se mantiene próxima al límite de capacidad eléctrica del Stack PEM, en cambio para  $P_{flash} = 300$  kPa la producción disminuye de aproximadamente 0.544 kg/h a 0.457 kg/h al aumentar  $P_{Op,ORC}$ , debido a la caída progresiva de la potencia neta integrada. En términos globales, la gráfica confirma que la mayor producción de H<sub>2</sub> se obtiene en las condiciones donde el ORC tiene mayor participación en la potencia neta total, especialmente para  $P_{flash} = 700$  kPa; sin embargo muestra que también existe un límite

superior de producción impuesto por la capacidad del Stack PEM, alrededor de 0.554 kg/h, por lo que incrementos adicionales de potencia no se traduciría en mayor producción sin aumentar la área activa, el número de celdas o el límite operacional del electrolizador.

Figura 34. Análisis de la capacidad de producción de hidrógeno bajo el escenario de suministro total de potencia neta al electrolizador.



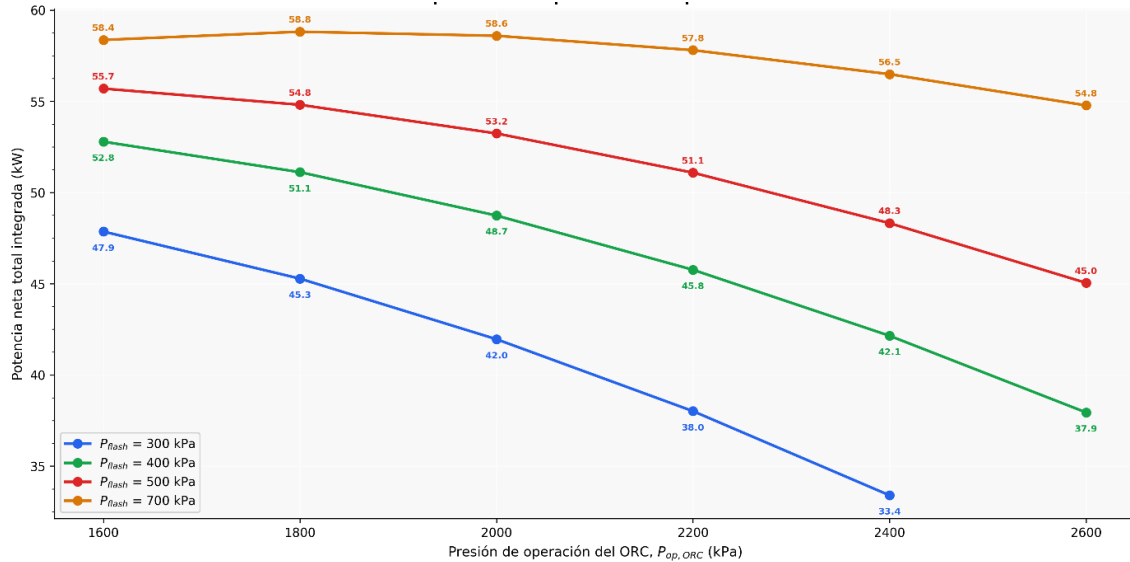
Fuente: autoría propia, (2026).

#### 4.4. Resultados del desempeño energético global del sistema integrado.

La Figura 35, muestra que la potencia neta total integrada del sistema única etapa flash + ORC depende más del aprovechamiento térmico global del recurso geotérmico que de la potencia individual de la turbina flash. Aunque una presión de separación baja, como 300 kPa, genera más vapor en el separador y favorece la turbina de vapor, también deja una corriente líquida residual con menor temperatura para alimentar el ORC; por eso la potencia total cae desde aproximadamente 47.9 kW hasta 33.4 kW, al aumentar la presión de operación del ORC. En cambio, con 700 kPa, la producción directa de vapor en el flash es menor, la corriente líquida que sale del separador conserva mayor temperatura, mayor entalpía y mayor caudal disponible para la recuperación para la recuperación de calor en el ORC, lo que permite obtener la mayor potencia integrada, alrededor de 58,4–58,8 kW en el rango de 1600–1800 kPa. Por eso, la mejor condición no corresponde necesariamente a la mayor producción de vapor en el flash, sino al punto donde existe el equilibrio entre generación directa en la turbina de vapor y recuperación eficiente del calor residual en el ORC; en esta gráfica, ese comportamiento

favorece claramente la condición de  $P_{flash} = 700$  kPa, especialmente cerca de 1800 kPa de presión de operación del ORC.

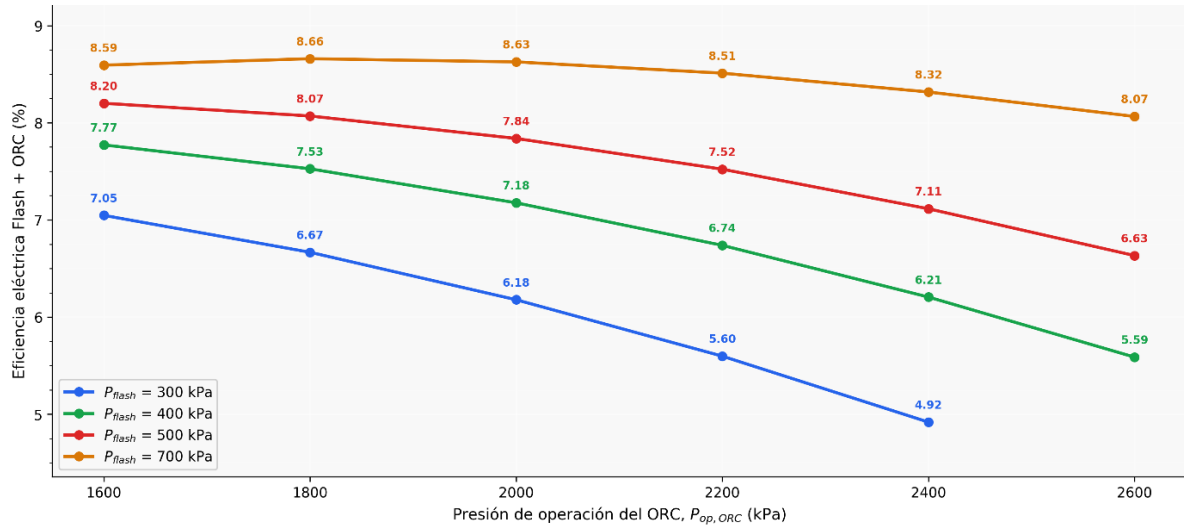
Figura 35. Potencia neta total del sistema integrado Flash y Ciclo ORC para diferentes presiones de separación.



Fuente: autoría propia, (2026).

La eficiencia eléctrica presentada en la Figura 36, fue definida como un indicador global de conversión del recurso geotérmico en electricidad, considerando la potencia neta total producida por el bloque Flash + ORC en relación con la energía térmica disponible del fluido geotérmico desde las condiciones de entrada del pozo hasta el estado de referencia ambiental. Bajo esta definición, la eficiencia no corresponde al desempeño térmico individual del ORC, sino al desempeño global del bloque integrado. Debido a que el caudal geotérmico, las condiciones de entrada del recurso y el estado de referencia se mantienen constantes en todos los casos evaluados, la base energética usada para normalizar la potencia producida también permanece constante. Por esta razón, la tendencia de la eficiencia eléctrica sigue directamente el comportamiento de la potencia neta total del sistema.

Figura 36. Eficiencia de conversión eléctrica del recurso geotérmico en el bloque Flash + ORC.



Fuente: autoría propia, (2026).

Se observa que la eficiencia eléctrica global disminuye con el aumento de la presión de operación del ORC para todas las presiones de separación flash. Este comportamiento se debe a que, al incrementar  $P_{op,ORC}$ , aumenta la diferencia de presión que debe vencer la bomba del fluido orgánico, elevando el trabajo específico de bombeo. Además, debido a que el ORC opera acoplado a una fuente geotérmica de temperatura limitada, el incremento de la presión alta modifica las condiciones de evaporación y expansión del butano, sin producir un aumento suficiente del trabajo de turbina que compense el mayor consumo de bombeo. Como resultado, la potencia neta del ORC disminuye y, dado que la eficiencia global fue definida con un denominador constante, también disminuye la eficiencia eléctrica del bloque integrado.

Los mayores valores de eficiencia se obtienen para  $P_{flash} = 700$  kPa, alcanzando valores cercanos a 8,6%, mientras que los menores valores corresponden a  $P_{flash} = 300$  kPa. Esto ocurre porque, aunque una menor presión flash favorece la producción de vapor y la potencia de la turbina geotérmica, una presión flash más alta permite disponer de un mayor caudal de líquido geotérmico saturado y a mayor temperatura para alimentar el ORC. En el análisis integrado, este mayor aprovechamiento térmico en el ORC compensa la reducción de potencia del subsistema flash, aumentando la potencia neta total y, por consecuencia, la eficiencia eléctrica global definida para el bloque Simple Flash + ORC.

## 5. CONCLUSIÓN

El presente trabajo permitió analizar termodinámicamente un sistema geotérmico integrado compuesto por un ciclo de única etapa flash, un ciclo orgánico Rankine con butano como fluido de trabajo y un electrolizador PEM para la producción de hidrógeno. A partir de un recurso geotérmico de 180 °C, 1,200 kPa y 1 kg/s, se comprobó que la presión de separación flash es una variable determinante en la distribución de fases, en los flujos másicos y en la potencia generada por el subsistema geotérmico. Al aumentar la presión flash de 300 a 700 kPa, la temperatura de saturación asociada al separador aumentó de 406.67 K a 438.10 K; sin embargo, la fracción másica de vapor generada durante la expansión en la válvula disminuyó de 0.0932 a 0.0320, reduciendo el flujo másico de vapor enviado a la turbina de 0,0932 kg/s a 0,0320 kg/s. Como consecuencia, la potencia de la turbina de vapor disminuyó de 28.99 kW a 13.64 kW, evidenciando que presiones flash más bajas favorecen la generación directa de potencia. En cambio, al operar con presiones de separación más elevadas, la expansión del fluido geotérmico es menor, se forma menos vapor y una mayor fracción del caudal permanece como líquido saturado a mayor temperatura y entalpía específica, lo que aumenta su potencial de aprovechamiento térmico en el ciclo ORC.

La integración del ORC permitió recuperar parte de la energía térmica remanente en la corriente líquida del separador, modificando el criterio de mejor desempeño del sistema. Aunque la condición de 300 kPa genera mayor potencia en la turbina de vapor, el fluido geotérmico líquido disponible para el ORC posee menor temperatura y potencial de recuperación térmica. En cambio, para 700 kPa, el sistema presenta menor generación directa en el bloque flash, pero dispone de un flujo másico mayor, aproximadamente 0,968 kg/s, y con mayor nivel de entalpía, lo que favorece el desempeño del ciclo ORC. El resultado global de potencia se obtuvo para una presión flash de 700 kPa y una presión alta del ORC de 1800 kPa, condición en la cual la turbina de vapor generó 13,64 kW, la turbina ORC 47,74 kW, la bomba consumió 2,57 kW y la potencia neta integrada alcanzó 58,81 kW. En esta condición, el ORC representó aproximadamente el 76,8 % de la potencia neta total, mostrando que el mayor aprovechamiento del recurso geotérmico no depende únicamente de maximizar la fracción de vapor del flash, sino de encontrar un equilibrio entre generación directa y recuperación eficiente del calor residual. La eficiencia eléctrica global máxima del bloque Flash + ORC fue cercana a 8,66 %, valor coherente con sistemas geotérmicos de baja a media entalpía, donde la conversión está limitada por la temperatura moderada del recurso y por las restricciones de intercambio térmico. No obstante, esta condición debe analizarse considerando la restricción operativa

asociada al título de vapor a la salida de la turbina de vapor, por lo que una condición de 500 kPa puede representar una alternativa más conservadora desde el punto de vista de operación de la turbina.

El acoplamiento con el electrolizador PEM demostró la viabilidad técnica de utilizar la potencia eléctrica producida por el sistema geotérmico integrado para generar hidrógeno como vector energético. El redimensionamiento del Stack PEM con 59 celdas y un área activa de 100 cm<sup>2</sup> por celda permitió adaptar la demanda eléctrica del electrolizador a la potencia disponible del bloque Flash + ORC. En condición nominal, el sistema consume aproximadamente 12,37 kW y produce 0,2219 kg/h de H<sub>2</sub>, operando en una zona electroquímicamente más estable; mientras que en condición límite, cercana a 60 kW, la producción alcanza 0,5545 kg/h de H<sub>2</sub>, aunque con mayores pérdidas internas debido al aumento de la densidad de corriente, del voltaje de celda y de los sobrepotenciales. En conjunto, los resultados confirman que la configuración Flash–ORC–PEM mejora el aprovechamiento energético del recurso geotérmico, al combinar generación eléctrica directa, recuperación de calor residual y conversión de electricidad renovable en hidrógeno, constituyendo una alternativa técnicamente viable para sistemas de cogeneración orientados a la transición energética.

## 6. TRABAJOS FUTUROS

### 6.1. Profundizar en el análisis económico

- Evaluar el costo nivelado de electricidad (LCOE) y el costo nivelado de hidrógeno (LCOH), incorporando inversión, operación y mantenimiento, vida útil y escenarios de precios de energía y H<sub>2</sub>.
- Comparar explícitamente la rentabilidad de operar el sistema en modo “solo electricidad” frente a diferentes puntos de la curva de compromiso potencia–hidrógeno.

### 6.2. Extender la optimización y el espacio de diseño

- Implementar optimización multiobjetivo (PSO multiobjetivo o NSGA-II) considerando simultáneamente maximización de potencia neta, eficiencia exergética y minimización de costos o de destrucción exergética global.

- Incluir como variables de decisión adicionales las presiones de evaporación-condensación, diferenciales de temperatura en los intercambiadores, y otros pares zeotrópicos.
- 6.3. Modelado más realista del recurso geotérmico y la planta
- Incorporar datos reales de un campo geotérmico con perfiles de temperatura, presión y caudal del reservorio, así como pérdidas de carga en tuberías y eficiencias reales de bombas y turbinas.
  - Evaluar configuraciones alternativas, como ciclos ORC supercríticos, integración geotermia-solar o esquemas de multigeneración (calefacción distrital, desalación.).
- 6.4. Análisis dinámico y operación flexible
- Estudiar la respuesta transitoria del sistema frente a variaciones de carga, cambios en el recurso geotérmico o señales de precio de electricidad, incluyendo estrategias de control para modular la corriente del PEM sin comprometer la estabilidad del ORC.
- 6.5. Validación experimental
- Desarrollar una bancada didáctica o piloto a pequeña escala que represente el acoplamiento ORC-PEM, de modo que se puedan contrastar las predicciones del modelo con datos experimentales y refinar los parámetros de la PEM y de los intercambiadores de calor.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDIN, Z.; WEBB, C. J.; GRAY, E. M. Modelling and simulation of a proton exchange membrane (PEM) electrolyser cell. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 40, n. 39, p. 13243-13257, 2015.

ABOMAZID, A. M.; EL-TAWEEL, N. A.; EZ, F. H. Electrochemical optimization model for parameters identification of PEM electrolyzer. In: *IEEE ELECTRIC POWER AND ENERGY CONFERENCE (EPEC)*, 2020. Proceedings... [S. l.]: IEEE, 2020. p. 1-5.

AJANOVIC, A. et al. The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 47, n. 57, p. 24136-24154, 2022.

ALBISTUR AHECHU, Ainhoa. Diseño y evaluación de electrolizadores basados en membranas de intercambio aniónico (AEM). 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Mestrado Universitário em Engenharia Industrial) – Universidad Pública de Navarra, Pamplona, 2022. Disponível em: <https://academica-e.unavarra.es/entities/publication/313c6c78-dd5a-440c-be21-faf15140b8a5>. Acesso em: 27 set. 2025.

ALMUTAIRI, K. et al. Performance optimization of a new flash-binary geothermal cycle for power/hydrogen production with zeotropic fluid. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, v. 145, n. 3, p. 1633-1650, 2021. DOI: 10.1007/s10973-021-10868-2.

ASSAREH, E.; DELPISHEH, M.; FARHADI, E.; PENG, W.; MOGHADASI, H. Optimization of geothermal- and solar-driven clean electricity and hydrogen production multi-generation systems to address the energy nexus. *Energy Nexus*, v. 5, art. 100043, 2022. DOI: 10.1016/j.nexus.2022.100043.

BALTA, M. T.; DINCER, I.; HEPBASLI, A. Energy and exergy analyses of a new four-step copper–chlorine cycle for geothermal-based hydrogen production. *Energy*, v. 35, n. 8, p. 3263-3272, 2010.

BASARAN, A.; OZGENER, L. Investigation of the effect of different refrigerants on performances of binary geothermal power plants. *Energy Conversion and Management*, v. 76, p. 483-498, 2013. DOI: 10.1016/j.enconman.2013.07.058.

BLOG QUIMOBÁSICOS. Deslizamiento de temperatura en gases refrigerantes. Blog Quimobásicos, 23 abr. 2013. Disponível em: <https://blogquimobasicos.com/2013/04/23/1215/>. Acesso em: 4 fev. 2026.

CARMO, Marcelo; FRITZ, David L.; MERGEL, Jürgen; STOLTEN, Detlef. A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 38, n. 12, p. 4901-4934, 2013. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.

CASTRO, N. et al. A economia do hidrogênio: transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil. Rio de Janeiro: E-papers, 2023.

ÇENGEL, Y. A.; BOLES, M. A.; KANOĞLU, M. Property tables booklet to accompany *Thermodynamics: an engineering approach*. New York: McGraw-Hill Higher Education, 2015.

CHEN, D. et al. Tunable Ru-Ru<sub>2</sub>P heterostructures with charge redistribution for efficient pH-universal hydrogen evolution. *InfoMat*, v. 4, n. 5, p. 12287, 2022.

CHEN, H.; GOSWAMI, D. Y.; STEFANAKOS, E. K. A review of thermodynamic cycles and working fluids for the conversion of low-grade heat. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 9, p. 3059-3067, 2010. DOI: 10.1016/j.rser.2010.07.006.

CHYS, M. et al. Potential of zeotropic mixtures as working fluids in organic Rankine cycles. *Energy*, v. 44, n. 1, p. 623-632, 2012.

D'AMORE-DOMENECH, R.; LEO, T. J. Sustainable hydrogen production from offshore marine renewable farms: techno-energetic insight on seawater electrolysis technologies. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, v. 7, n. 9, p. 8006-8022, 2019.

DAWOOD, F. et al. Hydrogen production for energy: an overview. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 7, n. 7, p. 3847-3869, 2020.

DI BLASI, A. et al. Evaluation of materials and components degradation of a PEM electrolyzer for marine applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 38, n. 18, p. 7612-7615, 2013.

DINCER, I. Renewable energy and sustainable development: a crucial review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 4, n. 2, p. 157-175, 2000. DOI: 10.1016/S1364-0321(99)00011-8.

DINCER, I.; ZAMFIRESCU, C. Sustainable hydrogen production. Amsterdam: Elsevier, 2016.

DINGENEN, F.; VERBRUGGEN, S. W. Tapping hydrogen fuel from the ocean: a review on photocatalytic, photoelectrochemical and electrolytic splitting of seawater. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 142, p. 110866, 2021.

DIPIPPO, Ronald. Geothermal power plants: principles, applications, case studies and environmental impact. 2. ed. Amsterdam: Butterworth-Heinemann, 2008.

DONG, G. et al. NiFe-layered double hydroxide arrays for oxygen evolution reaction in fresh water and seawater. *Materials Today Energy*, v. 22, p. 100883, 2021.

ELECTRICAL ENGINEERING PORTAL. Demand factor, diversity factor, utilization factor,

load factor. [S. l.]: Electrical Engineering Portal, 2024. Acesso em: 27 abr. 2026.

EL FINANCIERO. 'El mayor desafío climático': ¿Qué implica la salida de Trump de organismos contra el calentamiento global? El Financiero, 8 jan. 2026. Acesso em: 22 abr. 2026.

ENEL GROUP. Transición energética. [S. l.]: Enel Group, 2025. Disponível em: <https://www.enel.com/es/learning-hub/transicion-energetica>. Acesso em: 24 abr. 2026.

ENERDATA. Enerdata Statistical Yearbook 2024. Grenoble: Enerdata, 2024. Disponível em: <https://yearbook.enerdata.net/>. Acesso em: 11 set. 2025.

ENERDATA. Emisiones de CO2 procedentes de la combustión de combustibles. Energía y clima mundial – Anuario estadístico 2025. Grenoble: Enerdata, 2025. Disponível em: <https://datos.enerdata.net/co2/emisiones-CO2-procedentes-quema-combustible.html>. Acesso em: 31 jan. 2026.

EUROPEAN COMMISSION. European Climate Law. Bruxelas: European Commission, 2025. Disponível em: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-climate-law\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-climate-law_en). Acesso em: 11 set. 2025.

GARCÍA-VALVERDE, Rafael; ESPINOSA, Nieves; URBINA, Antonio. Simple PEM water electrolyser model and experimental validation. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 37, n. 2, p. 1927-1938, 2012. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.09.027.

GEO-HEAT CENTER QUARTERLY BULLETIN. Klamath Falls: Geo-Heat Center, Oregon Institute of Technology, v. 28, n. 2, jun. 2007. Disponível em: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1209249>. Acesso em: 8 set. 2025.

GHAZVINI, M.; SADEGHZADEH, M.; AHMADI, M. H.; MOOSAVI, S.; POURFAYAZ, F. Geothermal energy use in hydrogen production: a review. *International Journal of Energy Research*, v. 43, n. 14, p. 7823-7851, 2019. DOI: 10.1002/er.4778.

GIELEN, D. et al. The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Reviews*, v. 24, p. 38-50, 2019.

GÖRGÜN, Haluk. Dynamic modelling of a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 31, n. 1, p. 29-38, 2006. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2005.04.001.

HAJIANTO, M. R.; HARAMAINI, M. N. Organic fluids used for binary cycles in the geothermal power plant Pt. XXX to utilize the waste brine of geothermal separator output. American Journal of Engineering Research (AJER), v. 10, n. 10, p. 06-12, 2021. Disponível em: <https://www.ajer.org/papers/Vol-10-issue-10/B10100612.pdf>. Acesso em: 11 out. 2025.

HAN, Jing; WANG, Xi; XU, Jianjun; YI, Na; TALESH, Seyed Saman Ashraf. Thermodynamic analysis and optimization of an innovative geothermal-based organic Rankine cycle using zeotropic mixtures for power and hydrogen production. International Journal of Hydrogen Energy, v. 45, n. 15, p. 8282-8299, 2020. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.093.

HEBERLE, F.; BRÜGGEMANN, D. Thermo-economic analysis of zeotropic mixtures and pure working fluids in organic Rankine cycles for waste heat recovery. Energies, v. 9, n. 4, art. 226, 2016. DOI: 10.3390/en9040226.

IBERDROLA. Energía geotérmica. [S. l.: s. n.], [s. d.]. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-empresa/energias-renovables/energia-geotermica>. Acesso em: 20 set. 2025.

IEA. Electrolysers. Paris: International Energy Agency, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers>. Acesso em: 28 abr. 2026.

IEA. Global hydrogen review 2022. Paris: International Energy Agency, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>. Acesso em: 28 abr. 2026.

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA; INSTITUTO GEOLÓGICO Y MINERO DE ESPAÑA. Manual de geotermia. Madrid: IDAE; IGME, 2008. Disponível em: [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/documentos\\_10952\\_m anual\\_geotermia\\_a2008\\_e3bf1e59.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10952_m anual_geotermia_a2008_e3bf1e59.pdf). Acesso em: 22 set. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Global hydrogen review 2021. Paris: OECD Publishing, 2021. DOI: 10.1787/39351842-en.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. The future of hydrogen. Paris: IEA, 2019. DOI: 10.1787/1e0514c4-en.

INTERNATIONAL GEOTHERMAL ASSOCIATION. Geothermal quick guide. [S. l.]:

International Geothermal Association Inc., 2018. Disponível em: [https://www.lovegeothermal.org/wp-content/uploads/dlm\\_uploads/IGA-Geothermal-Quick-Guide-0618.pdf](https://www.lovegeothermal.org/wp-content/uploads/dlm_uploads/IGA-Geothermal-Quick-Guide-0618.pdf). Acesso em: 11 set. 2025.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Geothermal power: technology brief. Abu Dhabi: IRENA, 2017. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA\\_Geothermal\\_Power\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf). Acesso em: 8 set. 2025.

IPCC. Mudança do clima 2023: relatório síntese. Contribuição dos Grupos de Trabalho I, II e III para o Sexto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima. Genebra: IPCC, 2023. Disponível em: [https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/relatorios-do-ipcc/arquivos/pdf/copy\\_of\\_IPCC\\_Longer\\_Report\\_2023\\_Portugues.pdf](https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/relatorios-do-ipcc/arquivos/pdf/copy_of_IPCC_Longer_Report_2023_Portugues.pdf). Acesso em: 22 abr. 2026.

KABIR, K. M.; BHUIYAN, M. A. M. Design and simulation of hydrogen based hybrid green power system using sea water for Cox's Bazar. Cogent Engineering, v. 4, n. 1, p. 1347029, 2017.

KANG, Z. et al. Parametric optimization and performance analysis of zeotropic mixtures for an organic Rankine cycle driven by low-medium temperature geothermal fluids. Applied Thermal Engineering, v. 89, p. 323-331, 2015.

KANOGLU, M.; BOLATTURK, A. Performance and parametric investigation of a binary geothermal power plant by exergy. Renewable Energy, v. 33, n. 11, p. 2366-2374, 2008.

KHAJURIA, R.; LAMBA, R.; KUMAR, R. Model parameter extraction for PEM electrolyzer using honey badger algorithm. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SUSTAINABLE ENERGY AND FUTURE ELECTRIC TRANSPORTATION (SEFET), 3., 2023. Proceedings... [S. l.]: IEEE, 2023. p. 1-6.

KHAJURIA, R.; LAMBA, R.; KUMAR, R. Optimal parameter identification of PEM electrolyzer using bald eagle search optimization algorithm. In: IEEE POWER INDIA INTERNATIONAL CONFERENCE (PIICON), 10., 2022. Proceedings... [S. l.]: IEEE, 2022. p. 1-6.

KHAJURIA, R.; YELISETTI, S.; LAMBA, R.; KUMAR, R. Optimal model parameter

estimation and performance analysis of PEM electrolyzer using modified honey badger algorithm. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 49, p. 238-259, 2024.

LAIDLER, Keith J. Historia de la electrólisis. *Educación Química*, v. 1, n. 3, p. 128-132, jul. 1990. DOI: 10.22201/fq.18708404e.1990.3.66993.

LE FORMAL, Florian; BOURÉE, Wiktor S.; PRÉVOT, Mathieu S.; SIVULA, Kevin. The need for efficient electro-catalysis. *CHIMIA International Journal for Chemistry*, v. 69, n. 12, p. 789-798, 2015. DOI: 10.2533/chimia.2015.789.

LI, J. et al. Parametric optimization and thermodynamic performance comparison of single-pressure and dual-pressure evaporation organic Rankine cycles. *Applied Energy*, v. 217, p. 409-421, 2018.

LIU, Q.; DUAN, Y.; YANG, Z. Effect of condensation temperature glide on the performance of organic Rankine cycles with zeotropic mixture working fluids. *Applied Energy*, v. 115, p. 394-404, 2014. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.11.036.

LUND, J. W.; FREESTON, D. H. World-wide direct uses of geothermal energy 2000. *Geothermics*, v. 30, n. 1, p. 29-68, 2001.

MARTINEZ-BURGOS, W. J. et al. Hydrogen: current advances and patented technologies of its renewable production. *Journal of Cleaner Production*, v. 286, p. 124970, 2021.

MARTINO, M. et al. Main hydrogen production processes: an overview. *Catalysts*, v. 11, p. 547, 2021.

MCTIGUE, Joshua D.; ZHU, Guangdong; TURCHI, Craig; MUNGAS, Greg; KRAMER, Nick; KING, John; CASTRO, Jose. Hybridizing a geothermal plant with solar and thermal energy storage to enhance power generation. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2018. Technical Report NREL/TP-5500-70862. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70862.pdf>. Acesso em: 27 abr. 2026.

MINES, Gregory. Geothermal plant capacity factors. Idaho Falls: Idaho National Laboratory, 2015. Acesso em: 27 abr. 2026.

MUKHTAR, M. et al. Towards global cleaner energy and hydrogen production: a review and application ORC integrality with multigeneration systems. *Sustainability*, v. 14, n. 9, p. 5415,

2022.

NEL HYDROGEN. C Series: Proton Exchange Membrane (PEM) hydrogen generation systems. PD-0600-0068 Rev. L. [S. l.]: Nel Hydrogen, 2026. Disponível em: [https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/C-Series-Spec-Sheet-PD-0600-0068\\_Rev\\_L.pdf](https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/C-Series-Spec-Sheet-PD-0600-0068_Rev_L.pdf). Acesso em: 14 maio 2026.

NERC. 2023 GADS data reporting instructions: Appendix F – Performance indexes and equations. Atlanta: North American Electric Reliability Corporation, 2023. Acesso em: 27 abr. 2026.

NI, M.; LEUNG, M. K. H.; LEUNG, D. Y. C. Energy and exergy analysis of hydrogen production by a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer plant. *Energy Conversion and Management*, v. 49, n. 10, p. 2748-2756, 2008.

NIKOLAIDIS, P.; POULLIKKAS, A. A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 67, p. 597-611, 2017.

RUIZ GRAUS, Karla; SÁNCHEZ SÁNCHEZ, Anderson. Hidrógeno, el futuro de la sostenibilidad: una revisión sistemática de la realidad internacional en la última década – 2021. 2021. Tese de Graduação (Engenharia Ambiental) – Universidad César Vallejo, 2021. Disponível em: <https://hdl.handle.net/20.500.12692/77053>. Acesso em: 3 out. 2025.

SADEGHI, M.; NEMATI, A.; GHAVIMI, A.; YARI, M. Thermodynamic analysis and multi-objective optimization of various ORC (organic Rankine cycle) configurations using zeotropic mixtures. *Energy*, v. 109, p. 791-802, 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.05.022.

SÁNCHEZ DELGADO, Mónica. Desarrollo y validación de un modelo para la simulación de sistemas de electrólisis alcalina para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables. 2019. Tese (Doutorado) – Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, 2019. DOI: 10.20868/UPM.thesis.62567.

SANTARELLI, M. G.; TORCHIO, M. F. Experimental analysis of the effects of the operating variables on the performance of a single PEMFC. *Energy Conversion and Management*, v. 48, n. 1, p. 40-51, 2007.

SANTIZO HERNÁNDEZ, Mauro Fernando. Comparación del funcionamiento de equipo de

aire acondicionado mediante refrigerante R-22 con refrigerantes ecológicos. 2020. Trabalho de Graduação – Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala, 2020. Disponível em: <http://www.repositorio.usac.edu.gt/15506/1/Mauro%20Fernando%20Santizo%20Hern%C3%A1ndez.pdf>. Acesso em: 25 set. 2025.

SENZA. Producción de hidrógeno a partir de electrólisis. 2025. Disponível em: <https://senzahydrogen.com/es/hydrogen-production-from-electrolysis/>. Acesso em: 27 set. 2025.

SHOKATI, Naser; RANJBAR, Faramarz; YARI, Mortaza. Comparative and parametric study of double flash and single flash/ORC combined cycles based on exergoeconomic criteria. *Applied Thermal Engineering*, v. 91, p. 479-495, 2015. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2015.08.031.

SONG, S. et al. One-step synthesis of heterostructural MoS<sub>2</sub>-(FeNi)<sub>9</sub>S<sub>8</sub> on Ni-Fe foam synergistically boosting for efficient fresh/seawater electrolysis. *ACS Applied Energy Materials*, v. 5, n. 2, p. 1810-1821, 2022.

SONG, Z. et al. High-performance ammonium cobalt phosphate nanosheet electrocatalyst for alkaline saline water oxidation. *Advanced Science*, v. 8, n. 14, p. 2100498, 2021.

TALESH, S. S. et al. Thermodynamic performance analysis and optimization of a power and hydrogen generation system based on geothermal flash, dual-pressure organic Rankine cycle using zeotropic mixtures and PEM electrolyzer. Preprint, out. 2020. DOI: 10.21203/rs.3.rs-87960/v1.

THE WHITE HOUSE. Putting America first in international environmental agreements. Washington, DC: The White House, 20 jan. 2025. Acesso em: 22 abr. 2026.

THE WHITE HOUSE. Withdrawing the United States from international organizations, conventions, and treaties that are contrary to the interests of the United States. Washington, DC: The White House, 7 jan. 2026. Acesso em: 22 abr. 2026.

THINKGEOENERGY. Los 10 principales países geotérmicos en 2023: capacidad instalada de generación de energía. 2023. Disponível em: <https://www.piensageotermia.com/los-10-principales-paises-geotermicos-de-thinkgeoenergy-en-2023-capacidad-instalada-de-generacion-de-energia/>. Acesso em: 20 set. 2025.

TODO INGENIERÍAS. Comparativa de energía geotérmica de alta y baja temperatura. 2020. Disponível em: <https://todoingenierias.com/comparativa-de-energia-geotermica-de-alta-y-baja-temperatura/>. Acesso em: 3 fev. 2026.

TODO INGENIERÍAS. Infraestructura necesaria para una planta geotérmica eficiente. 2023. Disponível em: <https://todoingenierias.com/infraestructura-necesaria-para-una-planta-geotermica-eficiente/>. Acesso em: 22 set. 2025.

TURCOTTE, D. L.; SCHUBERT, G. Geodynamics. 2. ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2002.

TURNER, J. A. Sustainable hydrogen production. *Science*, v. 305, p. 972-974, 2004.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Enhanced geothermal system (EGS) fact sheet. Washington, DC: DOE, 2016. (DOE/EE-0785). Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/05/f31/EGS%20Fact%20Sheet%20May%202016.pdf>. Acesso em: 8 set. 2025.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Hydrogen shot: water electrolysis technology assessment. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2024. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-12/hydrogen-shot-water-electrolysis-technology-assessment.pdf>. Acesso em: 28 abr. 2026.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Nearly half of U.S. geothermal power capacity came online in the 1980s. Washington, DC: EIA, 2019. Acesso em: 27 abr. 2026.

UYSAL, S. et al. Investigation of hydrogen production potential from different natural water sources in Turkey. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 46, n. 61, p. 31097-31107, 2021.

WANG, H. Y. et al. An overview and recent advances in electrocatalysts for direct seawater splitting. *Frontiers of Chemical Science and Engineering*, v. 15, p. 1408-1426, 2021.

WHITE, D. E. Characteristics of geothermal resources. In: KRUGER, P.; OTTE, C. (org.). *Geothermal energy: resources, production, stimulation*. Stanford: Stanford University Press, 1973. cap. 4.

WILSON, D. P.; RICHARD, R. G. Determination of refrigerant lower flammability limits in

compliance with proposed addendum p to standard 34. ASHRAE Transactions, v. 108, p. 739-755, 2002.

YANG, F. et al. A durable and efficient electrocatalyst for saline water splitting with current density exceeding 2000 mA cm<sup>-2</sup>. *Advanced Functional Materials*, v. 31, n. 21, p. 2010367, 2021.

YARI, M. Exergetic analysis of various types of geothermal power plants. *Renewable Energy*, v. 35, n. 1, p. 112-121, 2010. DOI: 10.1016/j.renene.2009.07.023.

YILMAZ, C.; KANOGLU, M.; ABUSOGLU, A. Exergetic cost evaluation of hydrogen production powered by combined flash-binary geothermal power plant. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 40, n. 40, p. 14021-14030, 2015.

YILMAZ, C.; KANOGLU, M.; BOLATTURK, A.; GADALLA, M. Economics of hydrogen production and liquefaction by geothermal energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 37, n. 2, p. 2058-2069, 2012. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.06.037.

YU, Z. Y. et al. Clean and affordable hydrogen fuel from alkaline water splitting: past, recent progress, and future prospects. *Advanced Materials*, v. 33, n. 31, p. 2007100, 2021.

ZARE, V. A comparative exergoeconomic analysis of different ORC configurations for binary geothermal power plants. *Energy Conversion and Management*, v. 105, p. 127-138, 2015. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.07.073.

ZARROUK, S. J.; MOON, H. Efficiency of geothermal power plants: a worldwide review. *Geothermics*, v. 51, p. 142-153, 2014. DOI: 10.1016/j.geothermics.2013.11.001.

ZEYGHAMI, Mehdi. Performance analysis and binary working fluid selection of combined flash-binary geothermal cycle. *Energy*, v. 88, p. 765-774, 2015. DOI: 10.1016/j.energy.2015.05.092.

ZEYGHAMI, Mehdi; NOURALIEE, Javad. Effect of different binary working fluids on performance of combined flash binary cycle. In: *WORLD GEOTHERMAL CONGRESS, 2015, Melbourne. Proceedings...* Melbourne: [s. n.], 19-25 abr. 2015. p. 1-12. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/281032730\\_Effect\\_of\\_Different\\_Binary\\_Working\\_Fluids\\_on\\_Performance\\_of\\_Combined\\_Flash\\_Binary\\_Cycle](https://www.researchgate.net/publication/281032730_Effect_of_Different_Binary_Working_Fluids_on_Performance_of_Combined_Flash_Binary_Cycle). Acesso em: 4 fev. 2026.

ZHANG, J. et al. Performance analysis of regenerative organic Rankine cycle (RORC) using the pure working fluid and the zeotropic mixture over the whole operating range of a diesel engine. *Energy Conversion and Management*, v. 84, p. 282-294, 2014.

DATOSMACRO. Precio del petróleo OPEP por barril 2026. *Datosmacro.com*, 2026. Disponível em: <https://datosmacro.expansion.com/materias-primas/opec>. Acesso em: 2 jun. 2025.

EL FINANCIERO. ‘El mayor desafío climático’: ¿Qué implica la salida de Trump de organismos contra el calentamiento global? *El Financiero*, México, 8 jan. 2026. Disponível em: <https://www.elfinanciero.com.mx/mundo/2026/01/08/donald-trump-saca-a-estados-unidos-de-66-grupos-de-cooperacion-contra-el-cambio-climatico-que-significa-para-el-calentamiento-global/>. Acesso em: 2 feb. 2026.

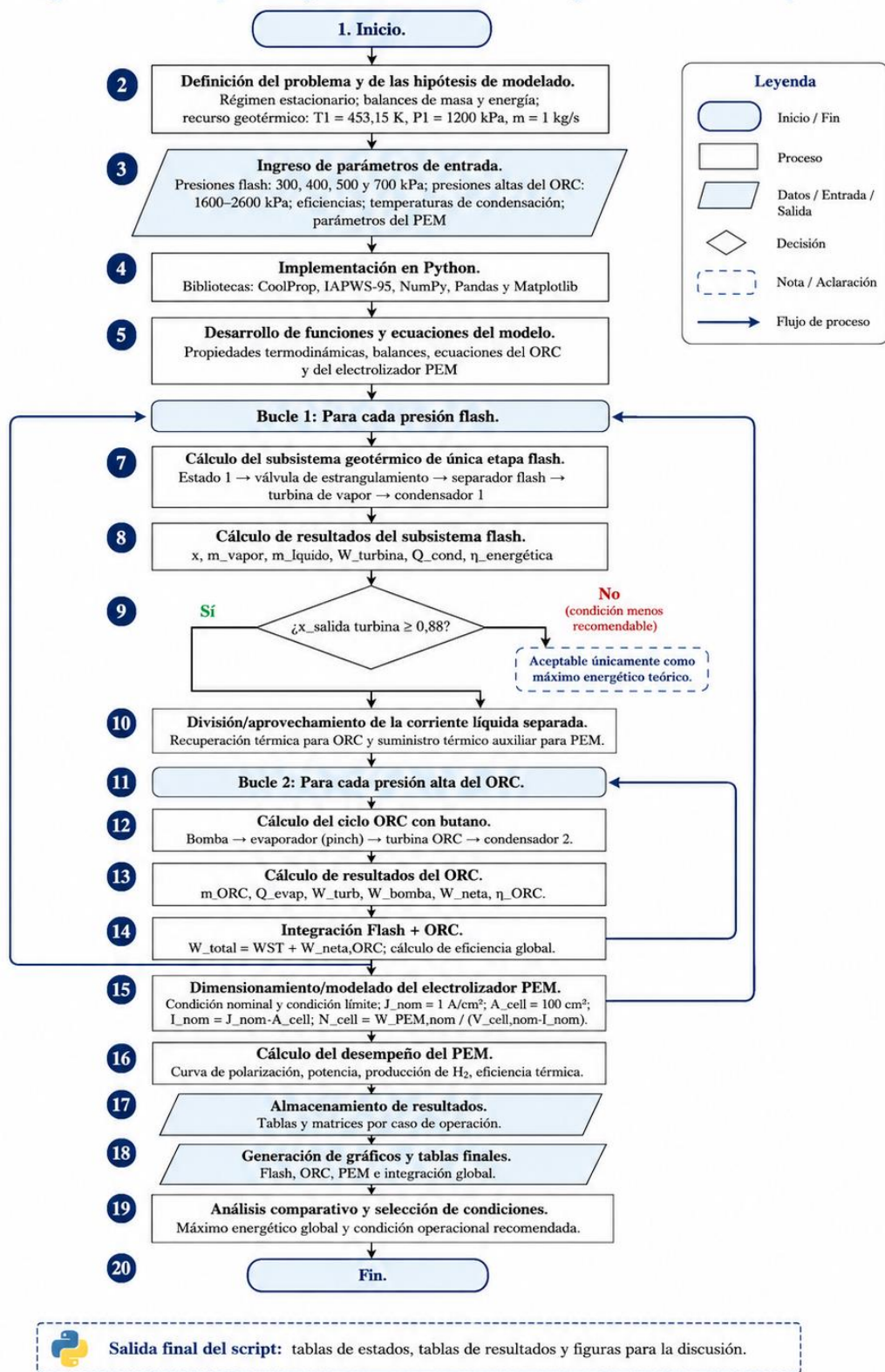
EUROPEAN COMMISSION. European Climate Law. Brussels: European Commission, 2025. Disponível em: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-climate-law\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-climate-law_en). Acesso em: 8 abr. 2026.

FEDEMADERAS. La historia de las emisiones de dióxido de carbono. Bogotá: Federación Nacional de Industriales de la Madera, 13 jun. 2024. Disponible en: sitio web de FEDEMADERAS. Acesso en: 4 jun. 2026.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Hydrogen Storage. Washington, DC: U.S. Department of Energy, [s.d.]. Disponible en: portal del U.S. Department of Energy. Acesso en: 5 jun. 202

## 8. ANEXOS

Procedimiento computacional en Python para el modelado del sistema integrado Flash-ORC-PEM.



Fuente: Autoría propia, 2026.

Figura 1. Propiedades de fluidos de trabajo.

Fluid	$T_{cr}$ (K)	$P_{cr}$ (MPa)	MM (g/mol)	D (kg/m <sup>3</sup> )	$C_p$ (kJ/kg K)	C (W/m K)	ODP	GWP (year)	Type ( $\frac{dT}{ds}$ )
Pentane	469.7	3.37	72.149	556.04	2.64	0.091	0	2	Dry
Butane	425.13	3.80	58.122	490.23	2.92	0.082	0	3	Dry

Fuente: Adaptado de Elesh, 2023.

## 9. APÉNDICE

Resultado de análisis termodinámico punto a punto a diferentes presiones del subsistema simple flash.

Tabla 11. Estados del ciclo geotérmico simple flash a una presión de 300 KPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
1	453.15	1,200	763.15	2.13	1	liquido comprimido
2	406.67	300	763.15	2.16	1	mezcla bifásica
3	406.67	300	2,724.88	6.99	0.093243	vapor saturado
4	406.67	300	561.42	1.67	0.906757	liquido saturado
5	342.24	30	2,413.89	7.15	0.093243	mezcla bifásica
6	342.24	30	289.27	0.944	0.093243	liquido saturado
20	293.15	1,500	85.32	0.296	1.213015	liquido comprimido
21	332.24	1,500	248.63	0.819	1.213015	liquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 12. Estados del ciclo geotérmico simple flash a una presión de 400 KPa

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
1	453.15	1,200	763.15	2.13	1	liquido comprimido
2	416.75	400	763.15	2.15	1	mezcla bifásica
3	416.75	400	2,738.05	6.89	0.074294	vapor saturado
4	416.75	400	604.65	1.77	0.925706	liquido saturado
5	342.24	30	2387.90	6.89	0.074294	mezcla bifásica
6	342.24	30	289.27	0.944	0.074294	liquido saturado
20	293.15	1,500	85.32	0.296	0.954683	liquido comprimido
21	332.24	1,500	248.63	0.819	0.954683	liquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 13. Estados del ciclo geotérmico simple flash a una presión de 500 KPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
1	453.15	1200	763.15	2.13	1	liquido comprimido
2	424.98	500	763.15	2.14	1	mezcla bifásica
3	424.98	500	2,748.10	6.82	0.058381	vapor saturado

4	424.98	500	640.08	1.86	0.941619	liquido saturado
5	342.24	30	2,367.64	7.01	0.058381	mezcla bifásica
6	342.24	30	2,367.64	0.944	0.058381	liquido saturado
20	293.15	1,500	85.32	0.296	0.742955	liquido comprimido
21	332.24	1,500	248.63	0.819	0.742955	liquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 14. Estados del ciclo geotérmico simple flash a una presión de 700 KPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
1	453.15	1200	763.15	2.13	1	liquido comprimido
2	438.09	700	763.15	2.14	1	mezcla bifásica
3	438.09	700	2,762.75	6.70	0.032023	vapor saturado
4	438.09	700	697.00	1.99	0.967977	liquido saturado
5	342.24	30	2,336.79	6.92	0.032023	mezcla bifásica
6	342.24	30	289.27	0.94	0.032023	liquido saturado
20	293.15	1,500	85.32	0.29	0.401475	liquido comprimido
21	332.24	1,500	248.63	0.81	0.401475	liquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Figura 2. Diagrama T-s del subsistema simple flash a 300 kPa.

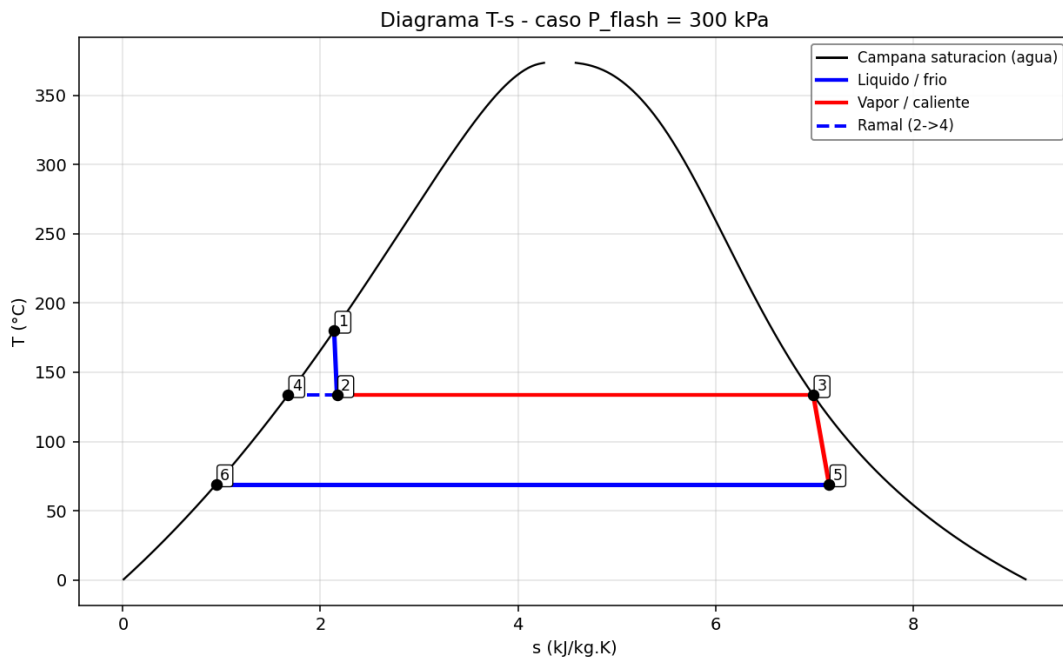
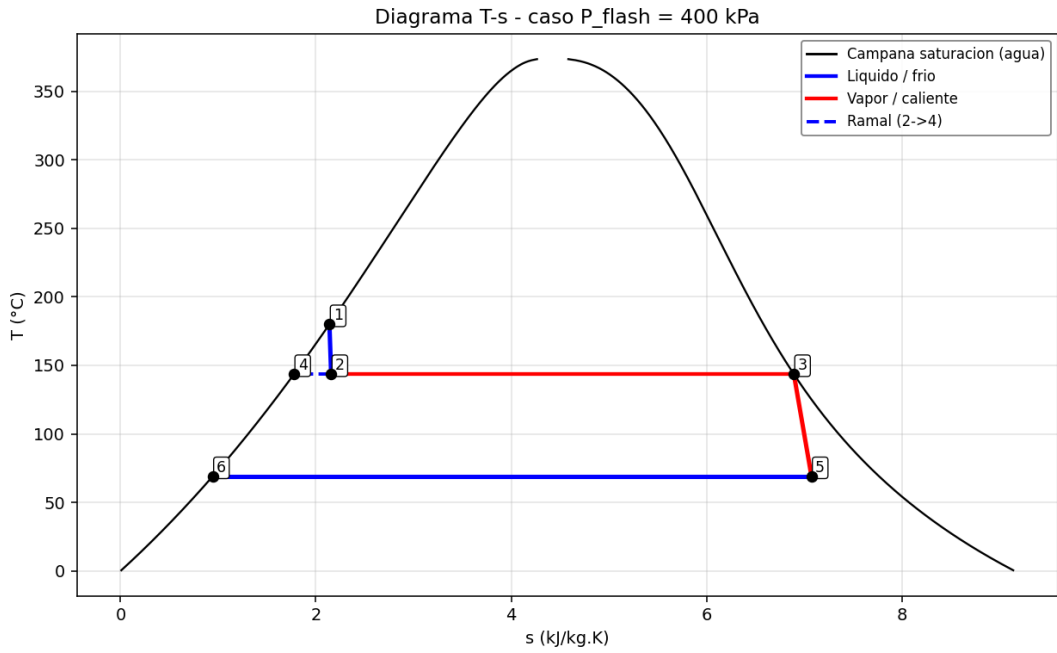
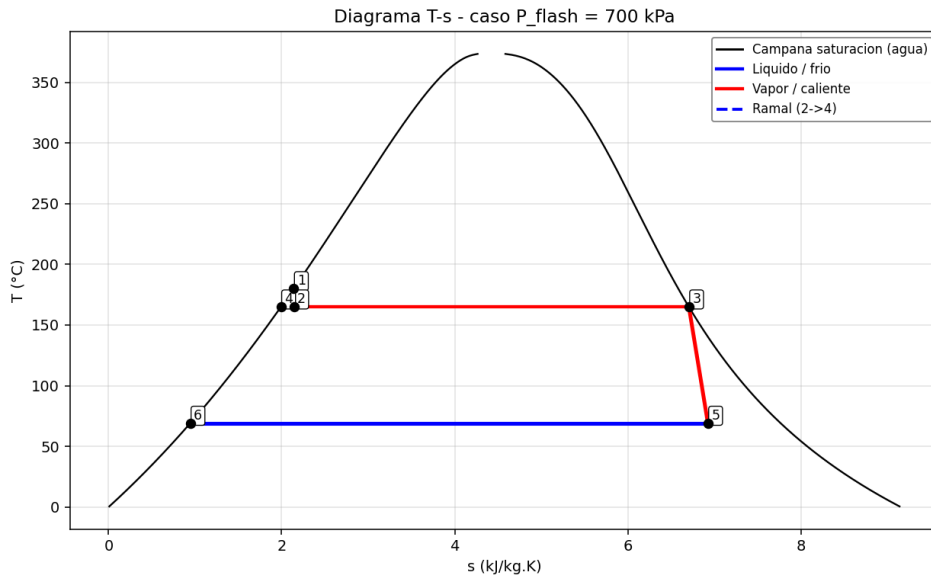


Figura 3. Diagrama T-s del subsistema simple flash a 400 kPa.



Fuente: autoría propia, (2026).

Figura 4. Diagrama T-s del subsistema simple flash a 700 kPa.



Fuente: autoría propia, (2026).

**Resultados del análisis termodinámico punto a punto del subsistema ORC.**

Tabla 15. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 300 kPa y a una presión de operación de 1600 kPa

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
4-a	406.65	300	561.42	1.67	0.906439	Mezcla bifásica
7	363.25	300	377.93	1.19	0.906439	Liquido comprimido
10	313.85	1600	299.40	1.33	0.384558	Liquido comprimido

<b>11</b>	378.55	1600	731.89	2.52	0.384558	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	332.75	378.45	680.24	2.54	0.384558	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.5	296.81	1.32	0.384558	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	3.529666	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	3.529666	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 16. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 300 kPa y a una presión de operación de 1800 kPa

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	406.65	300	561.42	1.67	0.906439	Mezcla bifásica
<b>7</b>	371.43	300	412.10	1.28	0.906439	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.03	1800	299.82	1.33	0.308291	Líquido comprimido
<b>11</b>	384.8	1800	738.85	2.52	0.308291	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	334.25	378.48	683.01	2.55	0.308291	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.48	296.81	1.32	0.308291	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	2.850043	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	2.850043	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 17. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 300 kPa y a una presión de operación de 2,000 kPa

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	406.67	300	561.42	1.67	0.906439	Mezcla bifásica
<b>7</b>	379.95	300	448.04	1.38	0.906439	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.15	2,000	300.24	1.33	0.231194	Líquido comprimido
<b>11</b>	390.52	2,000	744.79	2.53	0.231194	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	335.41	378.48	685.27	2.56	0.231194	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	348.48	296.81	1.32	0.231194	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	2.149859	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	2.149859	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 18. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 300 kPa y a una presión de operación de 2200 kPa

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	406.67	300	561.42	1.67	0.906439	Mezcla bifásica
<b>7</b>	388.81	300	485.51	1.48	0.906439	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.27	2,200	300.66	1.33	0.153192	Líquido comprimido
<b>11</b>	395.81	2,200	749.82	2.53	0.153192	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	336.32	378.48	687.07	2.56	0.153192	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.48	296.81	1.32	0.153192	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	1.431100	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	1.431100	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 19. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 300 kPa y a una presión de operación de 2,400 kPa

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	406.67	300	561.42	1.67	0.906439	Mezcla bifásica
<b>7</b>	398.23	300	525.49	1.58	0.906439	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.4	2,400	301.09	1.33	0.071918	Líquido comprimido
<b>11</b>	400.75	2,400	753.99	2.53	0.071918	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	336.99	378.48	688.39	2.57	0.071918	Vapor sobrecalentado

13	313.15	378.48	296.81	1.32	0.071918	Líquido saturado
18	293.15	1,500	85.32	0.296	0.67412	Líquido comprimido
19	303.15	1,500	127.09	0.436	0.674127	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 20. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 1,600 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
4-a	416.75	400	604.65	1.77	0.925448	Mezcla bifásica
7	356.56	400	349.62	1.11	0.925448	Líquido comprimido
10	313.91	1,600	299.40	1.33	0.545706	Líquido comprimido
11	378.59	1600	731.89	2.52	0.545706	Vapor sobrecalentado
12	334.4	378.48	680.24	2.54	0.545706	Vapor sobrecalentado
13	313.15	378.48	296.81	1.32	0.545706	Líquido saturado
18	293.15	1,500	85.32	0.29	5.008768	Líquido comprimido
19	303.15	1,500	85.32	0.43	5.008768	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 21. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 1,800 kPa

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
4-a	416.75	400	604.65	1.77	0.925448	Mezcla bifásica
7	363.61	400	379.24	1.19	0.925448	Líquido comprimido
10	314.03	1,800	299.82	1.33	0.475159	Líquido comprimido
11	384.8	1,800	738.85	2.52	0.475159	Vapor sobrecalentado
12	334.25	378.48	683.01	2.55	0.475159	Vapor sobrecalentado
13	313.15	378.48	296.81	1.32	0.475159	Líquido saturado
18	293.15	1,500	85.32	0.296	4.392690	Líquido comprimido
19	303.15	1,500	127.09	0.436	4.392690	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 22. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 2,000 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
4-a	416.75	400	604.65	1.77	0.925448	Mezcla bifásica
7	370.15	400	410	1.28	0.925448	Líquido comprimido
10	314.15	2,000	300.24	1.33	0.405220	Líquido comprimido
11	390.52	2,000	744.79	2.53	0.405220	Vapor sobrecalentado
12	335.41	378.48	685.27	2.56	0.405220	Vapor sobrecalentado
13	313.15	378.48	296.81	1.32	0.405220	Líquido saturado
18	293.15	1,500	85.32	0.296	3.768118	Líquido comprimido
19	303.15	1,500	127.09	0.436	3.768118	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 23. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 2,200 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
4-a	416.75	400	604.65	1.77	0.925448	Mezcla bifásica
7	378.48	400	441.90	1.36	0.925448	Líquido comprimido
10	314.27	2,200	300.66	1.33	0.335331	Líquido comprimido
11	395.81	2,200	749.82	2.53	0.335331	Vapor sobrecalentado
12	336.32	378.48	687.07	2.56	0.335331	Vapor sobrecalentado
13	313.15	378.48	296.81	1.32	0.335331	Líquido saturado
18	293.15	1,500	85.32	0.296	3.132614	Líquido comprimido
19	303.15	1,500	127.09	0.436	3.132614	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 24. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 2,400 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
4-a	416.75	400	604.65	1.77	0.925448	Mezcla bifásica
7	386.52	400	475.88	1.45	0.925448	Líquido comprimido
10	314.4	2,400	301.09	1.33	0.263114	Líquido comprimido
11	400.75	2,400	753.99	2.53	0.263114	Vapor sobrecalentado
12	336.99	378.48	688.39	2.57	0.263114	Vapor sobrecalentado
13	313.15	378.48	296.81	1.32	0.263114	Líquido saturado
18	293.15	1,500	85.32	0.296	2.466314	Líquido comprimido
19	303.15	1,500	127.09	0.436	2.466314	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 25. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 400 kPa y a una presión de operación de 2,600 kPa

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
4-a	416.75	400	604.65	1.77	0.925448	Mezcla bifásica
7	395.03	400	511.95	1.54	0.925448	Líquido comprimido
10	314.52	2,600	301.51	1.33	0.188201	Líquido comprimido
11	405.38	2,600	757.34	2.54	0.188201	Vapor sobrecalentado
12	337.42	378.48	689.24	2.57	0.188201	Vapor sobrecalentado
13	313.15	378.48	296.81	1.32	0.188201	Líquido saturado
18	293.15	1,500	85.32	0.296	1.767927	Líquido comprimido
19	303.15	1,500	127.09	0.436	1.767927	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 26. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 1,600 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
4-a	424.98	500	640.08	1.86	0.941396	Mezcla bifásica
7	351.04	500	326.54	1.05	0.941396	Líquido comprimido
10	313.91	1,600	299.40	1.33	0.682472	Líquido comprimido
11	378.59	1,600	731.89	2.52	0.682472	Vapor sobrecalentado
12	332.84	378.48	680.24	2.54	0.682472	Vapor sobrecalentado
13	313.15	378.48	296.81	1.32	0.682472	Líquido saturado
18	293.15	1,500	85.32	0.296	6.264077	Líquido comprimido
19	303.15	1,500	127.09	0.436	6.264077	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 27. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 1,800 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
4-a	424.98	500	640.08	1.86	0.941396	Mezcla bifásica
7	357.18	500	352.32	1.12	0.941396	Líquido comprimido
10	314.03	1,800	299.82	1.33	0.617035	Líquido comprimido
11	384.8	1,800	738.85	2.52	0.617035	Vapor sobrecalentado
12	334.25	378.48	683.01	2.55	0.617035	Vapor sobrecalentado
13	313.15	378.48	296.81	1.32	0.617035	Líquido saturado
18	293.15	1,500	85.32	0.296	5.704281	Líquido comprimido
19	303.15	1,500	127.09	2.097	5.704281	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 28. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 2,000 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
--------	-------	-------	----------	------------	------------------	--------

<b>4-a</b>	424.98	500	640.08	1.86	0.941396	Mezcla bifásica
<b>7</b>	363.5	500	378.84	1.19	0.941396	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.15	2,000	300.24	1.33	0.553203	Líquido comprimido
<b>11</b>	390.52	2,000	744.79	2.53	0.553203	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	335.41	378.48	685.27	2.56	0.553203	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.48	296.81	1.32	0.553203	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	5.144210	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	5.144210	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 29. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 2,200 kPa

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	424.98	500	640.08	1.86	0.941396	Mezcla bifásica
<b>7</b>	369.99	500	406.18	1.27	0.941396	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.27	2,200	300.66	1.33	0.490237	Líquido comprimido
<b>11</b>	395.81	2,200	749.82	2.53	0.490237	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	336.32	378.48	687.07	2.56	0.490237	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.48	296.81	1.32	0.490237	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	4.579722	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	4.579722	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 30. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 2,400 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	424.98	500	640.08	1.86	0.941396	Mezcla bifásica
<b>7</b>	376.89	500	435.25	1.34	0.941396	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.4	2,400	301.09	1.33	0.425746	Líquido comprimido
<b>11</b>	400.75	2,400	753.99	2.53	0.425746	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	336.99	378.48	688.39	2.57	0.425746	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.48	296.81	1.32	0.425746	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	3.99	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	3.99	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 31. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 500 kPa y a una presión de operación de 2,600 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	424.98	500	640.08	1.86	0.941396	Mezcla bifásica
<b>7</b>	384.09	500	465.68	1.42	0.941396	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.52	2,600	301.51	1.33	0.360168	Líquido comprimido
<b>11</b>	405.38	2,600	757.34	2.54	0.360168	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	337.42	378.48	64.27	2.57	0.360168	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.48	296.81	1.32	0.360168	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	3.38	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	3.38	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 32. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 1,600 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	438.09	700	697.001	1.99	0.967794	Mezcla bifásica
<b>7</b>	342.2	700	289.65	0.943	0.967794	Líquido comprimido
<b>10</b>	313.15	1,600	299.40	1.33	0.911509	Líquido comprimido
<b>11</b>	378.59	1,600	731.89	2.52	0.911509	Vapor sobrecalentado

<b>12</b>	332.84	378.48	680.24	2.54	0.911509	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.48	296.81	1.32	0.911509	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	8.366294	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	8.366294	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 33. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 1,800 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	438.09	700	697.001	1.99	0.967794	Mezcla bifásica
<b>7</b>	346.85	700	309.13	0.999	0.967794	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.03	1,800	299.82	1.33	0.855008	Líquido comprimido
<b>11</b>	384.8	1,800	738.85	2.52	0.855008	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	334.25	378.48	683.01	2.55	0.855008	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.48	296.81	1.32	0.855008	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	7.904267	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	7.904267	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 34. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 2,000 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	438.09	700	697.001	1.99	0.967794	Mezcla bifásica
<b>7</b>	351.55	700	328.85	1.05	0.967794	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.15	2,000	300.24	1.33	0.801461	Líquido comprimido
<b>11</b>	390.52	2,000	744.79	2.53	0.801461	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	335.41	378.48	685.27	2.56	0.801461	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.48	296.81	1.32	0.801461	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	7.452748	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	7.452748	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 35. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 2,200 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	438.09	700	697.001	1.99	0.967794	Mezcla bifásica
<b>7</b>	356.36	700	349.02	1.11	0.967794	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.27	2,200	300.66	1.33	0.749781	Líquido comprimido
<b>11</b>	395.81	2,200	749.82	2.53	0.749781	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	336.32	378.48	687.07	2.56	0.749781	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.48	296.81	1.32	0.749781	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	7.004346	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	7.004346	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 36. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 2,400 kPa.

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
<b>4-a</b>	438.09	700	697.001	1.99	0.967794	Mezcla bifásica
<b>7</b>	361.37	700	370.04	1.17	0.967794	Líquido comprimido
<b>10</b>	314.4	2,400	301.09	1.33	0.698655	Líquido comprimido
<b>11</b>	400.75	2,400	753.99	2.53	0.698655	Vapor sobrecalentado
<b>12</b>	336.99	378.48	688.39	2.57	0.698655	Vapor sobrecalentado
<b>13</b>	313.15	378.48	296.81	1.32	0.698655	Líquido saturado
<b>18</b>	293.15	1,500	85.32	0.296	6.548874	Líquido comprimido
<b>19</b>	303.15	1,500	127.09	0.436	6.548874	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 37. Estados termodinámicos del ciclo ORC con una presión flash de 700 kPa y a una presión de operación de 2,600 kPa.

Estado	T (k)	P KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	Region
4-a	438.09	700	697.001	1.99	0.967794	Mezcla bifásica
7	366.45	700	391.42	1.23	0.967794	Líquido comprimido
10	314.52	2,600	301.51	1.33	0.64878	Líquido comprimido
11	405.38	2,600	757.34	2.54	0.64878	Vapor sobrecalentado
12	337.42	378.48	689.24	2.57	0.64878	Vapor sobrecalentado
13	313.15	378.48	296.81	1.32	0.64878	Líquido saturado
18	293.15	1,500	85.32	0.296	6.094578	Líquido comprimido
19	303.15	1,500	127.09	0.436	6.094578	Líquido comprimido

Fuente: autoría propia, (2026).

### Resultados del análisis termodinámico punto a punto del subsistema PEM.

Tabla 38. Estados termodinámicos del subsistema PEM - pflash = 300 kPa

Estado	T (k)	P KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	fluido
4-b	406.67	300	561.43	1.672	0.00031807	Agua
8	363.15	300	377.22	1.193	0.00031807	Agua
14	293.15	100	84.01	0.296	0.00023339	Agua
15	353.15	100	335.05	1.076	0.00023339	agua
16	353.15	100	4,722.73	55.86	0.00000522	H2/gas
17	353.15	100	321.85	6.567	0.00004145	O2/gas
18	353.15	100	335.05	1.076	0.00018671	agua no reaccionada / recirculada

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 39. Estados termodinámicos del subsistema PEM - pflash = 400 kPa

Estado	T (k)	P KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	fluido
4-b	416.76	400	604.65	1.776	0.00025770	Agua
8	363.15	400	377.29	1.193	0.00025770	Agua
14	293.15	100	84.01	0.296	0.00023339	Agua
15	353.15	100	335.05	1.076	0.00023339	Agua
16	353.15	100	4,722.73	55.86	0.00000522	H2/gas
17	353.15	100	321.85	6.567	0.00004145	O2/gas
18	353.15	100	335.05	1.076	0.00018671	Agua no reaccionada/ recirculada

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 40. Estados termodinámicos del subsistema PEM - pflash = 500 kPa

Estado	T (k)	P KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	$\dot{m}$ (kg/s)	fluido
4-b	424.98	500	640.09	1.860	0.00022303	Agua
8	363.15	500	377.37	1.193	0.00022303	Agua
14	293.15	100	84.01	0.296	0.00023339	Agua
15	353.15	100	335.05	1.076	0.00023339	Agua
16	353.15	100	4,722.73	55.865	0.00000522	H2/gas
17	353.15	100	321.85	6.567	0.00004145	O2/gas
18	353.15	100	335.05	1.076	0.00018671	Agua no reaccionada/ recirculada

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 41. Estados termodinámicos del subsistema PEM - pflash = 700 kPa

Estado	T (k)	P_KPa	h(kj/kg)	s(kj/kg.k)	ṁ (kg/s)	fluido
4-b	438.10	700	697.00	1.992	0.0001834	Agua
8	363.15	700	377.53	1.192	0.0001834	Agua
14	293.15	100	84.01	0.296	0.0002333	Agua
15	353.15	100	335.05	1.076	0.0002333	Agua
16	353.15	100	4,722.73	55.865	0.0000052	H2/gas
17	353.15	100	321.85	6.567	0.0000414	O2/gas
18	353.15	100	335.05	1.076	0.0001867	Agua no reaccionada/ recirculada

Fuente: autoría propia, (2026).

Tabla 42. Resultados de potencia neta del sistema integrado.

P flahs (kPa)	P op-ORC (kPa)	W_ST Flash (kW)	W_Turb_ORC (kW)	W-Bomba (kW)	W- total-Neta (kW)	Participación-ORC neta (%)
300	1600	28.99	19.86	0.99	47.85	39.42
300	1800	28.99	17.21	0.92	45.27	35.97
300	2000	28.99	13.76	0.79	41.95	30.90
300	2200	28.99	9.61	0.59	38.01	23.73
300	2400	28.99	4.71	0.30	33.40	13.20
400	1600	26.01	28.18	1.41	52.78	50.72
400	1800	26.01	26.53	1.42	51.11	49.11
400	2000	26.01	24.11	1.39	48.73	46.63
400	2200	26.01	21.04	1.29	45.76	43.16
400	2400	26.01	17.26	1.12	42.14	38.28
400	2600	26.01	12.81	0.88	37.94	31.45
500	1600	22.21	35.25	1.76	55.69	60.12
500	1800	22.21	34.45	1.85	54.81	59.47
500	2000	22.21	32.92	1.89	53.23	58.28
500	2200	22.21	30.76	1.88	51.08	56.52
500	2400	22.21	27.92	1.81	48.32	54.03
500	2600	22.21	24.52	1.69	45.04	50.69
700	1600	13.64	47.08	2.35	58.36	76.63
700	1800	13.64	47.74	2.57	58.81	76.80
700	2000	13.64	47.70	2.74	58.59	76.72
700	2200	13.64	47.05	2.88	57.80	76.40
700	2400	13.64	45.83	2.98	56.48	75.85
700	2600	13.64	44.18	3.04	54.77	75.09

Fuente: autoría propia, (2026).