



CONAHCYT

CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

TERMODINÁMICA APLICADA Y ENERGÍAS ALTERNAS

TESIS

REPOTENCIACIÓN DE PLANTAS GEOTERMOELÉCTRICAS ACOPLANDO UN CICLO ORC Y UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA MECÁNICA

PRESENTA:

Ing. José Luis Guevara Gómez

ASESOR:

Dr. Carlos Rubio Maya

MORELIA, MICHOACÁN

Abril 2024

Agradecimientos

Primeramente, agradezco a Dios, mis padres, tíos, primos y toda mi familia, por su amor y apoyo brindado en este paso y todos los que he dado para llegar hasta aquí. Gracias por siempre estar a mi lado, apoyándome y compartiendo los éxitos conmigo.

A mi asesor Carlos Rubio Maya, por compartir su conocimiento, consejos, tiempo, confianza y paciencia, a lo largo de esta etapa. Además del gran recibimiento en su grupo de trabajo “Greener”, donde los intercambios de ideas y momentos de risas, hacían de este grupo algo muy especial para mí.

Al Dr. J Jesús Pacheco Ibarra, por siempre estar dispuesto a ayudarme aclarando dudas, aportando sugerencias y comentarios muy acertados para el desarrollo de la tesis.

A mis profesores de posgrado incluidos mis sinodales, por sus grandes enseñanzas, consejos y apoyo brindados en este corto pero satisfactorio proceso.

Gracias a todos mis amigos, que a pesar de nuestras nuevas responsabilidades de adultos, podemos reunirnos de vez en cuando y apoyarnos entre nosotros en momentos que lo necesitemos.

Agradezco al Consejo Nacional de Humanidades Ciencia y Tecnología (CONAHCYT) por el apoyo brindado a lo largo del posgrado.

A la Facultad de Ingeniería Mecánica (FIM) de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH), por abrirme las puertas y formarme como profesional.

Finalmente, agradezco a Alexandra Asanovna Elbakyan, creadora del sitio web Sci-Hub.

Gracias a todos.

Resumen

En los últimos años, la generación de electricidad a través de energías renovables ha sido una gran opción para combatir la actual crisis medio ambiental y energética a nivel mundial, dándose así el desarrollo de nuevas y más eficientes tecnologías en esta área. Uno de los inconvenientes que presentan algunas de estas energías es la intermitencia de su recurso, sin embargo, fuentes de energía como la geotérmica, siempre está disponible y mantiene un suministro de energía constante, lo que representa una generación eléctrica disponible de carga base. Sin embargo, teniendo en cuenta la gran inversión inicial que conlleva una planta geotermoeléctrica, varias investigaciones proponen diferentes métodos para un mejor aprovechamiento del recurso geotérmico y hacer más eficiente el proceso de conversión de energía. El método más común ha sido el uso de ciclos de potencia ORC (Organic Rankine Cycle) para aprovechar el calor residual y más recientemente se ha reportado la viabilidad desde el punto de vista técnico de integrar un método alternativo de producción y almacenamiento de hidrógeno, para transitar hacia una generación de energía libre de emisiones de CO₂. La presente investigación tiene por objeto aportar un modelo energético y económico de la repotenciación a dos unidades (de contrapresión y condensación) de plantas geotermoeléctricas de simple flash del campo geotérmico de los Azufres (Michoacán, México), agregando un ORC para generación adicional de electricidad y un electrolizador tipo PEM (Polymer electrolyte membrane) para producción de hidrógeno.

Palabras clave: Electrólisis, energía, geotermia, geotermoeléctrica, hidrógeno.

Abstract

In recent years, the generation of electricity through renewable energies has been a great option to combat the current environmental and energy crisis worldwide, thus leading to the development of new and more efficient technologies in this area. One of the drawbacks that some of these energies present is the intermittency of their resource. However, the geothermal energy is always available and maintains a constant energy supply, which represents available base load electrical generation. However, taking into account the large initial investment that a geothermal plant entails, several investigations propose different methods for better use of the geothermal resource and make these plants more efficient. The most common method has been the use of ORC (Organic Rankine Cycle) power cycles to take advantage of residual heat and more recently the feasibility from the technical point of view of integrating an alternative method of hydrogen production and storage has been reported, to move towards energy generation free of CO₂ emissions. The purpose of this research is to provide a thermodynamic and economic model of the repowering of two units (backpressure and condensation) of simple flash geothermoelectric plants of Los Azufres geothermal field in Mexico, adding an ORC for additional generation of electricity and an electrolyzer type PEM (Polymer electrolyte membrane) for hydrogen production.

Key words: Electrolysis, energy, geothermal, geothermoelectric, hydrogen.

Índice general

Agradecimientos	I
Resumen.....	II
Abstract	III
Índice general.....	IV
Índice de tablas	VI
Índice de figuras	VII
Índice de anexos.....	VIII
1 Introducción	1
1.1 Situación energética actual	1
1.2 Hidrógeno como vector energético alternativo.....	5
1.3 Electrólisis.....	8
1.4 Producción de hidrógeno con energía geotérmica	8
1.4.1 Plantas geotermoeléctricas.....	9
1.4.2 Estado del arte	11
1.5 Problemática a resolver	13
1.6 Justificación	14
1.7 Objetivos	14
1.8 Hipótesis.....	15
2 Descripción de las plantas geotermoeléctricas para repotenciación	16
2.1 Campo geotérmico de Los Azufres.....	16
2.2 Propuesta de repotenciación	18
2.2.1 Descripción de operación en unidad a contrapresión	20
2.2.2 Descripción de operación en unidad a condensación.....	21
3 Modelado de la planta	23
3.1 Modelo termodinámico	23
3.1.1 Equipos de la planta geotermoeléctrica (unidad U-6)	28
3.1.2 Equipos de la planta geotermoeléctrica (unidad U-13)	31
3.1.3 Componentes del ciclo Rankine orgánico	36
3.1.4 Componentes del electrolizador PEM.....	37
3.2 Modelado electroquímico del electrolizador PEM	39
3.2.1 Voltaje de circuito abierto.....	42
3.2.2 Sobrepotencial de activación	42

3.2.3	Sobrepotencial óhmico	44
3.2.4	Sobrepotencial de concentración	45
3.2.5	Producción de hidrógeno, oxígeno y agua consumida	46
3.3	Análisis económico.....	46
3.3.1	Estimación de costo de los equipos principales.....	47
3.3.2	Estimación de costos de construcción y montaje	49
3.3.3	Costo de inversión anualizado	50
3.3.4	Estimación de costos de operación y mantenimiento	51
3.3.5	Costo nivelado de electricidad	52
3.3.6	Ingresos por venta de electricidad e hidrógeno.....	52
3.3.7	Criterios de viabilidad de un proyecto	53
4	Metodología	55
4.1	Software utilizado	55
4.2	Parámetros de entrada	55
4.3	Suposiciones y condiciones de operación	58
4.4	Implementación de códigos en EES	59
5	Resultados	60
5.1	Resultados del modelo termodinámico	60
5.2	Resultados del modelo termoquímico	63
5.3	Resultados del modelo económico	65
5.3.1	Resultados del caso 1	65
5.3.2	Resultados del caso 2	68
5.3.3	Resultados del caso 3	71
5.3.4	Resultados del caso 4	73
5.3.5	Análisis paramétrico	76
6	Conclusiones y trabajos futuros	78
	Anexos	79
	Referencias.....	129

Índice de tablas

Tabla 3.1. Estimación de costos equipamiento y construcción [72].	49
Tabla 5.1. Recurso geotérmico aprovechado en la turbina y para reinyección.	60
Tabla 5.2. Eficiencias energética y exergética de las plantas U-6 y U-13 con la repotenciación y sin ella.	63
Tabla 5.3. Datos de operación para un electrolizador de 1MW con densidad de corriente de 1.6 A/cm ² .	64
Tabla 5.4. Producción de hidrógeno y consumo de potencia para un electrolizador de 1MW.	65
Tabla 5.5. Caso 1, costo de los equipos, equipamiento, construcción e inversión del primer y segundo periodo.	66
Tabla 5.6. Caso 1, Costo por O&M.	67
Tabla 5.7. Caso 1, LCoE.	67
Tabla 5.8. Caso 1, LCoH.	67
Tabla 5.9. Caso 1, ingresos por la venta de electricidad e hidrógeno al año.	67
Tabla 5.10. Caso 1, indicadores VPN, TIR y PRS.	68
Tabla 5.11. Caso 2, costo de los equipos, equipamiento, construcción e inversión del primer y segundo periodo.	68
Tabla 5.12. Caso 2, Costo por O&M.	69
Tabla 5.13. Caso 2, LCoE.	70
Tabla 5.14. Caso 2, LCoH.	70
Tabla 5.15. Caso 2, ingresos por la venta de electricidad e hidrógeno.	70
Tabla 5.16. Caso 2, indicadores VPN, TIR y PRS.	70
Tabla 5.17. Caso 3, costo de los equipos, equipamiento, construcción e inversión del primer y segundo periodo.	71
Tabla 5.18. Caso 3, Costo por O&M.	72
Tabla 5.19. Caso 3, LCoE.	72
Tabla 5.20. Caso 3, LCoH.	72
Tabla 5.21. Caso 3, ingresos por la venta de electricidad e hidrógeno.	73
Tabla 5.22. Caso 3, indicadores VPN, TIR y PRS.	73
Tabla 5.23. Caso 4, costo de los equipos, equipamiento, construcción e inversión del primer y segundo periodo.	73
Tabla 5.24. Caso 4, Costo por O&M.	75
Tabla 5.25. Caso 4, LCoE.	75
Tabla 5.26. Caso 4, LCoH.	75
Tabla 5.27. Caso 4, ingresos por la venta de electricidad e hidrógeno.	75
Tabla 5.28. Caso 4, indicadores VPN, TIR y PRS.	76

Índice de figuras

Figura 1.1. Producción mundial de energía primaria, 2020 [2].	2
Figura 1.2. Comportamiento del PIB energético de México 2019-2021 en unidades de PJ.	3
Figura 1.3. Datos de producción energética en México, por parte de la SENER.	3
Figura 1.4. Tasa de población total en México, 1910-2020 [7].	4
Figura 1.5. Comportamiento del consumo de energía en México en unidades de PJ.	4
Figura 1.6. Emisiones mundiales de CO2 relacionadas con la energía en Giga toneladas, Gt [12].	6
Figura 1.7. Tipos y tratamientos de producción de hidrógeno [14].	6
Figura 1.8. Demanda global de hidrógeno en Mega toneladas, Mt [16].	7
Figura 1.9. Unidad a contrapresión y condensación [30].	10
Figura 2.1. Ubicación de planta geotermoeléctrica Los Azufres [43].	16
Figura 2.2. Ubicación de campos geotérmicos de México [44].	17
Figura 2.3. Capacidad de energía instalada en los campos geotérmicos de México [45].	17
Figura 2.4. Pozos de producción del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán [49].	18
Figura 2.5. Ciclo de potencia ORC [51].	19
Figura 2.6. Diagrama general de electrolizador tipo PEM. Gas Diffusion Layer (GDL), Membrane Electrode Assembly (MEA) [23].	19
Figura 2.7. Diagrama de repotenciación de la unidad U-6.	21
Figura 2.8. Diagrama de repotenciación de la unidad U-13.	22
Figura 3.1. Diagrama de estado T-s para plantas de simple flash [44].	27
Figura 3.2. Diagrama de planta U-6.	28
Figura 3.3. Diagrama de planta U-13.	32
Figura 3.4. Diagrama del ciclo de potencia ORC.	36
Figura 3.5. Diagrama del electrolizador PEM.	38
Figura 3.6. Esquema de operación de celda de electrolizador tipo PEM [60].	39
Figura 3.7. Variación de índice CEPCI.	48
Figura 4.1. Módulo ORC ENO-40LT [51].	56
Figura 4.2. Electrolizador C10 de 60 kW [87].	57
Figura 4.3. Curva de polarización del modelo estático de electrolizador PEM.	57
Figura 5.1. Distribución del recurso disponible a la salida del separador en la U-6 y U-13.	61
Figura 5.2. Intercambiador de calor del ORC de la U-6 y U-13.	61
Figura 5.3. Intercambiador de calor del electrolizador de la U-6 y U-13.	62
Figura 5.4. Distribución de potencia generada en el ORC U-6 y U-13.	62
Figura 5.5. Tendencia de crecimiento de electrolizador tipo PEM.	64
Figura 5.6. Análisis paramétrico.	77

Índice de anexos

Anexo 1. Características de los electrolizadores AEL, PEM, SOEL y AEM [88].	79
Anexo 2. Utilización de la energía geotérmica para la generación de energía eléctrica [89].	80
Anexo 3. Balances de masa, energía, exergía y eficiencia isentrópica para los equipos de la de la repotenciación en planta de simple flash U-6 [37],[53],[54].	81
Anexo 4. Balances de masa, energía, exergía y eficiencia isentrópica, para los equipos de la de la repotenciación en planta de simple flash, U-13 [37],[53],[54].	83
Anexo 5. Información técnica para el modelo termodinámico.	85
Anexo 6. Información técnica para el modelo termoquímico	86
Anexo 7. Costos de equipos para el modelo económico (USD)	87
Anexo 8. Costo de electricidad e hidrógeno en el mercado.	87
Anexo 9. Índice de costos CEPCI [101],[102].	88
Anexo 10. Código EES de la curva de polarización.	89
Anexo 11. Código EES de la planta U-6	91
Anexo 12. Código EES de la planta U-13.	104
Anexo 13. Estados termodinámicos U-6.	126
Anexo 14. Estados termodinámicos U-13.	127
Anexo 15. Flujos de costo de los cuatro casos para un periodo de 20 años.	128

1 Introducción

1.1 Situación energética actual

La producción de energía de un país es esencial para el desarrollo de las actividades productivas y la transformación social; por ello, es importante proveer un suministro confiable que permita llevar a cabo las diferentes actividades del sector económico [1]. El crecimiento de la demanda máxima y consumo de energía están sujetos a factores como:

- Crecimiento económico
- Crecimiento poblacional
- Estacionalidad (factores climáticos)
- Precio de combustibles
- Precio de la energía eléctrica
- Pérdidas de energía eléctrica por efecto joule
- Eficiencia energética
- Generación Distribuida (generación de energía eléctrica en hogares)
- Electromovilidad (vehículos y transporte eléctrico)

De acuerdo con la IEA (Agencia Internacional de Energía) el volumen de PIB (producto interno bruto) de energía a nivel mundial en 2020 fue de aproximadamente 584,616PJ, siendo 3.65% menor que en 2019, viéndose además en este mismo año que las energías renovables fueron el único medio energético que presento un incremento de producción en un 2.95%. Este decremento de energía mundial se le atribuye a la pandemia causada por el virus SARS-CoV-2 [2],[3]. Se espera que el crecimiento de la demanda mundial de electricidad incremente en un promedio del 3% para los siguientes tres años según indica el informe de mercado eléctrico 2023 de la IEA [4].

El último registro hecho por la IEA sobre la producción mundial de energía primaria, indica las energías mayormente utilizadas, siendo las energías no renovables convencionales quienes engloban el mayor porcentaje, como se aprecia en la Figura 1.1.

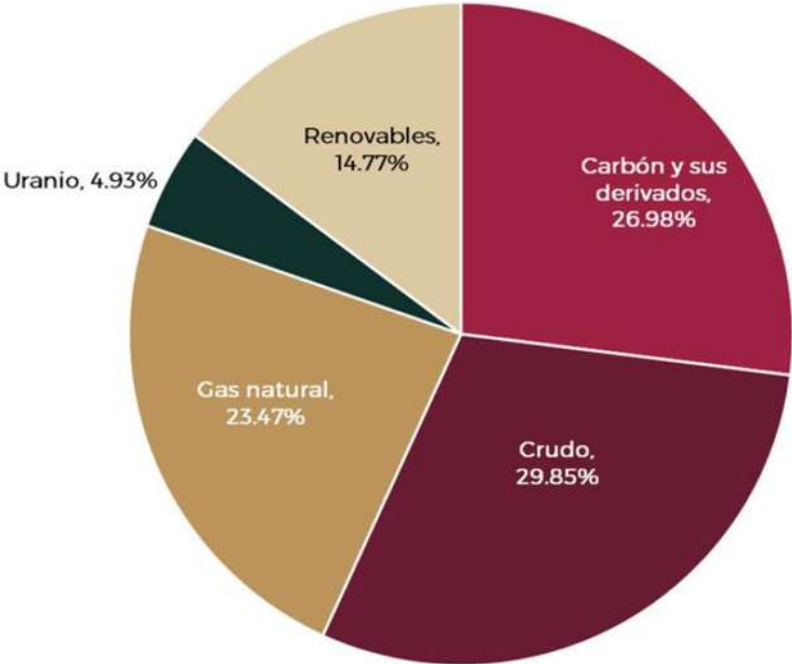


Figura 1.1. Producción mundial de energía primaria, 2020 [2].

La SENER (Secretaría de Energía de México) en su último registro 2011-2021 muestra en la Figura 1.2, una oferta interna bruta total de energía de 10,422.730PJ y un consumo de 10,370.259PJ. Donde aproximadamente el 9.9% de la oferta energética proviene de energías renovables como se muestra en la Figura 1.3 [5].

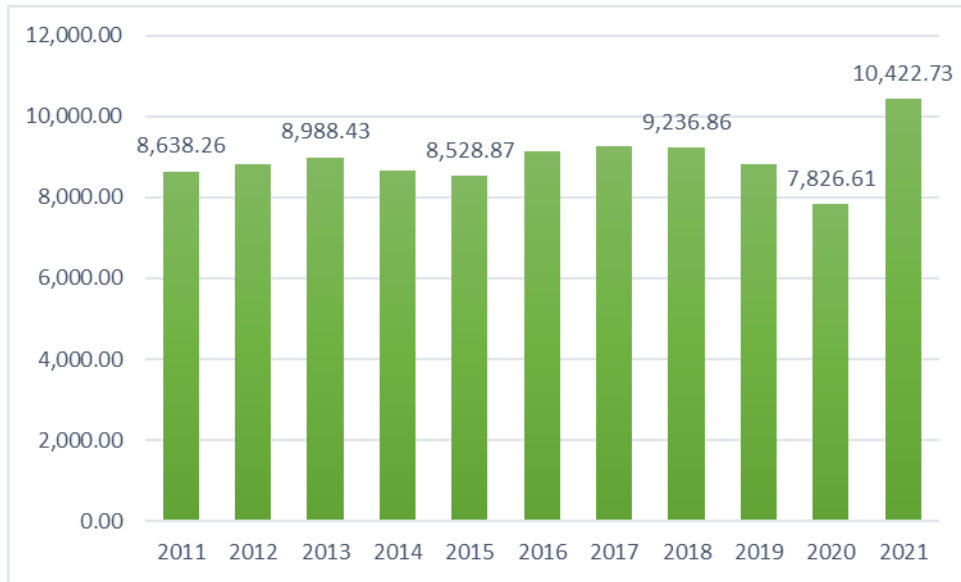


Figura 1.2. Comportamiento del PIB energético de México 2019-2021 en unidades de PJ.

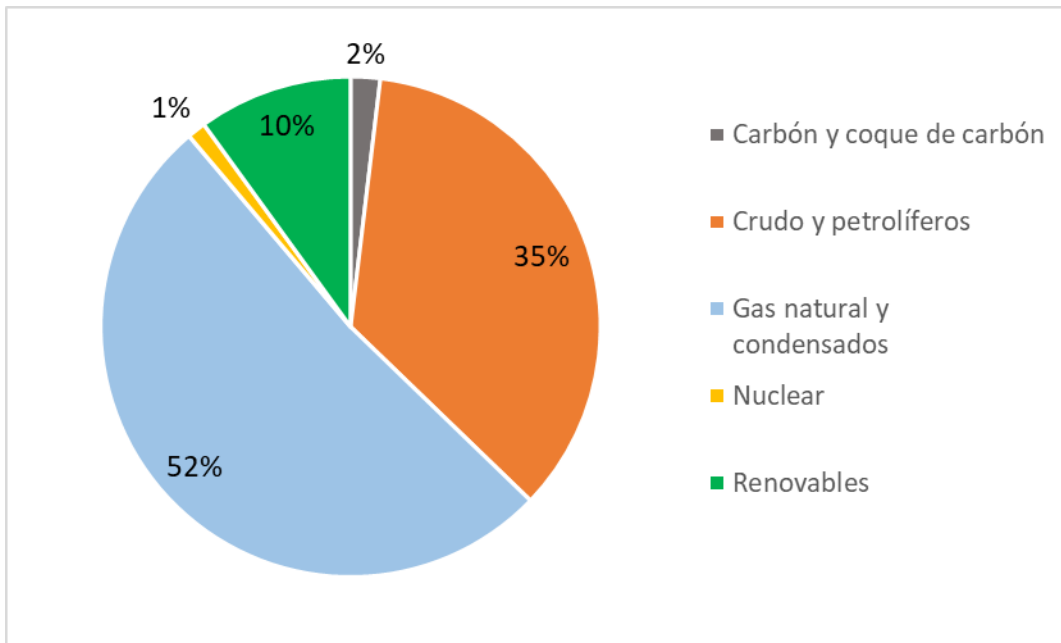


Figura 1.3. Datos de producción energética en México, por parte de la SENER.

México al igual que el resto del mundo, presenta un crecimiento en el consumo energético el cual de manera paralela se refleja en el creciente índice poblacional del país como se muestra en la Figura 1.4. El comportamiento del consumo de energía en México se muestra en la Figura 1.5 [6].

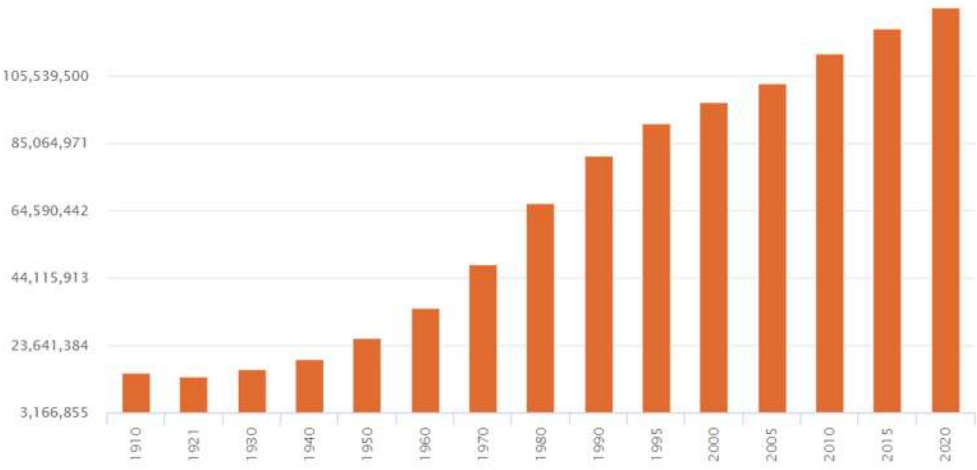


Figura 1.4. Tasa de población total en México, 1910-2020 [7].

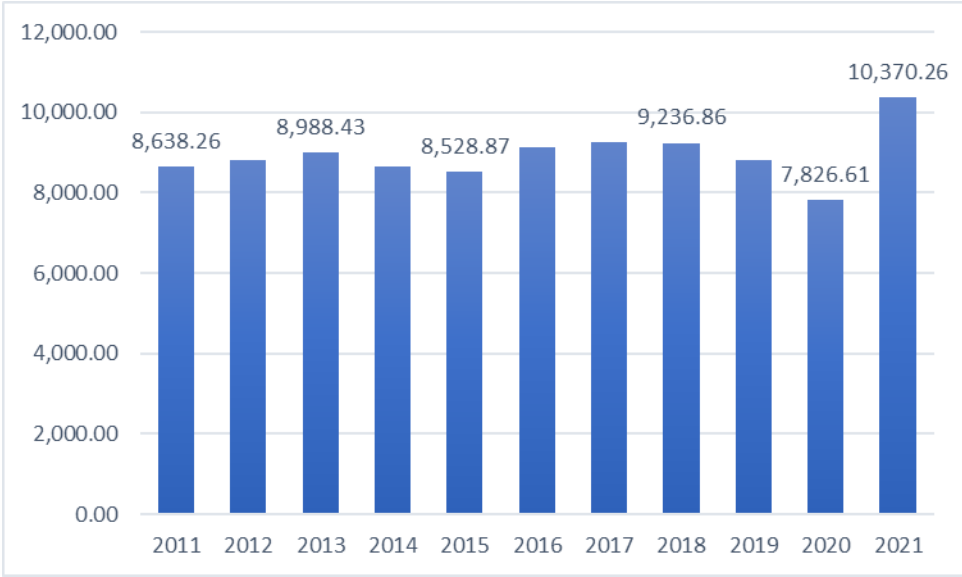


Figura 1.5. Comportamiento del consumo de energía en México en unidades de PJ.

Actualmente la humanidad presenta una crisis debido a los problemas medio ambientales por la generación de GEI (Gases de Efecto Invernadero), el desabasto de combustibles, la tasa acelerada de crecimiento poblacional y la constante disminución de los reservorios de combustibles fósiles [8]. Debido a esto, se ha incentivado el estudio en áreas de energías, con el propósito de eficientizar los procesos de producción existentes, desarrollar nuevas formas de aprovechar otros tipos de energías y desarrollar una independencia energética como país [9]. Las energías renovables se han presentado como un medio para descentralizar el uso de los combustibles fósiles, minimizar el daño al medio ambiente y aminorar las demandas de energía.

1.2 Hidrógeno como vector energético alternativo

Actualmente, la principal forma de satisfacer la demanda energética a nivel mundial es a través de los combustibles fósiles y es por esta razón que muchas investigaciones tratan de encontrar fuentes alternativas para la obtención de energía. Las principales razones por las cuales es importante dejar nuestra dependencia por estos combustibles fósiles son; la progresiva disminución de estos reservorios y la constante producción de CO₂ (Dióxido de carbono) entre otros GEI, los cuales provocan un aumento en la temperatura global y debido a las cantidades tan grandes de estas emisiones, nuestros sistemas forestales son incapaces de absorberlas; provocando así, los cambios climáticos observados en años recientes [10],[11]. La tasa de producción de CO₂ registrada por la IEA se observa en la Figura 1.6.

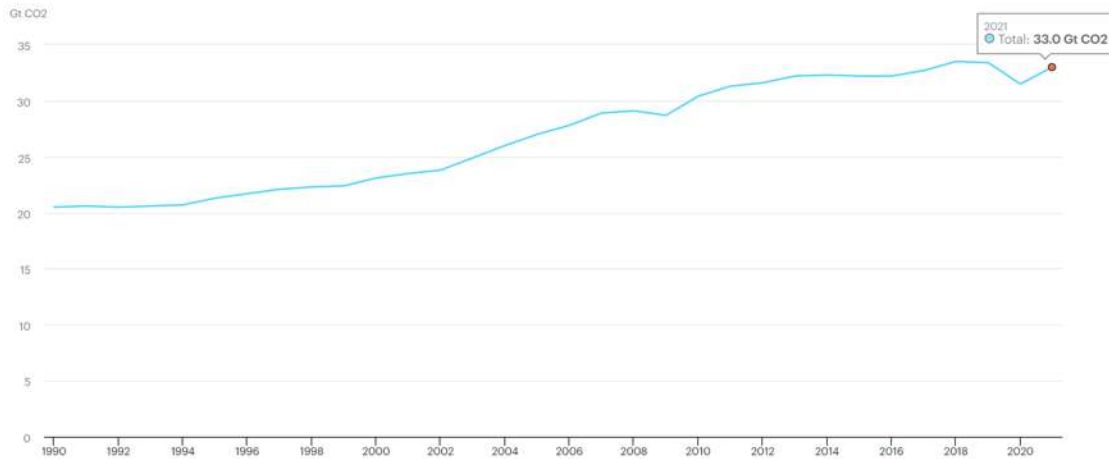


Figura 1.6. Emisiones mundiales de CO2 relacionadas con la energía en Giga toneladas, Gt [12].

El hidrógeno se ha presentado como una propuesta energética que se espera podrá competir contra los combustibles fósiles, debido a su alto potencial energético, capacidad de almacenamiento, transporte y bajo impacto ambiental al utilizarse [13]. Existen diversos métodos de obtener hidrógeno como menciona Ruiz K. [14] por fuentes fósiles, conocidas como hidrógeno marrón y por fuentes renovables, conocidos como hidrógeno verde. Los diferentes métodos para obtención de hidrógeno se muestran en la Figura 1.7.

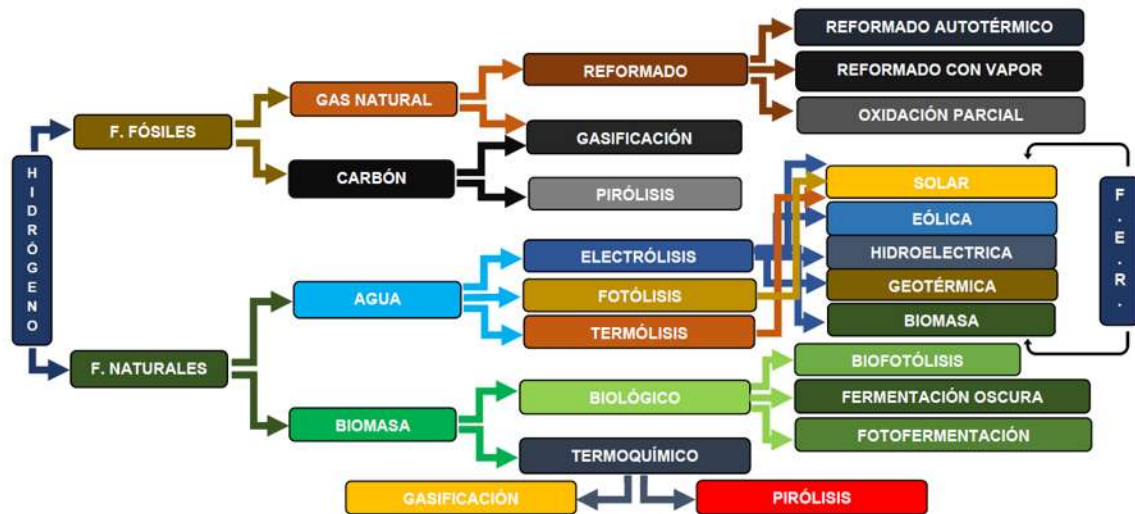


Figura 1.7. Tipos y tratamientos de producción de hidrógeno [14].

La producción de hidrógeno es soportada en su mayoría por métodos de hidrógeno marrón, aunque se espera que por medio de nuevas propuestas y mejoras en los procesos de hidrogeno verde, que este panorama cambie [15].

La mayor parte de las aplicaciones para el hidrógeno como se observa en la Figura 1.8, están destinadas al refinamiento de combustibles, la obtención de amoniaco, metanol y procesos siderúrgicos.

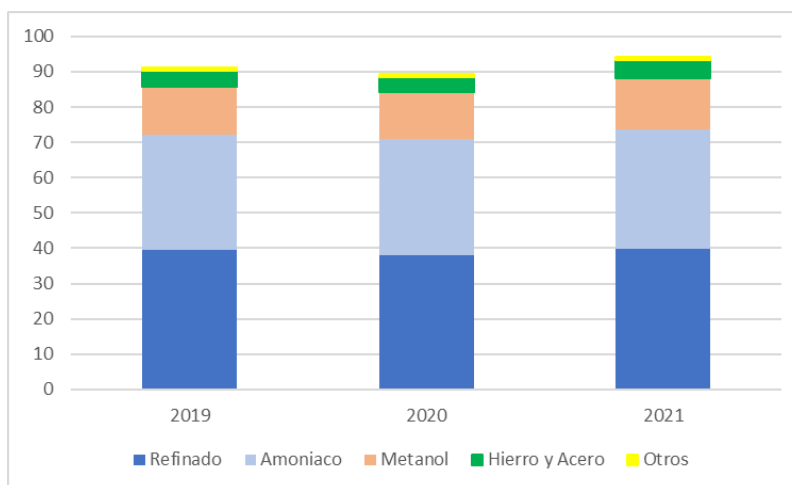


Figura 1.8. Demanda global de hidrógeno en Mega toneladas, Mt [16].

El resto de actividades como se muestra en la imagen anterior (otros), representan el uso de hidrógeno para sectores como el transporte y la generación de energía eléctrica a través del uso de celdas de combustible de hidrógeno, la implementación de estaciones de hidrógeno para proveer al consumidor, entre otras [17],[18].

Se ha evaluado que México es un país con potencial para llevar a cabo proyectos de producción de hidrógeno verde. Esto da la posibilidad de producir un elemento indispensable para muchas actividades económicas del país, reducir las importaciones de este y crear más centros de almacenamiento para este elemento que se considera, el combustible del futuro [19],[20].

1.3 Electrólisis

La electrólisis, es definida por la RAE (Real Academia de la Lengua Española) [21] como “la descomposición en iones de una sustancia en disolución mediante la corriente eléctrica”. Esta, data desde el año 1800 donde William Nicholson descubrió la producción de hidrogeno y oxigeno con una “pila voltaica” sumergida en agua [22]. Por lo tanto, la electrólisis del agua en palabras de A. Albistur [23], es la ruptura de la molécula del agua, a través de una corriente eléctrica, para obtener hidrógeno y oxígeno.

Este método ha cobrado relevancia hoy en día en el sector de la producción de hidrógeno por ser aplicable a las energías renovables. Actualmente existen cuatro tipos de electrolizadores:

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

Los electrolizadores AEL y PEM, son los más comerciales mientras que los SOEL y AEM aún son electrolizadores en fase de prototipo [24].

1.4 Producción de hidrógeno con energía geotérmica

El uso de energías renovables para la producción de hidrógeno, es una propuesta sustentable; para minimizar así, la huella ecológica generada en este sector económico [25]. La energía geotérmica, es una de las mejores propuestas de energía renovable para producir hidrógeno debido a que el agua usada en el electrolizador requiere una cierta temperatura de operación, la cual se puede revisar en el anexo 1; esta temperatura, se puede obtener reaprovechando el calor residual de una planta geotermoeléctrica; además, la energía eléctrica que estas plantas producen es un suministro constante y sin fluctuaciones tan bruscas como las energías solar o eólica.

1.4.1 Plantas geotermoeléctricas

Según la RAE, central designa “*cada una de las diversas instalaciones donde se produce, por diferentes medios, energía eléctrica*” [26]. No obstante, esta misma entidad reconoce que planta se utiliza con el significado de “*central de energía*” donde, la expresión planta energética, deriva del inglés energy plant [27],[28].

Las plantas geotermoeléctricas, son plantas térmicas que garantizan una producción constante de potencia eléctrica debido al recurso comprobado de energía térmica en las cavidades de la tierra donde se instala la planta, asegurando una vida útil de producción de hasta 20 años [29].

La mayor parte de la energía eléctrica producida a partir de recursos geotérmicos se origina en regiones con reservorios de alta entalpía, los cuales cuentan con gradientes geotérmicos extremos y un flujo de calor superficial muy alto [30],[31],[32]. Las principales plantas para alta entalpía son:

- **Plantas tipo flash:** Actualmente son el tipo de plantas más usadas en campos de alta entalpía. Se usa el vapor producido en el pozo, el cual es húmedo en lugar de seco. En estas plantas, el vapor caliente húmedo de la cabeza del pozo de producción pasa por una unidad separadora donde el vapor caliente se separa de la fase líquida (agua caliente o salmuera), debido al cambio brusco de presión que se genera. A esto se le conoce como vaporización instantánea o flash.
- **Plantas de vapor seco:** Son aquellas que cuando el pozo de un campo de alta entalpía produce vapor caliente seco, el recurso geotérmico libre de agua líquida puede enviarse directamente a la turbina de vapor. El agua puede estar presente en la profundidad del yacimiento, pero no en la cabeza del pozo debido a la dependencia de la presión de la ebullición.
- **Plantas de ciclo binario:** Estas plantas constan de dos ciclos, aquel del fluido de trabajo y el del fluido de calentamiento. Los fluidos de calentamiento suelen ser salmuera o vapor en plantas geotérmicas y utilizan fluidos de

calentamiento con un punto de ebullición mucho más bajo que el del agua, pudiendo aprovechar fuentes de baja temperatura o energía residual.

Otra clasificación para estas plantas, es por el método de descarga, como se muestra en la Figura 1.9 [33].

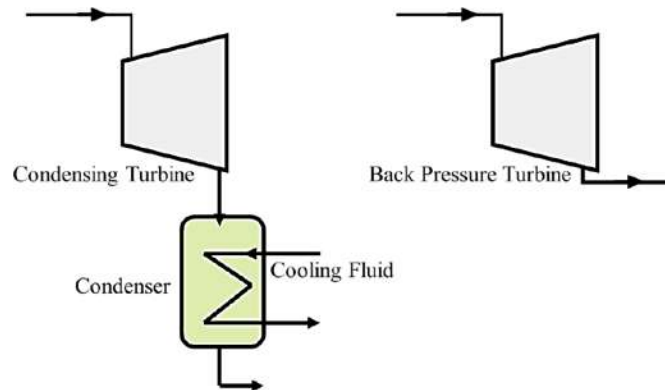


Figura 1.9. Unidad a contrapresión y condensación [30].

- **Unidad a condensación:** La turbina o unidad de condensación, se caracteriza por estar conectada a un condensador a la salida de esta, de modo que el vapor saturado a la entrada de la turbina se descarga al condensador a una presión cercana a la presión de vacío.
- **Unidad a contrapresión:** Esta unidad a diferencia de la de condensación, descarga directamente a la atmósfera, lo que supone una unidad más económica y fácil de instalar.

La eficiencia de estas unidades esta en función de la diferencia de presión a la entrada y salida.

Actualmente México cuenta con 5 plantas geotermoeléctricas activas:

- Cerro Prieto
- Los Azufres
- Los Humeros
- Las Tres Vírgenes
- Domo de San Pedro

Siendo esta última, una planta del sector privado. En conjunto estas plantas cuentan con una capacidad instalada de aproximadamente 951MW [34]. Estas plantas y sus diferentes unidades con que cuentan, se pueden consultar en el anexo 2.

1.4.2 Estado del arte

Trabajos como el realizado por M. Mahmoud [35], directamente centra su atención en presentar una revisión de los sistemas de producción de hidrógeno utilizando energía geotérmica, mostrando la importancia, el potencial y los principales obstáculos que enfrenta esta tecnología; tomando en cuenta, el efecto de varios parámetros, como la temperatura del fluido geotérmico, la temperatura de electrólisis del agua, el fluido de trabajo, el tipo de ciclo de potencia, los diferentes tipos de plantas de energía geotérmica (flash, binario, entre otras). Además de hacer mención, cubre una amplia gama de investigaciones relacionadas con la producción de hidrógeno, su costo de producción, la eficiencia energética, eficiencia exergética, costo exergético y electricidad generada. M. Mahmoud encontró en sus resultados, que la tasa de producción de hidrógeno varía de 5.439 kg/h a 13958 kg/h y que los sistemas multigeneracional han demostrado un gran potencial para mejorar la eficiencia general del sistema, llevando a la reducción de los costos de producción, concluyendo que la integración de otra fuente de energía en estas plantas de energía geotérmica, es de gran interés para la producción de hidrógeno.

Y. Yuksel [36] trabajó en el análisis termodinámico y la evaluación del novedoso sistema integrado basado en energía geotérmica para la producción de electricidad,

hidrógeno, oxígeno, refrigeración, calor y agua caliente. Obteniendo los parámetros que afectan a cada una de las aplicaciones que menciona, siendo la temperatura el punto clave para la producción de hidrógeno.

K. Almutairi [37] investiga el desempeño de un sistema que consiste en un ORC (Organic Rankine Cycle), para generar energía y un electrolizador para producir hidrógeno con una mezcla zeotrópica como fluido de trabajo. Observó como la variación de la fracción de masa de la mezcla zeotrópica arroja momentáneamente incrementos en diferentes salidas antes de decrecer, obteniendo diferentes resultados para lograr la mejor concentración en la mezcla del fluido.

C. Yilmaz, quien actualmente ha desarrollado varios trabajos que relacionan la geotermia con la producción de hidrógeno tal como en [38] donde realiza un modelo termoeconómico y una optimización a una planta de simple flash, binaria, con hidrolizador alcalino. Esto con el fin de minimizar costos de producción aumentando la eficiencia de la planta. También C. Yilmaz [39], realizó el análisis termodinámico y económico de un sistema de producción de hidrógeno asistido por energía geotérmica utilizando redes neuronales artificiales en tiempo real en una matriz de puertas programables de campo. Obteniendo así un modelo preciso y fiable que ayudará a determinar las condiciones óptimas de trabajo de los sistemas de modelado de energía.

El estudio por A. Karapekmez [40], desarrolla un sistema integrado basado en energía solar y geotérmica, que comprende un sistema de refrigeración por absorción, un ORC, colectores solares y unidades de producción de hidrógeno. Las plantas de energía geotérmica emiten una gran cantidad de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y su presencia en el aire, el agua, los suelos y la vegetación es una de las principales preocupaciones ambientales de los campos geotérmicos. La tecnología AMIS (Abatement of Mercury and Hydrogen Sulphire) se utiliza para la reducción del mercurio y la producción de hidrógeno a partir de H_2S ; obteniendo las eficiencias globales y consecuencias en variación de parámetros.

H. Karakilcik [41], estudia el rendimiento de producción de hidrógeno de una celda de cloro-álcalina integrada en un sistema de generación de energía basado en

recursos geotérmicos. Para mejorar el rendimiento de la celda, la solución saturada de NaCl se calienta con el calor residual del ORC. Según el estudio paramétrico, cuando la temperatura de un recurso geotérmico varía de 140 a 155 C, la generación de energía eléctrica aumenta de casi 2.5MW a 3.9MW y la producción de hidrógeno aumenta de 10.5 a 21.1 kg/h. Así, cuando la temperatura del recurso geotérmico es de 155°C, la eficiencia energética del sistema es del 6.2% y la eficiencia exergética es del 22.4%. En sus resultados se observa que, el potencial de la energía geotérmica juega un papel clave en el rendimiento del sistema integrado y la tasa de producción de hidrógeno. Teniendo así un sistema eficiente y novedoso al generar una cantidad significativa de electricidad para la red de la ciudad y también producir tres más: hidrógeno, cloro e hidróxido de sodio.

1.5 Problemática a resolver

La humanidad se encuentra en una actual crisis energética y medio ambiental a causa del creciente aumento de la población año con año y la generación de gases de efecto invernadero principalmente por el uso de combustibles fósiles. El desarrollo poblacional y las actividades del sector económico de un país, dependen en gran medida de una producción confiable de energía. Sin embargo, es preciso asegurar lo anterior junto a un bajo impacto ambiental. Por otro lado, de acuerdo a la información del estado del arte puede determinarse que, en años recientes, las energías renovables se han convertido en una propuesta sustentable para minimizar el impacto al medio y apoyar con la producción de energía. En particular, las plantas geotermoeléctricas representan una oportunidad para incorporar unidades de ciclo Rankine orgánico para aprovechar energía residual y de baja temperatura, así como integrar sistemas producción de hidrógeno verde. Por tanto, la presente investigación propone la repotenciación en plantas geotermoeléctricas del sistema eléctrico mexicano para aprovechar el calor residual y utilizarlo para una producción extra de energía eléctrica por medio de un ciclo de potencia ORC y generar hidrógeno por medio de un electrolizador.

1.6 Justificación

El motivo de incorporar un ciclo de potencia ORC y un sistema para producción de hidrógeno en plantas geotermoeléctricas de simple flash, es reaprovechar la energía residual del proceso principal, a través de un proceso secundario el cual producirá energía eléctrica para la obtención de hidrógeno. El hidrógeno producido puede ser destinado para autoconsumo en los sistemas de enfriamiento de los generadores eléctricos de la planta y principalmente para almacenar y distribuir, para cubrir la demanda de procesos industriales y sistemas basados en el uso de pilas de combustible tanto para aplicaciones de generación in situ de energía eléctrica y vehículos en transporte particular o público.

1.7 Objetivos

Objetivo general:

Llevar a cabo un análisis energético y económico para determinar la viabilidad de repotenciación en plantas geotermoeléctrica de flasheo simple, para una unidad a contrapresión y a condensación, integrando un ciclo de potencia ORC y un electrolizador tipo PEM.

Objetivos específicos:

1. Definir el tipo de plantas geotermoeléctricas a estudiar
2. Especificar el método de electrólisis para la producción de hidrógeno
3. Proponer los diagramas de flujo de las plantas con su repotenciación (ORC y electrolizador)
4. Modelar las plantas de simple flash de unidad a contrapresión y condensación, con el ciclo de potencia ORC y el electrolizador
5. Evaluar y analizar la viabilidad técnica y económica del sistema propuesto

1.8 Hipótesis

La repotenciación de las plantas geotermoeléctricas de simple flash, para las unidades a contrapresión y condensación, incorporando un ORC y un electrolizador, generarán hidrógeno de forma limpia y rentable para autoconsumo y venta. El hidrógeno producido puede considerarse un portador energético con un bajo impacto ambiental por sus emisiones nulas de dióxido de carbono.

2 Descripción de las plantas geotermoeléctricas para repotenciación

2.1 Campo geotérmico de Los Azufres

El campo geotérmico de los Azufres mostrado en la Figura 2.1, se localiza en la Sierra de San Andrés, en el límite oriental del Estado de Michoacán, entre los municipios de Ciudad Hidalgo, Zinapécuaro y Maravatío, dentro de la provincia fisiográfica del Eje Neovolcánico Transversal, sistema montañoso continuo que (aunque no del todo) marca el extremo meridional de la Altiplanicie Mexicana y la separa de la Depresión del Balsas, a 80 km al este de la ciudad de Morelia y a 30 km al NNO de Ciudad Hidalgo, Michoacán. [42].



Figura 2.1. Ubicación de planta geotermoeléctrica Los Azufres [43].

La planta geotermoeléctrica del campo de Los Azufres, forma parte de las plantas mostradas en la Figura 2.2, las cuales son propiedad de la autoridad eléctrica mexicana CFE (Comisión Federal de Electricidad) y es actualmente la segunda planta más importante de México por su capacidad eléctrica instalada, solo por debajo de la planta de Cerro Prieto, en Baja California. La Figura 2.3 muestra las capacidades instaladas de cada planta propiedad de CFE y la empresa privada Grupo Dragón en Nayarit.

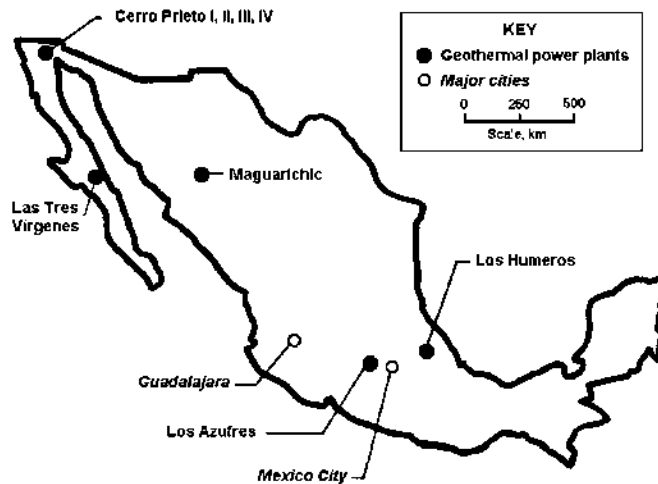


Figura 2.2. Ubicación de campos geotérmicos de México [44].

Campos del país	Capacidad instalada
Cerro Prieto, Baja California	570 MWe
Los Azufres, Michoacán	248 MWe
Los Humeros, Puebla	94 MWe
Las Tres Vírgenes, Baja California Sur	10 MWe
Domo San Pedro, Nayarit	10 MWe

Figura 2.3. Capacidad de energía instalada en los campos geotérmicos de México [45].

La energía generada en la Central de Los Azufres, se entrega a la red nacional de transmisión hacia las ciudades de Morelia, Acámbaro, Ciudad Hidalgo y Zinapécuaro [46]. El fluido geotérmico obtenido de los pozos de producción de la Figura 2.4, son ricos en CO₂ (dióxido de carbono), H₂S (ácido sulfhídrico), CH₄ (metano), N₂ (Nitrógeno) y NH₃ (amoníaco), entre otros. Estos gases son conocidos como gases no condensables o GNC (non-condensable gases, NCG) [47],[48].

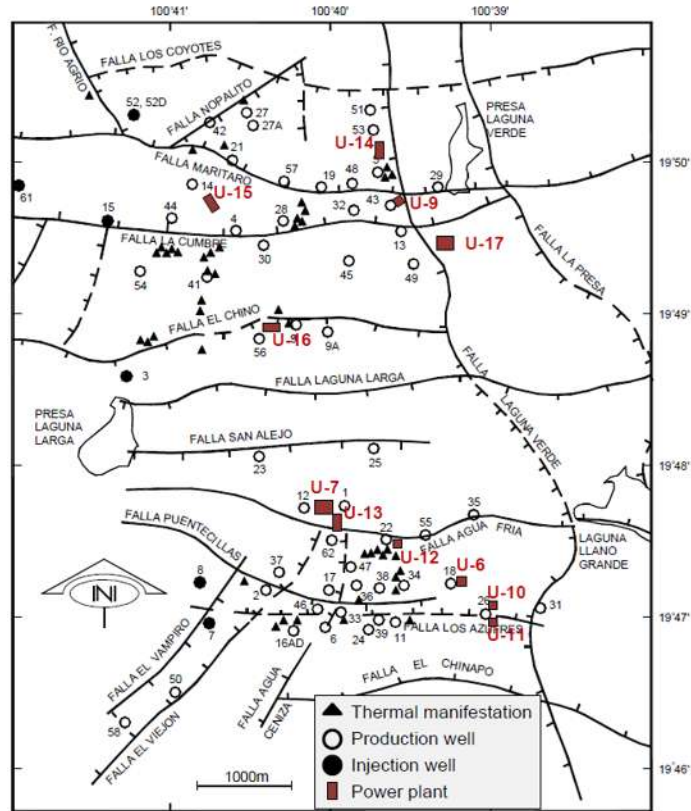


Figura 2.4. Pozos de producción del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán [49].

La proporción de los GNC dentro del fluido geotérmico, puede encontrarse entre 2 al 8% en peso del total de la masa del fluido; aunque, este porcentaje puede variar dependiendo de la zona [50].

2.2 Propuesta de repotenciación

La presente investigación, contempla un análisis en el campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán, México, en plantas de simple flash; donde, se analizará la viabilidad de aprovechar el calor residual en dos unidades, una de tipo contrapresión (Unidad U-6) y una a condensación (Unidad U-13); las cuales, se pueden revisar en el Anexo 2.

La repotenciación en las plantas mencionadas incorpora, un ciclo de potencia ORC y un electrolizador tipo PEM (como los mostrados en la Figura 2.5 y Figura 2.6) para aprovechar el calor residual generado en este tipo de plantas de energía, produciendo energía eléctrica adicional e hidrógeno.

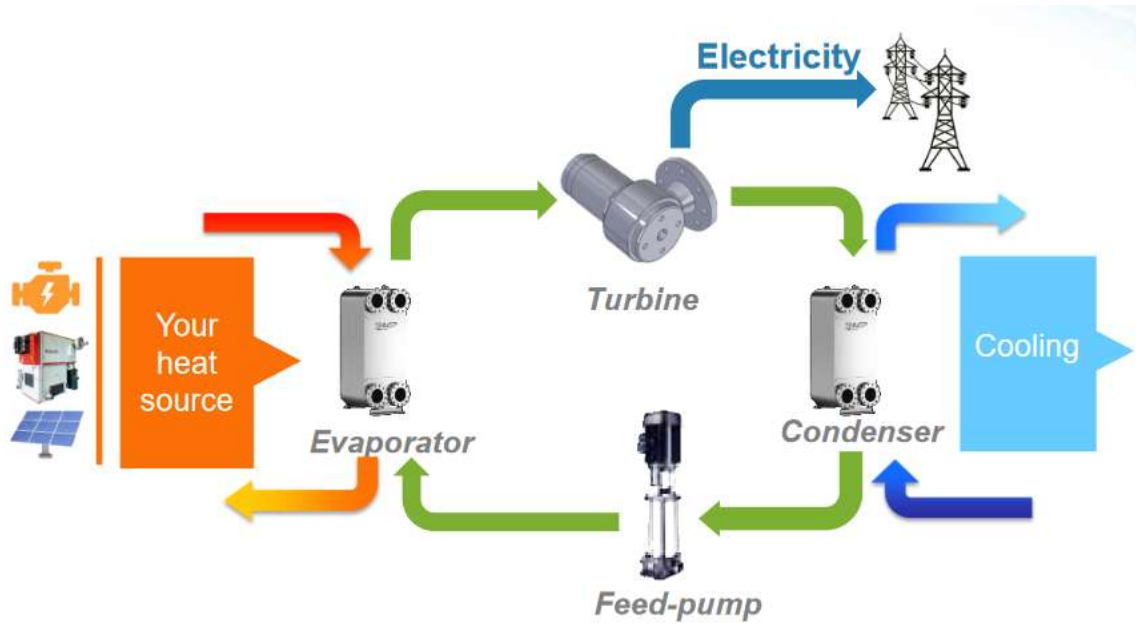


Figura 2.5. Ciclo de potencia ORC [51].

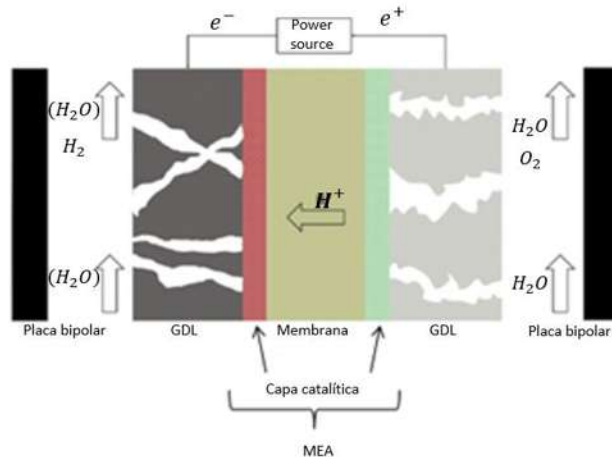


Figura 2.6. Diagrama general de electrolizador tipo PEM. Gas Diffusion Layer (GDL), Membrane Electrode Assembly (MEA) [23].

El ciclo de potencia ORC o módulo ORC, es una planta de ciclo binario, con la característica de ser modular, fáciles de acoplar a otros sistemas que generan calor residual (plantas geotérmicas instaladas) y representan un menor gasto que colocar una planta completa; por lo que, es una buena propuesta para aprovechar energía residual.

El electrolizador que se emplea, es de tipo PEM por su alta eficiencia de trabajo, durabilidad, pureza del hidrógeno extraído y la masiva comercialización de estos tipos de electrolizadores.

El modo de operación de las plantas es muy similar, diferenciándose en el proceso final de la turbina, donde el fluido geotérmico se libera al medio o se condensa.

2.2.1 Descripción de operación en unidad a contrapresión

En la planta con unidad a contrapresión, el fluido geotérmico proveniente del pozo de producción ingresa al separador de la planta, donde el fluido sufre un cambio de presión instantáneo y pasa de manera abrupta de fase líquida a vapor (efecto de vaporización instantánea, flash) y el excedente de humedad es condensado y separado. El vapor, se dirige a la turbina a contrapresión para generar energía eléctrica y una vez aprovechada la energía del vapor, este es liberado al medio; mientras tanto, el líquido condensado en el separador es aprovechado para activar el ORC y calentar el agua que ingresa al electrolizador [52]. En la Figura 2.7 se muestra el diagrama de repotenciación de la unidad U-6.

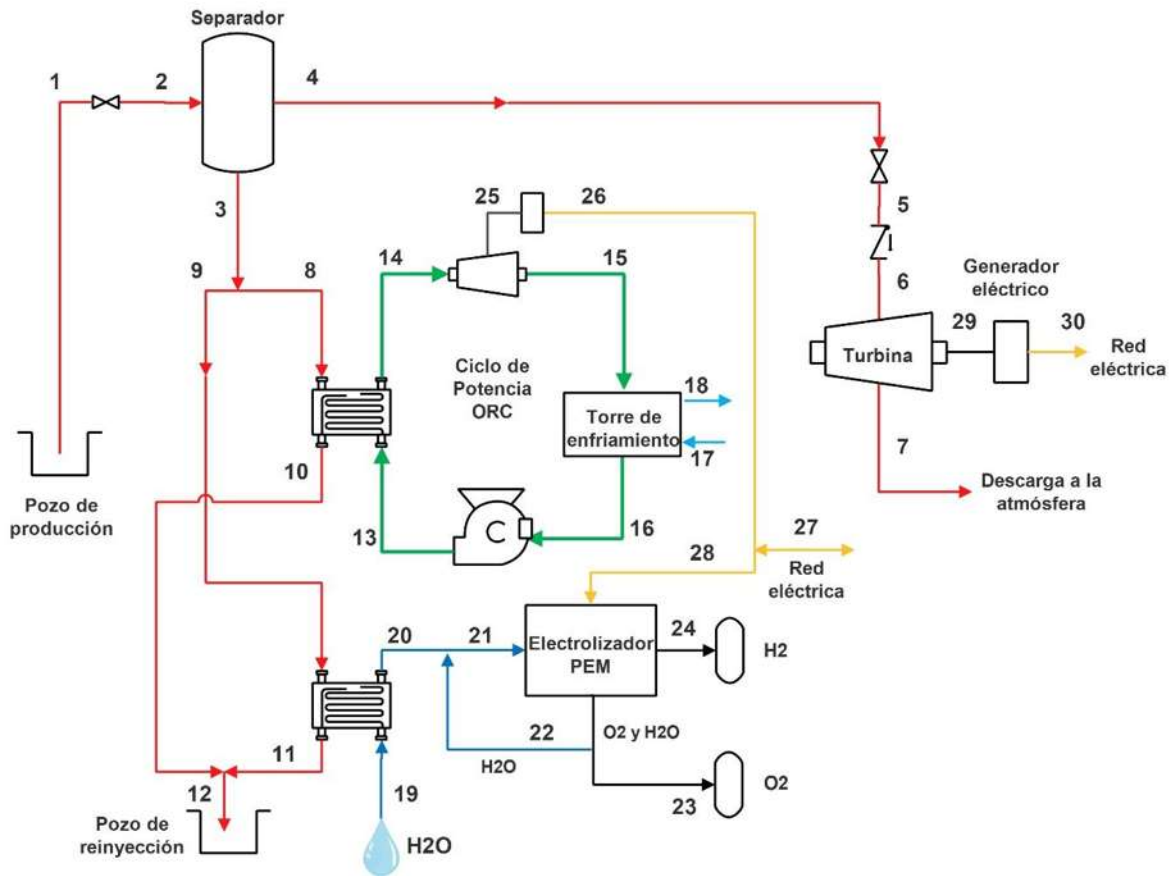


Figura 2.7. Diagrama de repotenciación de la unidad U-6.

2.2.2 Descripción de operación en unidad a condensación

La unidad a condensación, al igual que en la anterior, el recorrido que sigue el fluido geotérmico es similar. Se extrae del pozo de producción el fluido geotérmico y pasa a un separador el cual lo divide en dos fases, una líquida y otra de vapor. El vapor pasa a un secador que elimina la humedad restante que posea, para posteriormente ser enviado a la turbina y así generar energía eléctrica. Una vez que se utilizó la energía del vapor para mover la turbina, este se condensa para reinyectarse al subsuelo. El condensador se encuentra a la salida de la turbina, trabaja en conjunto con una torre de enfriamiento, la cual ayuda a mantener en el condensador una temperatura ideal para generar una presión de vacío que produce el efecto de condensación. En el mismo condensador también opera un sistema de extracción de gases no condensables (GNC), el cual ayuda a evitar problemas en el condensador por la acumulación de estos [53].

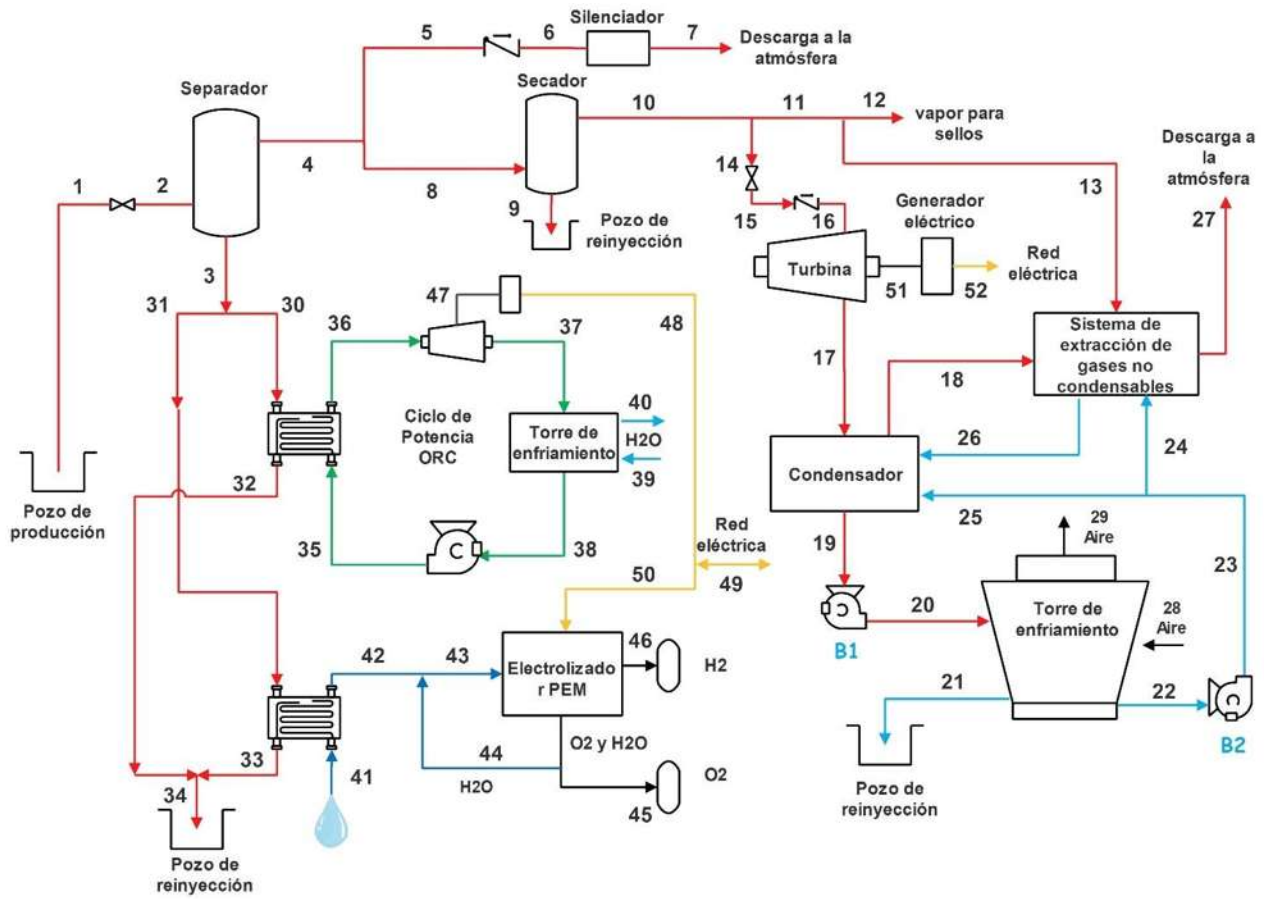


Figura 2.8. Diagrama de repotenciación de la unidad U-13.

3 Modelado de la planta

3.1 Modelo termodinámico

La primera ley de la termodinámica expresa el principio de conservación de la energía (la energía no se crea ni se destruye, solo se transforma) y sostiene que la energía es una propiedad termodinámica. La segunda ley afirma que la energía tiene calidad, así como cantidad, y los procesos reales ocurren hacia donde disminuye la calidad de la energía. Esta ley ha demostrado ser una herramienta útil en los sistemas de energía térmica, debido a la detección de la energía aprovechable y las áreas de oportunidad por optimizar [54].

Para identificar de manera clara la repotenciación a las unidades a contrapresión y condensación se requiere analizar y aplicar los principios de conservación de la masa, energía y las ecuaciones por segunda ley de equilibrio de entropía y exergía. En el análisis, cada componente se considera como un volumen de control con corrientes de entrada y salida, y se consideran interacciones de calor y trabajo. Las ecuaciones generales utilizadas para los balances de masa, energía, entropía y exergía en tasa, para un volumen de control se pueden expresar como:

$$\sum (\dot{m})_e + \sum (\dot{m})_s = \frac{dm_{VC}}{dt} \quad (1)$$

$$\sum \dot{Q} + \sum \dot{W} + \sum (\dot{m})_e \left(h + \frac{vel^2}{2} + gz \right)_e + \sum (\dot{m})_s \left(h + \frac{vel^2}{2} + gz \right)_s = \frac{dE_{VC}}{dt} \quad (2)$$

$$\sum \frac{\dot{Q}}{T} + \sum (\dot{m})_e s_e + \sum (\dot{m})_s s_s + \dot{S}_{gen} = \frac{dS_{VC}}{dt} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \sum \dot{Q} \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) + \sum \dot{W} + P_0 \left(\frac{dV_{VC}}{dt}\right) + \sum (\dot{m})_e \left((h - h_0) - T_0(s - s_0) + \frac{vel^2}{2} + gz \right)_e \\ - \sum (\dot{m})_s \left((h - h_0) - T_0(s - s_0) + \frac{vel^2}{2} + gz \right)_s - T_0 \dot{S}_{gen} = \frac{dB_{VC}}{dt} \end{aligned} \quad (4)$$

Donde \dot{Q} y \dot{W} son las entradas netas de calor y trabajo y los subíndices e y s representan los estados de entrada y salida. T_0 es la temperatura del estado muerto (estado del sistema que se encuentra en equilibrio termodinámico con el ambiente).

Para esta investigación, se considera el volumen de control como un proceso de flujo estacionario (ya que el sistema no se analiza en su estado de arranque), con energía cinética y potencial despreciables. Tomando en cuenta lo anterior, las ecuaciones anteriores se expresan de la siguiente manera:

$$\sum (\dot{m})_e + \sum (\dot{m})_s = 0 \quad (5)$$

$$\sum \dot{Q} + \sum \dot{W} + \sum (\dot{m})_e h + \sum (\dot{m})_s h = 0 \quad (6)$$

$$\sum \frac{\dot{Q}}{T} + \sum (\dot{m})_e s_e + \sum (\dot{m})_s s_s + \dot{S}_{gen} = 0 \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \sum \dot{Q} \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) + \sum \dot{W} + \sum (\dot{m})_e \left((h - h_0) - T_0(s - s_0) \right)_e \\ - \sum (\dot{m})_s \left((h - h_0) - T_0(s - s_0) \right)_s - T_0 \dot{S}_{gen} = 0 \end{aligned} \quad (8)$$

Simplificando términos en la ecuación 8 para la exergía específica, a la entrada b_e y salida b_s las tasas de exergía por trabajo \dot{B}_W , calor \dot{B}_Q y la destrucción de exergía \dot{B}_d :

$$\sum \dot{B}_Q + \sum \dot{B}_W + \sum (\dot{m})_e b_e - \sum (\dot{m})_s b_s - \dot{B}_d = 0 \quad (9)$$

Y sustituyendo la exergía de flujo a la entrada y salida como \dot{B}_e y \dot{B}_s :

$$\sum \dot{B}_Q + \sum \dot{B}_W + \sum \dot{B}_e - \sum \dot{B}_s - \dot{B}_d = 0 \quad (10)$$

La masa del fluido geotérmico, es una mezcla entre el agua y la concentración de GNC que se encuentra en esta. Con base a R. Barragán[48] y R. Cadenas [52] se considera únicamente al CO₂ y H₂S de los GNC debido a que son los gases que se encuentran en mayor proporción en la mezcla. Por lo tanto, para los balances de masa, energía y entropía, es necesario calcularlos con base a la composición de la mezcla (agua + GNC) [53],[54]:

$$\dot{m} = \sum_{i=1}^k \dot{m}_i \quad (11)$$

$$h = \sum_{i=1}^k f_i h_i \quad (12)$$

$$s = \sum_{i=1}^k f_i s_i \quad (13)$$

Donde:

h = entalpía específica total de la mezcla

s = entropía específica total de la mezcla

f es la fracción que representa cada sustancia i en la mezcla. Esta se obtiene de la siguiente manera:

$$f_i = \frac{\dot{m}_i}{\dot{m}} \quad (14)$$

\dot{m} = masa total de la mezcla

\dot{m}_i = masa de la sustancia

La eficiencia isentrópica es una medida respecto del proceso ideal para dispositivos de ingeniería (turbinas, bombas, compresores y toberas), la cual examina el grado de degradación de energía causada por las irreversibilidades en estos. Esta eficiencia se utiliza para flujos estacionarios adiabáticos. y se define para turbinas y bombas, como se muestra en la ecuación (15) y (16) [54].

$$\eta_T = \frac{\text{Trabajo real}}{\text{Trabajo isentrópico (ideal)}} = \frac{W_{real}}{W_{isen}} \cong \frac{h_e - h_{s,real}}{h_e - h_{s,isen}} \quad (15)$$

$$\eta_B = \frac{\text{Trabajo isentrópico (ideal)}}{\text{Trabajo real}} = \frac{W_{isen}}{W_{real}} \cong \frac{h_e - h_{s,isen}}{h_e - h_{s,real}} \quad (16)$$

La eficiencia energética se basa en la primera ley y expresa la relación entre la energía de salida (energía generada) y la energía de entrada (energía consumida por el sistema). La eficiencia energética se expresa de la siguiente manera:

$$\eta_e = \frac{\text{Energía de salida (producto)}}{\text{Energía suministrada (combustible)}}$$

Sin embargo, esta eficiencia expone de manera total el aprovechamiento energético, pero no es capaz de mostrar la energía real aprovechable del sistema, la cual es posible obtenerse por medio de la eficiencia exergética.

La eficiencia exergética (o eficiencia termodinámica, con base a Valero [55]), se basa en la segunda ley de la termodinámica y es la relación entre la eficiencia térmica real y la eficiencia térmica máxima posible. indica cuanto trabajo útil realiza la máquina a partir de la energía que se le trasfiere.

$$\eta_{ex} = \frac{\text{Exergía recuperada (producto)}}{\text{Exergía suministrada (combustible)}} = 1 - \frac{\text{Exergía destruida}}{\text{Exergía suministrada}} \quad (17)$$

El modelado determina las condiciones termofísicas o estados termodinámicos para conocer el comportamiento de la planta. Los procesos que experimenta el recurso geotérmico en plantas de simple flash, se representan de manera clara por medio de un diagrama T-s (Temperatura - entropía) el cual se muestra en la Figura 3.1.

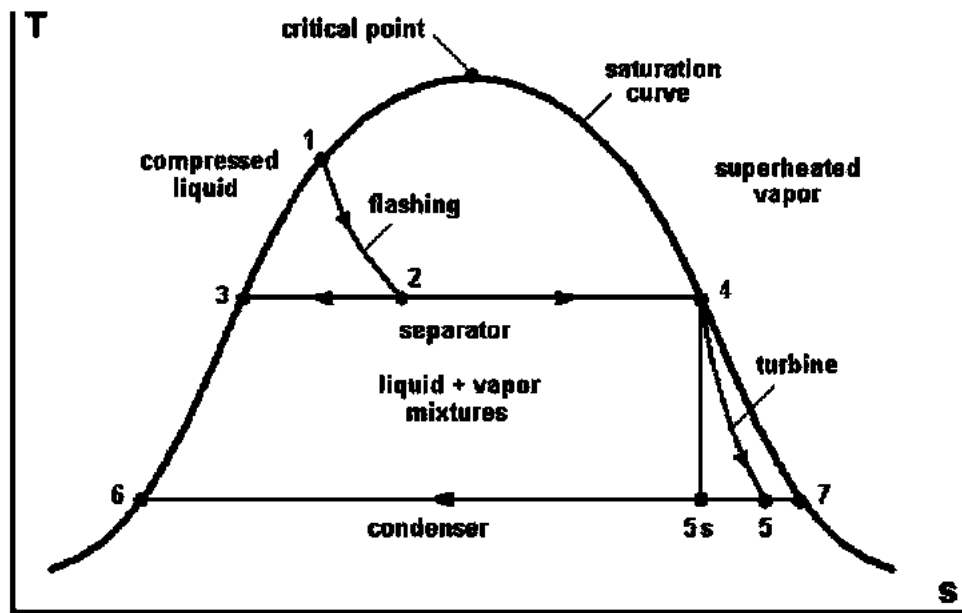


Figura 3.1. Diagrama de estado T-s para plantas de simple flash [44].

Para este modelo, se desea conocer los estados termodinámicos de la planta, del ORC y el electrolizador aprovechando el calor residual de la planta. A continuación, se presentan las ecuaciones de balance de masa, energía y exergía de todos los equipos de la planta, del ORC y el electrolizador.

3.1.1 Equipos de la planta geotermoeléctrica (unidad U-6)

Los equipos de los que consta la planta con unidad a contrapresión como se muestra en la Figura 3.2, son los siguientes:

- Separador
- Válvulas de control
- Válvula check
- Turbina
- Generador eléctrico

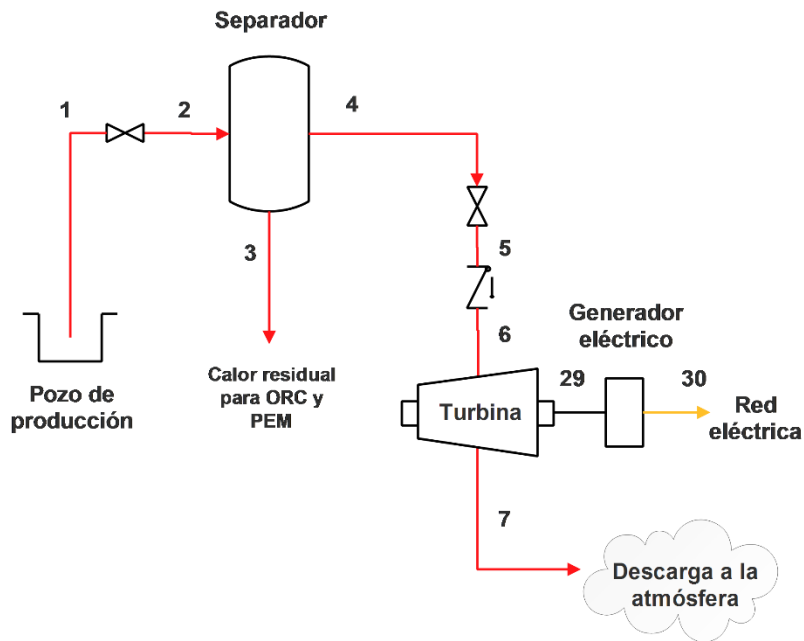


Figura 3.2. Diagrama de planta U-6.

Separador: Equipo que separa la mezcla agua-vapor del fluido geotérmico extraído del subsuelo, donde se separan las dos fases; el vapor se envía hacia la turbina, mientras que el líquido separado se regresa al yacimiento a través de un pozo de inyección [42]. Este se modela haciendo las siguientes consideraciones de flujo másico, entalpía, presión y calidad de la mezcla:

$$h_1 = h_2 \quad (18)$$

$$P_1 = P_2 = P_3 = P_{\text{separator}} \quad (19)$$

$$x_2 = \frac{h_2 - h_3}{h_4 - h_3} \quad (20)$$

$$\dot{m}_4 = \dot{m}_2 x_2 \quad (21)$$

x_i representa la calidad de la mezcla del recurso, indicando la parte gaseosa (vapor de agua + GNC) y la parte líquida de este y se expresa de la siguiente manera:

$$x_i = \frac{\dot{m}_g + \dot{m}_{GNC}}{\dot{m}} \quad (22)$$

\dot{m}_g = masa de vapor saturado

\dot{m}_{GNC} = masa de GNC (CO2 y H2S)

Las masas de \dot{m}_g y \dot{m}_{GNC} se pueden obtener despejando la ecuación (14).

Balances de masa, energía y exergía del separador:

$$\dot{m}_2 = \dot{m}_3 + \dot{m}_4 \quad (23)$$

$$\dot{m}_2 h_2 = \dot{m}_3 h_3 + \dot{m}_4 h_4 \quad (24)$$

$$\dot{B}_2 - \dot{B}_3 - \dot{B}_4 = \dot{B}_{d2} \quad (25)$$

Válvulas de control y check: Equipos de respuesta rápida para permitir un flujo deseado a la planta, restringirlo y evitar contraflujos [44].

Balances de masa, energía y exergía para válvulas de control y check:

$$\dot{m}_4 = \dot{m}_5 \quad (26)$$

$$\dot{m}_5 = \dot{m}_6 \quad (27)$$

$$\dot{m}_4 h_4 = \dot{m}_5 h_5 \quad (28)$$

$$\dot{m}_5 h_5 = \dot{m}_6 h_6 \quad (29)$$

$$\dot{B}_4 - \dot{B}_5 = \dot{B}_{d3} \quad (30)$$

$$\dot{B}_5 - \dot{B}_6 = \dot{B}_{d4} \quad (31)$$

Turbina (de vapor): Es una turbomáquina que utiliza el flujo vapor del fluido geotérmico para producir energía mecánica; la cual, generalmente se aprovecha para mover generadores eléctricos. Son equipos que operan sin parar durante meses antes de detener el sistema para mantenimiento; por lo tanto, pueden ser analizados de manera conveniente como dispositivos de flujo estacionario (así como bombas, compresores) [54].

Balances de masa, energía, eficiencia isentrópica y balance de exergía de la turbina:

$$\dot{m}_6 = \dot{m}_7 \quad (32)$$

$$\dot{W}_T = \dot{m}_6 h_6 - \dot{m}_7 h_7 \quad (33)$$

$$\eta_T = \frac{h_6 - h_7}{h_6 - h_{7s}} \quad (34)$$

$$\dot{B}_6 - \dot{B}_7 - \dot{W}_T = \dot{B}_{d5} \quad (35)$$

Generador eléctrico: Dispositivo que convierte energía mecánica en energía eléctrica y su efectividad se caracteriza por la eficiencia del generador, que es la relación entre la salida de potencia eléctrica y la entrada de potencia mecánica.

Balances energía y exergía del generador eléctrico:

$$\dot{W}_G = \eta_G \cdot \dot{W}_T \quad (36)$$

$$\dot{W}_T - \dot{W}_G = \dot{B}_{d6} \quad (37)$$

En el Anexo 3 se proporcionan las ecuaciones de los balances de masa, energía y exergía, para los equipos que componen la planta de la unidad U-6.

3.1.2 Equipos de la planta geotermoeléctrica (unidad U-13)

Los equipos de los que consta la planta con unidad a condensación de la Figura 3.3 son los siguientes:

- Separador
- Secador
- Silenciador
- Valvulas de control
- Valvulas check
- Turbina
- Generador eléctrico
- Condensador
- Bomba
- Torre de enfriamiento
- Sistema de extracción de GNC

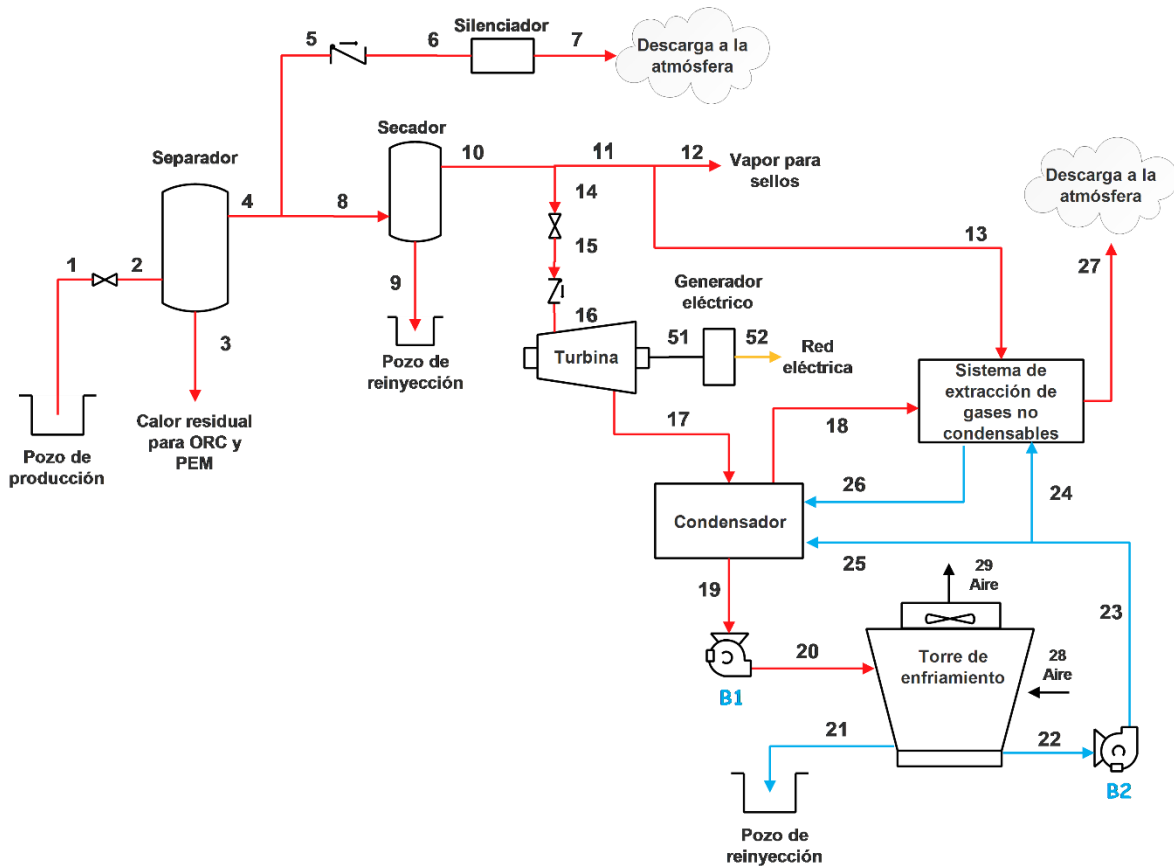


Figura 3.3. Diagrama de planta U-13.

Algunos equipos que también se encuentran en la planta de U-6, son omitidos debido a que se analizan de la misma manera.

Secador: Antes de ingresar a la turbina, el vapor se pasa a un equipo secador para eliminar la humedad residual y los posibles sólidos en suspensión que aún pudiera contener como producto de la condensación que se produce en los ductos durante el trayecto desde los pozos[42].

Balances de masa, energía y exergía del secador:

$$\dot{m}_8 = \dot{m}_{10} + \dot{m}_9 \quad (38)$$

$$\dot{m}_8 h_8 = \dot{m}_{10} h_{10} + \dot{m}_9 h_9 \quad (39)$$

$$\dot{B}_8 - \dot{B}_{10} - \dot{B}_9 = \dot{B}_{d5} \quad (40)$$

Silenciador: Equipo en donde se descarga el vapor por períodos cortos de tiempo, cuando la unidad generadora está fuera de servicio por falla, mantenimiento o cuando se evalúa el pozo para determinar su producción. Además de controlar el ruido durante la descarga de vapor al medio y servir como medio de seguridad en caso de sobrepresiones [42].

Balances de masa, energía y exergía del silenciador:

$$\dot{m}_6 = \dot{m}_7 \quad (41)$$

$$\dot{m}_6 h_6 = \dot{m}_7 h_7 \quad (42)$$

$$\dot{B}_6 - \dot{B}_7 = \dot{B}_{d4} \quad (43)$$

Condensador: Una vez que el vapor pasa por la turbina, pasa al condensador ubicado inmediatamente a la salida, donde el vapor cambia de fase (se condensa) y los gases que no se condensan se extraen por medio del equipo específico para ello (Sistema de extracción de GNC). Esto con el fin de formar parte del agua de circulación y enfriamiento del sistema [42].

Balances de masa, energía y exergía del condensador:

$$\dot{m}_{17} + \dot{m}_{25} + \dot{m}_{26} = \dot{m}_{19} + \dot{m}_{18} \quad (44)$$

$$\dot{Q}_C = \dot{m}_{17} h_{17} - \dot{m}_{18} h_{18} - (\dot{m}_{17f} + \dot{m}_{17g} - \dot{m}_{18g}) h_{19} \quad (45)$$

$$\dot{B}_{17} + \dot{B}_{25} + \dot{B}_{26} - \dot{B}_{19} - \dot{B}_{18} = \dot{B}_{d10} \quad (46)$$

Bomba: Turbomáquina que se utiliza para transportar un fluido de un lugar a otro a determinado flujo volumétrico y aumentando su presión a la salida. Esta requiere entrada de trabajo de una fuente externa para funcionar [54].

Balances de masa, energía, eficiencia isentrópica y balance de exergía de la bomba:

$$\dot{m}_{19} = \dot{m}_{20} \quad (47)$$

$$\dot{W}_{B1} = \dot{m}_{20}h_{20} - \dot{m}_{19}h_{19} \quad (48)$$

$$\eta_{B1} = \frac{h_{20s} - h_{19}}{h_{20} - h_{19}} \quad (49)$$

$$\dot{B}_{19} - \dot{B}_{20} + \dot{W}_{B1} = \dot{B}_{d12} \quad (50)$$

Torre de enfriamiento: Es un equipo enfriador semicerrado, por el cual entra aire por la parte inferior y arrastra el calor del agua por la parte superior (torre de enfriamiento a contraflujo de tiro inducido). El agua caliente del condensador se bombea hacia la parte superior de la torre y se rocía en este flujo de aire. El propósito del rociado es exponer una gran área superficial de agua al aire. Cuando las gotas de agua caen bajo la influencia de la gravedad, una pequeña fracción del agua (por lo común un pequeño porcentaje) se evapora y enfría el agua restante. La temperatura y el contenido de humedad del aire aumentan durante este proceso. El agua enfriada se acumula en el fondo de la torre y se bombea de nuevo al condensador para absorber calor de desecho adicional. El agua de reposición debe añadirse al ciclo para sustituir el agua perdida por la evaporación y por el arrastre de agua. Para reducir la cantidad de agua transportada por el aire, se instalan mamparas deflectoras en las torres de enfriamiento húmedo encima de la sección de rociado [54]. El agua de circulación (agua caliente) que sale del condensador, es bombeada hacia la torre de enfriamiento para reducir su temperatura (agua fría) y poder utilizarla para condensar el vapor descargado de la turbina. Finalmente el excedente de las torres de enfriamiento de las centrales se reinyecta los pozos, para mantener su vida útil por más tiempo [42].

Balances de masa, energía y exergía de la torre de enfriamiento:

$$\dot{m}_{28} = \dot{m}_{29} = \dot{m}_{aire} \quad (51)$$

$$\dot{m}_{20} + \dot{m}_{28}\omega_{28} = (\dot{m}_{21} + \dot{m}_{22}) + \dot{m}_{29}\omega_{29} \quad (52)$$

$$\dot{m}_{28}h_{28} + \dot{m}_{20}h_{20} = \dot{m}_{21}h_{21} + \dot{m}_{22}h_{22} + \dot{m}_{29}h_{29} \quad (53)$$

$$\dot{B}_{28} + \dot{B}_{20} - \dot{B}_{21} - \dot{B}_{22} - \dot{B}_{29} + \dot{W}_{fan} = \dot{B}_{d11} \quad (54)$$

ω_i = humedad específica (cantidad real de vapor de agua por 1 kg de aire seco)

Sistema de extracción de GNC: Este sistema, tiene la función de remover los GNC que pasan al condensador, tomando a estos y una fracción de vapor hacia este sistema, donde por medio de eyectores, bombas, compresores o sistemas combinados, se expulsan los GNC a la atmósfera y se recupera el vapor utilizado para la activación del sistema [56].

Balances de masa, energía y exergía del sistema de extracción GNC:

$$\dot{m}_{24} + \dot{m}_{18} + \dot{m}_{13} = \dot{m}_{26} + \dot{m}_{27} \quad (55)$$

$$\dot{m}_{24}h_{24} + \dot{m}_{18}h_{18} + \dot{m}_{13}h_{13} = \dot{m}_{26}h_{26} + \dot{m}_{27}h_{27} \quad (56)$$

$$\dot{B}_{24} + \dot{B}_{18} + \dot{B}_{13} - \dot{B}_{26} - \dot{B}_{27} = \dot{B}_{d14} \quad (57)$$

En el Anexo 4 se proporcionan las ecuaciones de los balances de masa, energía y exergía, para los equipos que componen la planta de la unidad U-13.

3.1.3 Componentes del ciclo Rankine orgánico

Los equipos de los que consta el ORC de la Figura 3.4, son los siguientes:

- Intercambiador de calor
- Turbina
- Generador eléctrico
- Torre de enfriamiento
- Bomba

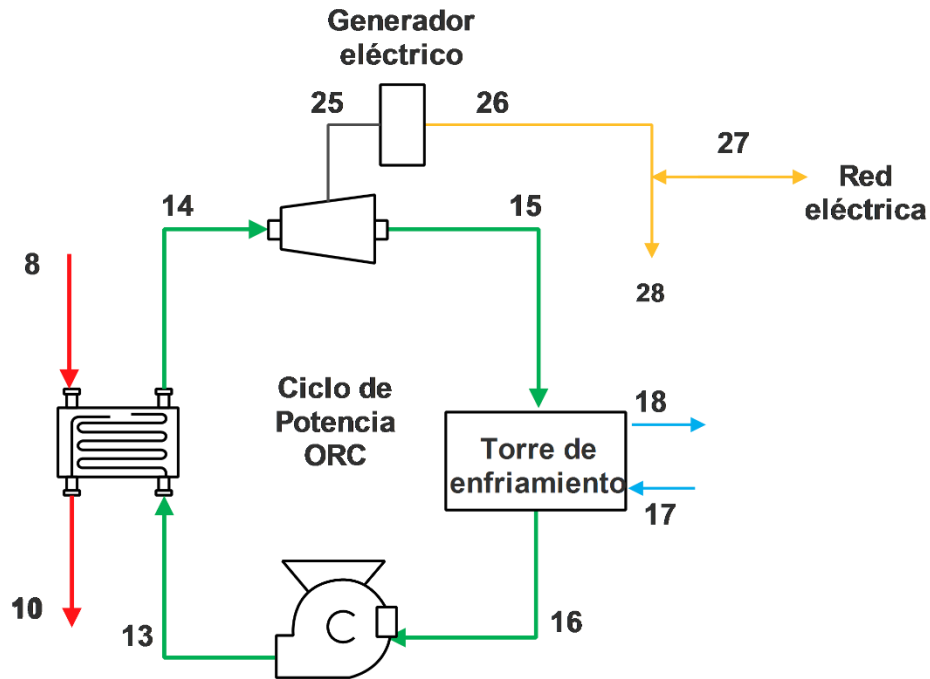


Figura 3.4. Diagrama del ciclo de potencia ORC.

Intercambiador de calor: Este equipo, realiza un intercambio de calor entre dos fluidos donde aquel con mayor temperatura cede su calor para aumentar la temperatura del otro fluido; en este caso, el fluido geotérmico, cede su calor al fluido orgánico del ORC.

Balances de masa, energía y exergía del intercambiador de calor:

$$\dot{m}_8 = \dot{m}_{10} \quad (58)$$

$$\dot{m}_{13} = \dot{m}_{14} \quad (59)$$

$$\dot{Q}_{Torre,ORC} = \dot{m}_8 h_8 - \dot{m}_{10} h_{10} \quad (60)$$

$$\dot{Q}_{Torre,ORC} = \dot{m}_{14} h_{14} - \dot{m}_{13} h_{13} \quad (61)$$

$$\dot{B}_8 - \dot{B}_{10} + \dot{B}_{13} - \dot{B}_{14} = \dot{B}_{d7} \quad (62)$$

En el Anexo 3 y Anexo 4 se proporcionan las ecuaciones de los balances de masa, energía y exergía, para los equipos que componen el módulo ORC en ambas plantas.

3.1.4 Componentes del electrolizador PEM

Los equipos de los que consta el electrolizador tipo PEM de la Figura 3.5 son los siguientes:

- Intercambiador de calor
- Electrolizador PEM

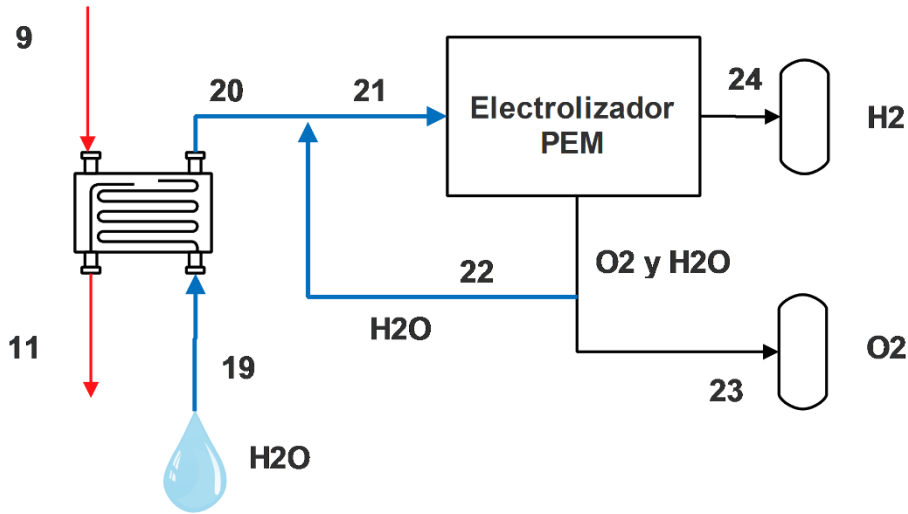


Figura 3.5. Diagrama del electrolizador PEM.

Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM): Conocido también como de membranas de electrolito polimérico, es un equipo que realiza un proceso electroquímico para romper la molécula del agua y obtener hidrógeno y oxígeno. Este se compone de materiales como el Iridio o el Platino para sus electrodos y Nafion™ [57] para la membrana [58].

Balances de masa, energía y exergía del electrolizador:

$$\dot{m}_{21} = \dot{m}_{22} + \dot{m}_{23} + \dot{m}_{24} \quad (63)$$

$$\dot{m}_{21} = \dot{m}_{20} + \dot{m}_{22} \quad (64)$$

$$\dot{W}_{elect,PEM} = I \cdot V \quad (65)$$

$$\dot{W}_{elect,PEM} = \dot{W}_{G,ORC} + \dot{W}_{T,extra} \quad (66)$$

$$\dot{W}_{elect,PEM} + \dot{B}_{21} - \dot{B}_{22} - \dot{B}_{23} - \dot{B}_{24} = \dot{B}_{d13} \quad (67)$$

En el Anexo 3 y Anexo 4 se proporcionan las ecuaciones de los balances de masa, energía y exergía, para el electrolizador PEM en ambas plantas.

3.2 Modelado electroquímico del electrolizador PEM

Los átomos de hidrógeno y oxígeno que componen al agua están unidos mediante enlaces covalentes, los cuales poseen una buena estabilidad. La electrolisis rompe estos enlaces de la molécula del agua en estado líquido por medio de energía eléctrica, provocando la separación del agua en las moléculas de hidrógeno y oxígeno como se muestra en la Figura 3.6 [59].

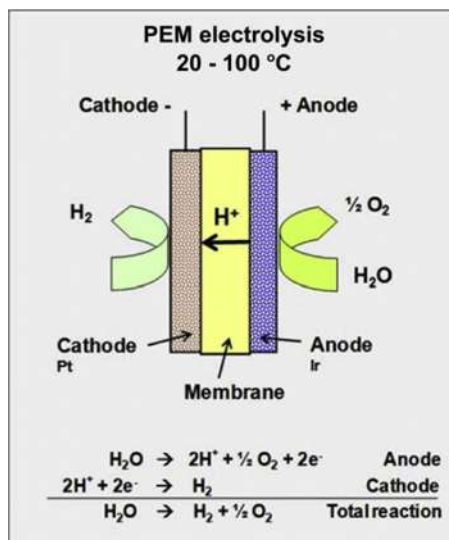
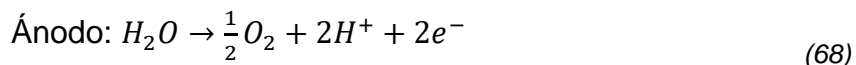


Figura 3.6. Esquema de operación de celda de electrolizador tipo PEM [60].

Una celda de electrolizador PEM se compone de una cámara anódica, una cámara catódica, dos superficies de catalizador de electrodos y una membrana de intercambio de protones. A través de la celda, se inician las reacciones electroquímicas (oxidación y reducción) en los electrodos del ánodo y del cátodo, donde el agua se introduce en el ánodo y se disocia en oxígeno, iones de hidrógeno y electrones mediante la siguiente reacción [61]:



Los iones de hidrógeno son atraídos a través de la membrana hasta el cátodo bajo un campo eléctrico donde se combinan con los electrones que llegan del circuito externo, formando gas hidrógeno.



La energía necesaria para llevar a cabo este proceso está definida por la siguiente ecuación:

$$\Delta H = \Delta G + Q = \Delta G + T \cdot \Delta S \quad (70)$$

Donde ΔH es el cambio en la entalpía del proceso (entalpía de formación), ΔG es la energía mínima necesaria para que ocurra la reacción (función de Gibbs de formación), suministrada en forma de energía eléctrica y Q es la energía térmica del proceso o calor de formación del agua (energía no aprovechable) [54],[59],[62].

Ya que el electrolizador trabaja por medio de energía eléctrica, el potencial o voltaje mínimo para que el agua reaccione y se separe, es de 1.229 V. Este se obtiene de la siguiente ecuación [61]:

$$V_{rev} = \frac{\Delta G}{z F} = \frac{237.178 \frac{kJ}{kmol}}{2 \cdot 96.485.3 \frac{coulomb}{kmol}} = 1.229 V \quad (71)$$

Donde:

V_{rev} = voltaje reversible en condiciones estándar (1 atm y 25°C)

ΔG = función de formación de Gibbs para el agua en condiciones estándar [61]

z = número de electrones de valencia que intervienen en la reacción

F = constante de Faraday [61]

Este voltaje V_{rev} representaría que $\Delta H = \Delta G$; sin embargo, este voltaje es una cantidad ideal sin contar las pérdidas por calor. En la práctica se considera el voltaje termoneutral V_{tn} .

$$V_{tn} = \frac{\Delta H}{z F} = \frac{285.4 \frac{kJ}{kmol}}{2 \cdot 96.485.3 \frac{coulomb}{kmol}} = 1.481 V \quad (72)$$

ΔH = entalpía de formación para el agua en condiciones estándar

Este es el voltaje mínimo a superar para que el electrolizador pueda operar correctamente bajo condiciones estándar de temperatura y presión. Sin embargo, estas condiciones estándar no se encuentran en la práctica por lo que este voltaje puede variar.

La evolución de voltaje del stack del electrolizador PEM, se encuentra en función de la intensidad de corriente de entrada, la temperatura de operación de la celda y las presiones del ánodo y cátodo y su comportamiento de operación se representa por medio de una curva de polarización. La curva de polarización representa en función de la densidad de corriente y el voltaje de celda el comportamiento de funcionamiento para una sola celda del stack y su voltaje viene dado por la suma del voltaje reversible y los otros sobrepotenciales (sobretensiones) que se muestran en la ecuación (73):

$$V_{cell} = (V_{ca} + V_{act} + V_{\Omega} + V_{conc}) n_{cell} \quad (73)$$

Donde:

V_{cell} = voltaje total del stack (o voltaje de celda si $n_{cell}=1$)

V_{ca} = voltaje de circuito abierto

V_{act} = sobrepotencial de activación

V_{ohm} = sobrepotencial óhmico

V_{conc} = sobrepotencial de concentración

Esta curva ya ha sido analizada y reportada en diversas investigaciones bajo diferentes modelos estáticos que desprecian variaciones dinámicas, donde su margen de error entre ellos es mínimo. Si dicha curva corresponde con el resto de modelos similares para electrolizadores PEM, es viable utilizar el modelo y por ende multiplicar a la ecuación (73) el número de celdas correspondiente al stack para determinar el voltaje total de este [61],[63],[64].

3.2.1 Voltaje de circuito abierto

El Voltaje de circuito abierto está definido por la ecuación de Nernst [65], como se presenta en la ecuación (74).

$$V_{ca} = V_{rev} + \frac{R_u T_{cell}}{z F} \left[\ln \left(\frac{a_{H_2} a_{O_2}^{0.5}}{a_{H_2O}} \right) \right] \quad (74)$$

Donde

R_u = constante universal de los gases

T_{cell} = temperatura en la celda del electrolizador

a = coeficiente de actividad del H₂O, H₂ y O₂

Al igual que en la ecuación (73) la ecuación (74) puede llegar a variar el valor de V_{rev} dependiendo del autor, como el presentado por A. Awasthi [66].

3.2.2 Sobrepotencial de activación

El sobrepotencial de activación (también conocido de circuito abierto) es el potencial mínimo requerido entre los electrodos para dividir las moléculas de agua en oxígeno e hidrógeno y se basa en la ecuación de Butler-Volmer como se muestra en la ecuación (75):

$$i = i_{o,x} \left[\exp \left(\frac{\alpha_x z F}{R_u T_{cell}} V_{act,x} \right) - \exp \left(\frac{(\alpha_x - 1) z F}{R_u T_{cell}} V_{act,x} \right) \right] \quad (75)$$

Subíndice x = ánodo (a), cátodo (c)

i = densidad de corriente

$i_{o,x}$ = densidad de corriente de intercambio

α_x = coeficiente de transferencia de carga de la reacción ocurrida

La densidad de corriente i que se utiliza esta dada por la ecuación (76) [64]:

$$\eta_F = \frac{i}{i_{teórica}} \quad (76)$$

η_F = eficiencia de Faraday

$i_{teórica}$ = densidad de corriente teórica

Despejando términos de la ecuación (75) para obtener el voltaje de activación, se obtiene la siguiente ecuación:

$$V_{act,x} = \frac{R_u T_{cell}}{\alpha_x F} \operatorname{arcSenh} \left(\frac{i}{2 i_{o,x}} \right) \quad (77)$$

También es posible expresar la ecuación (77) en términos de logaritmo natural, siendo conocida como la correlación de Tafel [67].

$$V_{act,x} = \frac{R_u T_{cell}}{\alpha_x z F} \ln \left(\frac{i}{i_{o,x}} \right) \quad (78)$$

La densidad de corriente de intercambio $i_{o,x}$ se obtiene por medio de la siguiente ecuación [64],[68].

$$i_{o,x} = k_{o,x} \cdot \exp \left(-\frac{E_{act,x}}{R_u T_{cell}} \right) \quad (79)$$

$E_{act,x}$ = energía de activación de la reacción

$k_{o,x}$ = factor pre-exponencial

El total de sobrepotencial de activación utilizando la ecuación (77) o (78), es la suma del sobrepotencial del ánodo y cátodo.

$$V_{act} = V_{act,a} + V_{act,c}$$

$V_{act,a}$ = sobrepotencial de activación del ánodo

$V_{act,c}$ = sobrepotencial de activación del cátodo

3.2.3 Sobrepotencial óhmico

El sobrepotencial óhmico basado en la ley de Ohm, nos indica la resistencia eléctrica que presenta la membrana, el colector de corriente y los electrodos del electrolizador al flujo de electrones[63],[64]; estas partes se pueden observar en la Figura 2.6.

$$V_{ohm} = (R_{mem} + R_{el,a} + R_{el,c}) i \quad (80)$$

R_{mem} = resistencia óhmica de la membrana

$R_{el,a}$ = resistencia óhmica del colector y electrodo del ánodo

$R_{el,c}$ = resistencia óhmica del colector y electrodo del cátodo

La resistencia de la membrana se expresa en la ecuación (81) y la resistencia del colector y electrodo en ánodo y cátodo en la ecuación (83).

$$R_{mem} = \frac{t_{mem}}{\sigma_{mem}} \quad (81)$$

t_{mem} = espesor de la membrana

σ_{mem} = resistividad de la membrana

$$\sigma_{mem} = (0.005139\lambda_m - 0.00326)e^{1268\left(\frac{1}{303} - \frac{1}{T_{cell}}\right)} \quad (82)$$

λ_m = grado de humidificación de la membrana o contenido de agua de la membrana

$$R_{el,x} = \rho_{el,x} t_{el,x} \quad (83)$$

$\rho_{el,x}$ = resistividad del material de los electrodos

$t_{el,x}$ = espesor del electrodo

El valor de λ_m se ha analizado por varios autores y bajo diferentes condiciones y puede obtenerse mediante diferentes ecuaciones como enuncia Koundi M. en [68].

3.2.4 Sobrepotencial de concentración

El sobrepotencial de concentración (sobrepotencial de difusión o de transporte de masa) tiene en cuenta la limitación del transporte de masa de los reactivos en los electrodos.

$$V_{conc} = \frac{R_u T_{cell}}{\alpha_x z F} \ln\left(\frac{i_L}{i_L - i}\right)$$

i_L = densidad de corriente límite

3.2.5 Producción de hidrógeno, oxígeno y agua consumida

La tasa de flujo del hidrógeno, oxígeno y agua consumida del proceso de electrólisis, se simplifica en la Ley de Faraday [68], como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{n_{cell} I}{2 F} mm_{H_2} \quad (84)$$

$$\dot{m}_{O_2} = \frac{n_{cell} I}{4 F} mm_{O_2} \quad (85)$$

$$\dot{m}_{H_2O} = \frac{n_{cell} I}{2 F} mm_{H_2O} \quad (86)$$

Donde:

\dot{m}_{H_2} = flujo másico de hidrógeno

\dot{m}_{O_2} = flujo másico de oxígeno

\dot{m}_{H_2O} = flujo másico del agua de recirculación

mm_{H_2} = masa molar del hidrógeno

mm_{O_2} = masa molar del oxígeno

mm_{H_2O} = masa molar del agua de recirculación

I = intensidad de la corriente

3.3 Análisis económico

Una parte importante en la realización y aprobación de un proyecto es el análisis económico, el cual determina la inversión inicial que este supondrá y la viabilidad económica para aprobar o no el proyecto. Este análisis consiste en la estimación del costo del proyecto (costo de los equipos, supervisión, montaje, instalación, entre otros), determinar los flujos de ingresos del proyecto por la venta de hidrógeno y energía eléctrica, así como agregar criterios de decisión de inversión tales como el VPN (Valor Presente Neto), el TIR (Tasa Interna de Rendimiento) y el PRS (Periodo

de Retorno Simple). Los costos que se manejan, se encuentran en dólares (USD) bajo la tasa actual promedio de \$17.00 pesos (MXN) [69].

3.3.1 Estimación de costo de los equipos principales

Conocer los costos de los equipos principales de una planta geotermoeléctrica (turbina, separador, bombas, entre otros) no es tarea sencilla ya que pocos proveedores comparten esta información y de manera actualizada; por ello, así como muestra F. K. Crundwell [70] se han desarrollado modelos que permitan estimar el costo de estos, por diferentes medios dependiendo del caso. Para esta investigación se hace uso de dos estimaciones, una por factores de capacidad del equipo y otra por índices de costo.

La estimación de costos por factor de capacidad del equipo, permite conocer el costo aproximado del equipo que sea desea utilizar comparándolo con otro equipo de distinta capacidad, pero con un costo conocido. El modelo que se utiliza para este tipo de estimación es conocido como la regla de los seis décimos (six tenth factor rule) se determina el costo base estimado de los equipos. Esta se realiza por medio de la comparación con un equipo conocido del mismo tipo utilizando los parámetros costo y capacidad del equipo (potencia producida, kW; área de intercambio de calor, m²; etc.) como se muestra en la ecuación en la siguiente ecuación [71],[72].

$$\frac{C_{eq2}}{C_{eq1}} = \left(\frac{\text{Capacidad del equipo}_2}{\text{Capacidad del equipo}_1} \right)^N \quad (87)$$

C_{eq1} = costo del equipo conocido

C_{eq2} = costo del equipo del proyecto

N = exponente de economía de escala del equipo seleccionada (0.6 es el exponente general de los equipos).

La estimación por índices de costo, permite conocer los costos actuales de los equipos; esto, debido a que en ocasiones muchos de los equipos que se encuentran en diferentes medios, suele venir de fuentes no tan recientes [72]. Debido a que las fuentes sobre costos reflejan equipos de algún tiempo pasado, es necesario corregir el costo de la inflación. Para esto existen diferentes índices de inflación de costo, siendo de los más conocidos el índice CEPCI (The Chemical Engineering Plant Cost Index) mostrados en la Figura 3.7, los cuales año con año se van actualizando. En esta investigación se utiliza el CPECI de 2022 al ser el dato promedio anual más reciente, los cuales se muestran en el Anexo 9.

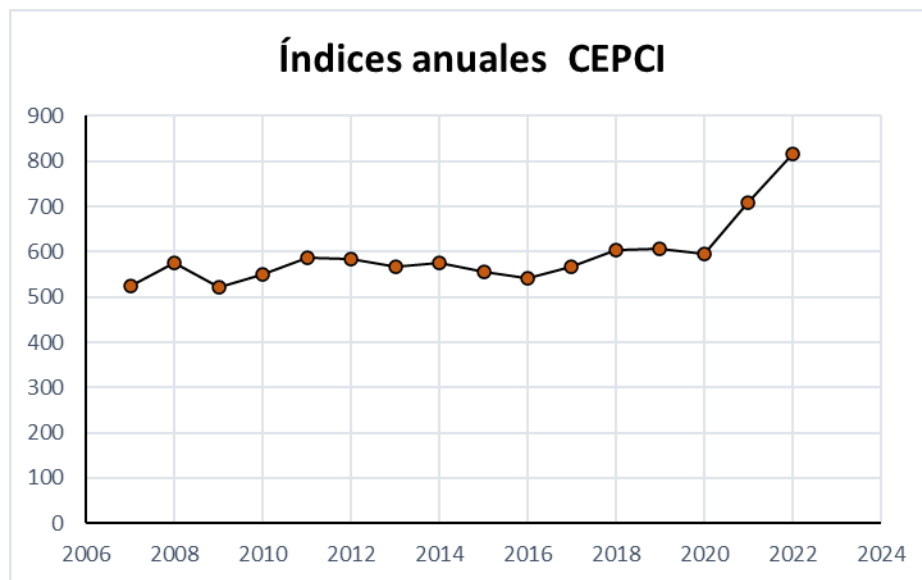


Figura 3.7. Variación de índice CEPCI.

Esta estimación de costos está dada por la siguiente ecuación:

$$C_{act} = C_0 \frac{I_{act}}{I_0} \quad (88)$$

C_{act} = Costo actual

C_0 = Costo en un año dado

I_{act} = Índice de costo actual

I_0 = Índice de costo en un año dado

El costo total de los equipos principales se representa por *PEC* (Purchase Equipment Cost). Por otra parte, el costo de electrolizadores tipo PEM se estima alrededor de \$2,000 dólares por kW de potencia requeridos para la electrolisis.

3.3.2 Estimación de costos de construcción y montaje

Varios costos extras de una planta geotermoeléctrica tales como material (tuberías, cableado), supervisión instalación y montaje de los equipos equipo, se pueden estimar en la compra del costo de los equipos principales. El método que se emplea es el propuesto por Bejan A. [73] calcula los componentes del costo del capital fijo en términos de un porcentaje del costo de compra del equipo. La Tabla 3.1 muestra el cálculo para estos costos.

Tabla 3.1. Estimación de costos equipamiento y construcción [72].

Costo estimado del montaje y construcción	Factor de %
Costo de compra de los equipos principales (PEC)	
Instalación de los equipos principales	33% de PEC
Tubería	10% de PEC
Control e instrumentación	12% de PEC
Equipo eléctrico y materiales	13% de PEC
Campo	10% de PEC
Ingeniería y comprobación	25% de PEC
Total de costo directo (D_C)	
Costo de construcción (C_{Constr})	15% de DC
Total ($C_{E\&C}$)	$D_C + C_{Constr}$

3.3.3 Costo de inversión anualizado

Es una técnica que se utiliza para calcular el cargo de capital anual superior al uso provisiones contables (reserva de fondos de la empresa para cubrir posibles gastos) por depreciación y gastos por intereses [74]. Esta hace uso del FRC (Factor de Recuperación de Capital) o CRF por sus siglas en inglés (Capital Recovery Factor) mostrado en la ecuación (89), el cual convierte un valor presente en un flujo de pagos anuales iguales durante un tiempo específico y a una tasa de interés específica, como se muestra en la ecuación (90) [73],[75],[76].

$$FRC = \frac{int \cdot (1 + int)^N}{(1 + int)^N - 1} \quad (89)$$

$$C_{año} = I_0 \cdot FRC \quad (90)$$

Donde:

$C_{año}$ = costo de inversión anualizado

I_0 = inversión de capital inicial

FRC = Factor de Recuperación de Capital o CRF (Capital Recovery Factor)

int = tasa de interés (10%)

N = periodo total de operación (10 años)

La inversión neta inicial I_0 es:

$$I_0 = PEC + C_{E\&C} \quad (91)$$

3.3.4 Estimación de costos de operación y mantenimiento

Los costos de O&M (operación y mantenimiento) de plantas de energía, corresponden a todos los gastos necesarios para mantener el sistema de energía en buen funcionamiento, esto incluye mantenimiento de la planta de energía, el mantenimiento del campo geotérmico y los costos de perforación de recuperación.

Hance C. [77] observo que estos costos varían en función de la cantidad de la potencia producida por la planta entre 1 a 3.5 centavos de dólar por kWh producido y estima un promedio de 2.2 centavos. Por lo tanto, el costo de operación y mantenimiento anual para la planta y ORC se obtiene por medio de la siguiente ecuación [78]:

$$C_{Planta} = \dot{W}_{net} \cdot t_{op} \cdot C_{PL} \quad (92)$$

\dot{W}_{net} = potencia eléctrica neta de la planta y ORC (kW)

t_{op} = tiempo de operación de la planta al año (7,446 h)

C_{PL} = costo de O&M de una planta geotermoeléctrica (2.2 centavos por kWh)

C_{Planta} = costo anualizado de O&M de la planta

Por otra parte, para el electrolizador se estima el costo de operación y mantenimiento que puede ser del 4% anual del costo de inversión [79]. Teniendo así que el costo total de O&M es:

$$C_{O\&M} = C_{Planta} + C_{ELE} \quad (93)$$

C_{ELE} = costo anual de O&M del electrolizador

$C_{O\&M}$ = costo total anualizado de operación y mantenimiento (\$)

3.3.5 Costo nivelado de electricidad

El costo nivelado de electricidad o LCoE (Levelized Cost of Energy) se trata de una valoración económica del costo de generación de energía eléctrica con base al tipo de tecnología que se utilice, indicando el precio mínimo al que se debería vender la energía para obtener un beneficio. A continuación, se presenta un modelo compacto del LCoE [80],[81],[82]:

$$LCoE = \frac{C_{año} + C_{O\&M}}{\dot{W}_{net} \cdot t_{op}} (\$/kWh)$$

Para el costo nivelado de hidrógeno o LCoH (Levelized Cost of Hydrogen) es la valoración económica por la producción de hidrógeno y se obtiene por medio de la siguiente ecuación [82]:

$$LCoE = \frac{C_{año} + C_{O\&M}}{\dot{m}_{H_2} \cdot t_{op}} (\$/kg_{H_2})$$

3.3.6 Ingresos por venta de electricidad e hidrógeno

Los ingresos son el recurso económico que se obtiene por medio de la actividad que desempeña la empresa; en este caso, la producción de energía eléctrica e hidrógeno.

Para conocer el ingreso por venta de electricidad e hidrógeno, se utilizan la ecuación (94) y la ecuación (95). El costo de electricidad e hidrógeno en el mercado se pueden consultar en el Anexo 8.

$$E_{año} = \dot{W}_{generada} \cdot t_{op} \cdot C_E \tag{94}$$

$$H2_{año} = \dot{m}_{H_2} \cdot t_{op} \cdot C_{H_2} \tag{95}$$

Donde:

$E_{año}$ = ingresos por venta de energía eléctrica al año (\$)

$H2_{año}$ = ingresos por venta de hidrógeno al año (\$)

$W_{generada}$ = potencia generada para distribución y venta (kW)

\dot{m}_{H2} = hidrógeno producido (kg/h)

C_E = costo de la energía eléctrica producida (\$/kWh)

C_{H2} = costo de hidrógeno producido (\$/kg)

Por lo tanto, el flujo de ingresos totales C_{ing} por venta de electricidad e H₂ es:

$$C_{ing} = C_{ing,E} + C_{ing,H2} \quad (96)$$

3.3.7 Criterios de viabilidad de un proyecto

Las técnicas que se emplean en esta investigación para estimar la rentabilidad de inversión del proyecto son el VPN, TIR y PRS.

El VPN o NPV (Net Present Value) es una estimación del valor agregado a la empresa si el proyecto es aceptado e implementado, siendo la suma de todos los flujos de efectivo CF_t (ingresos y egresos). Si el valor es mayor que cero, se espera que el proyecto genere valor a la empresa equivalente al monto del VPN; si es menor que cero, indica pérdidas por parte del proyecto, volviéndolo no rentable [72].

El VPN se determina por medio de la siguiente ecuación [83],[84],[85]:

$$VPN = \sum_{n=1}^N \frac{CF}{(1+d)^n} - I_0 \quad (97)$$

CF = flujo de costo

d = tasa de descuento (10%)

El flujo de efectivo CF se obtienen de la siguiente manera:

$$CF = C_{ing} - C_{año} - C_{O\&M} \quad (98)$$

El TIR o IRR (Internal Rate of Return) es el porcentaje de ingresos futuros que se obtienen periódicamente con respecto a la inversión inicial del proyecto. Este porcentaje se calcula por medio de las siguientes ecuaciones [70],[83]:

$$TIR = \sum_{n=1}^N \frac{CF}{(1+d)^n} - I_0 = 0 \quad (99)$$

Donde la tasa de descuento d que arroje la ecuación, corresponde al porcentaje del TIR.

Finalmente, el PRS (Periodo de Retorno Simple) o PBP (Payback Period) es una técnica eficaz en las inversiones de corta vida útil y se enfoca en el tiempo de recuperación de la inversión realizada y se calcula sumando los flujos de costo generados hasta que sean iguales al desembolso inicial de la inversión, recuperando completamente la inversión [75].

$$PRS = \frac{I_0}{CF} \quad (100)$$

4 Metodología

4.1 Software utilizado

Los diagramas de repotenciación de las plantas se elaboraron mediante el programa de diagramas Edraw Max, por su facilidad en la unión de puntos, líneas y equipos, su amplio abanico de funciones de personalización, librerías de figuras e importación de nuevas figuras y los diferentes formatos de guardado de archivos que ofrece para los diagramas.

Los códigos del modelo termodinámico, termoquímico y económico, de las plantas de simple flash U-6 y U-13 se desarrollaron en el programa EES (Engineering Equation Solver) el cual está dedicado a la resolución de problemas termodinámicos, proporcionando de manera sencilla todas las herramientas para este fin sin la necesidad de importar otras librerías, además de ofrecer una buena capacidad de resolución de distintos tipos de ecuaciones matemáticas de manera rápida y precisa.

4.2 Parámetros de entrada

El modelo termodinámico se realizó con base a parámetros de diseño de CFE del campo geotérmico de los Azufres, información de proveedores de equipos geotérmicos e investigaciones similares sobre plantas geotermoeléctricas, además de tomar información de estaciones meteorológicas lo más cercanas a la planta (estación de Ciudad Hidalgo) para la obtención de datos del medio como temperatura y presión ambiente. Estos datos se pueden observar en el Anexo 5.

Para la repotenciación, se parte de un módulo ORC de 40 kW (ENO-40LT) mostrado en la Figura 4.1, el cual ha sido trabajado por V. Ambriz [86] para el aprovechamiento del calor residual. Este, se escala a un módulo de mayor potencia, según sea el recurso del separador destinado al aprovechamiento del mismo. Los datos del ORC se encuentran en el Anexo 5.



Figura 4.1. Módulo ORC ENO-40LT [51].

El modelo termoquímico se basa en el propuesto por E. Crespi [64] quien a través de un método semiempírico, validó un electrolizador comercial de 60 kW (C-10, nel Hydrogen) el cual se muestra en la Figura 4.2. La curva de polarización que valida el modelo utilizado se muestra en la Figura 4.3 y el código EES para la misma, se encuentran en el Anexo 10. Este electrolizador se escala con base a la cantidad de agua que es posible precalentar e ingresar al mismo, aumentando de este modo la potencia necesaria que se debe suministrar para que se lleve a cabo el proceso de electrolisis. Los datos del electrolizador se muestran en el Anexo 6.



Figura 4.2. Electrolizador C10 de 60 kW [87].

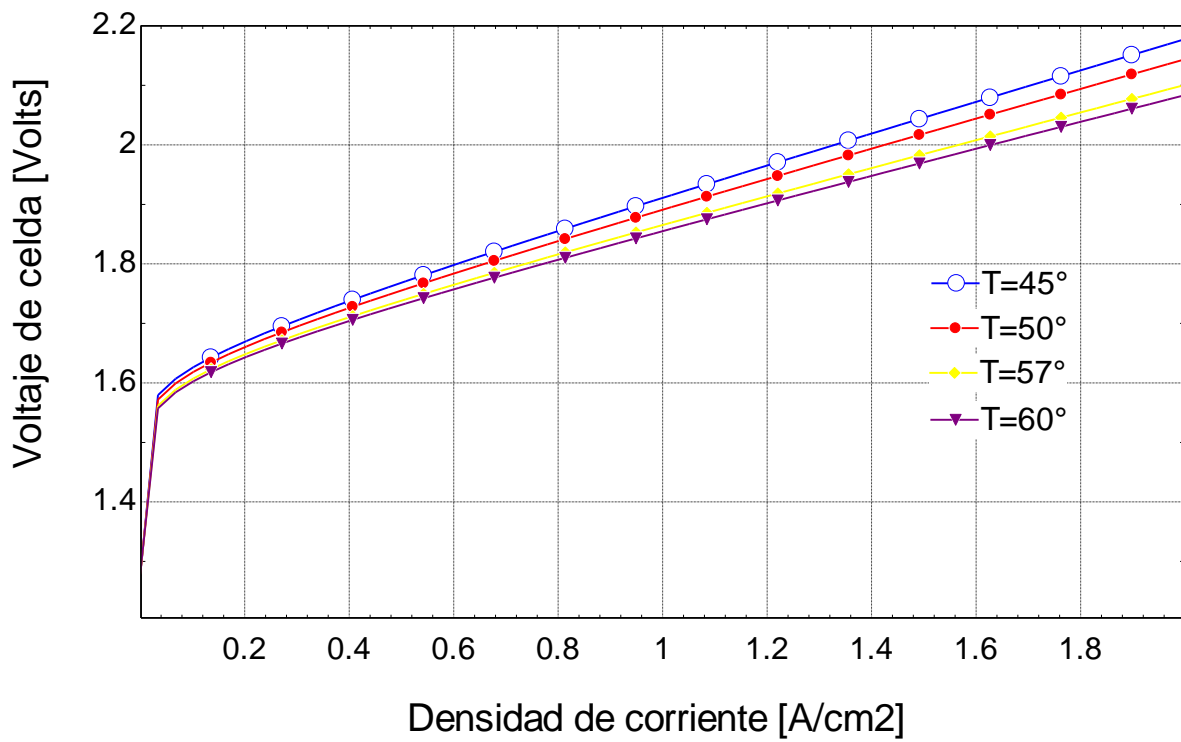


Figura 4.3. Curva de polarización del modelo estático de electrolizador PEM.

Para el modelo económico, se estiman los costos base de los equipos principales de las plantas por medio de la regla de los seis décimos y la tasa de corrección CEPCI; el costo por tubería, cableado, instalación, entre otros (Tabla 3.1), los cuales se determinan con base de los equipos principales. Finalmente se emplean las técnicas del VPN, TIR y PRS para estimar la rentabilidad del proyecto. Este análisis se divide en dos periodos:

1. 0 a 10 años
2. 10 a 20 años

Esto debido a que el equipo con menor tiempo de vida útil (electrolizador) es de solo 10 años, mientras que el de la planta es de aproximadamente 20 años. El costo de los equipos principales obtenidos de distintas fuentes, se encuentra en el Anexo 7.

4.3 Suposiciones y condiciones de operación

Las siguientes condiciones de operación de ambas plantas para aplicar en el código de EES son las siguientes:

1. La temperatura y presión ambiente (estado muerto o de referencia) son 20°C y 0.83 Bar
2. El fluido geotérmico se considera como mezcla saturada de líquido-vapor en el cabezal de pozo
3. Los estados termodinámicos del fluido geotérmico se determinan considerándolo una mezcla de agua, vapor de agua y GNC
4. Solo se consideran el CO₂ y H₂S de GNC por representar el mayor porcentaje de estos gases en la mezcla
5. Se desprecian pérdidas de energía por incrustaciones
6. Las condiciones de flujo estacionario se aplican a todos los equipos de las plantas
7. Se desprecian cambios en la energía cinética y potencial

8. Se desprecia irreversibilidades tales como la fricción y expansión libre
9. El cambio de temperatura en evaporador y condensador es lineal
10. El sistema de extracción de GNC se analiza como un solo volumen de control
11. Los GNC así como aquellos producidos en el electrolizador son analizados como gases ideales
12. La presión y temperatura permanecen constantes en la mezcla
13. La energía suministrada al electrolizador en ambas plantas es únicamente la producida por el ORC
14. Para ambas plantas se toman los mismos factores del modelo económico

4.4 Implementación de códigos en EES

El código de EES del Anexo 11 y Anexo 12 abarcan el modelo termodinámico y económico propuesto, los cuales muestran los estados termodinámicos de las plantas de la Figura 2.7 y Figura 2.8, el análisis del equipo ORC para determinar la capacidad de aprovechamiento con esta tecnología a partir del recurso destinado del separador, la tasa de consumo de agua del electrolizador que es posible precalentar del fluido geotérmico restante del separador, la eficiencia energética y exergética de la planta, la destrucción de exergía de los equipos principales, los costos de los de los equipos, equipamiento y construcción, así como las técnicas de estimación de rentabilidad del proyecto (VPN, TIR, TRS).

El modelo termoquímico del electrolizador PEM, se trabajó en el código EES del Anexo 10 donde se obtuvo la curva de polarización para la validación del modelo base de E. Crespi [64] y se escaló con base a la tasa de agua de consumo resultante del modelo termodinámico; obteniendo así, la potencia necesaria para llevar a cabo la electrolisis y la tasa de producción de hidrógeno bajo estas condiciones.

5 Resultados

5.1 Resultados del modelo termodinámico

La finalidad de este análisis, es conocer la energía disponible a la salida del separador para ser aprovechada por un ORC y un electrolizador tipo PEM, en la planta U-6 y U-13.

De los estados termodinámicos de los Anexo 13 y Anexo 14 se aprecia el recurso geotérmico que se extrae de los pozos para ambas plantas, el cual es de aproximadamente 133.23 y 498.22 kg/s. Tomando de base la eficiencia del separador que emplea N. Yildirim [53] de 13%, se obtiene la cantidad de fluido geotérmico que es enviado como vapor seco hacia la turbina y la porción de líquido saturado que es aprovechado antes de reinyectarse al subsuelo, como se muestra en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Recurso geotérmico aprovechado en la turbina y para reinyección.

	Fluido geotérmico reinyectado	Vapor de agua dirigido a la turbina
U-6	115.63 kg/s	17.6 kg/s
U-13	432.40 kg/s	65.81 kg/s

Del recurso disponible a la salida del separador, se reparte de manera paralela como se observa en la Figura 5.1 para utilizarse en la activación del ORC y el precalentado del agua para el electrolizador. Esta distribución del recurso en ambas plantas, se realizó tomando en cuenta que se pudiese precalentar agua suficiente para una unidad de electrólisis tipo PEM de hasta 1 MW y de allí utilizar el resto para determinar el máximo potencial aprovechable por medio de la tecnología ORC.

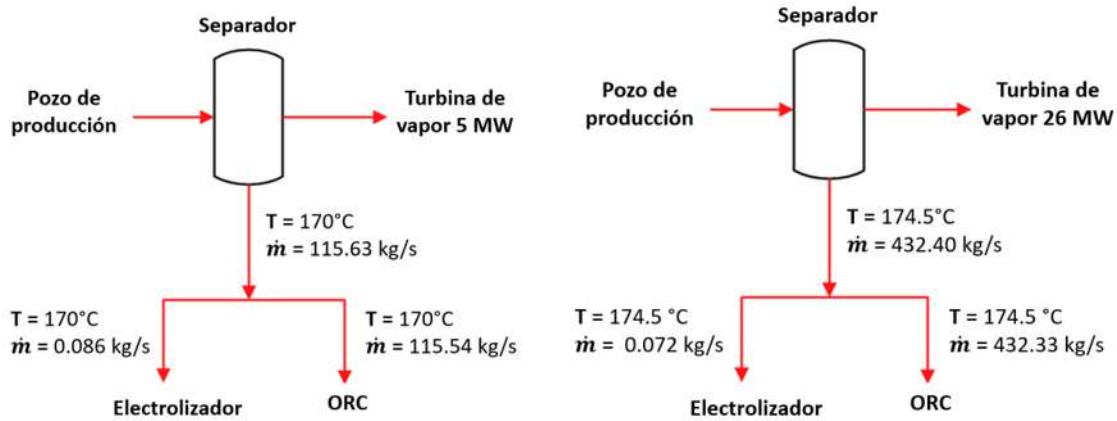


Figura 5.1. Distribución del recurso disponible a la salida del separador en la U-6 y U-13.

Se toma como referencia una diferencia de temperatura de 20°C a la salida del intercambiador de calor del ORC y el electrolizador como aparece en la Figura 5.2 a fin de mantener una temperatura elevada para evitar la rápida formación de incrustaciones en las tuberías por la concentración de sales del líquido saturado.

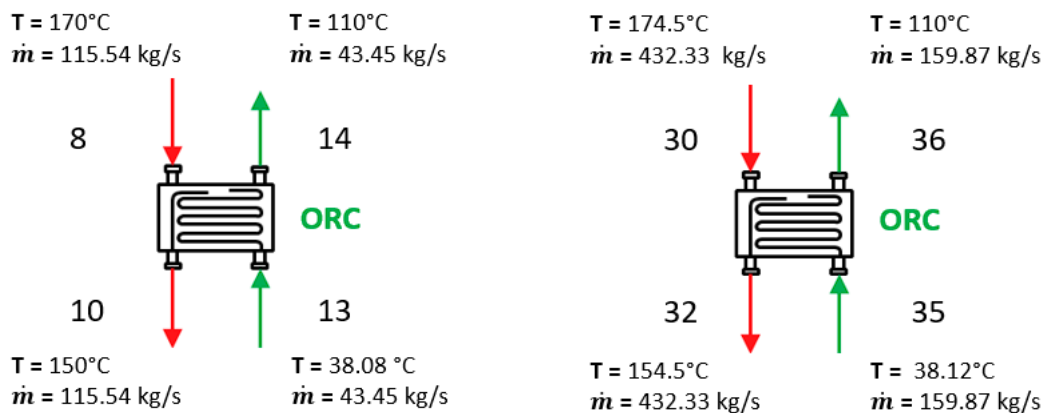


Figura 5.2. Intercambiador de calor del ORC de la U-6 y U-13.

La potencia máxima capaz de producirse por el ORC gracias al recurso geotérmico dispuesto, es de 1,084 kW en la U-6 y 3,989 kW en la U-13. Debido a que el electrolizador, requiere un precalentamiento de agua una temperatura mucho menor para su correcto funcionamiento, es por lo que la mayor cantidad de recurso se dispone para el ORC.

Con base a la potencia producida por el ORC de la U-6, se consideró utilizar un electrolizador de 1MW con la finalidad de que este solo requiera la energía producida por el ORC sin depender de la energía de la turbina principal. Por otra parte, también se considera una unidad de electrolisis igual para la U-13, con el fin de homologar y facilitar los resultados para este caso de investigación. Del fluido geotérmico que se hace circular del separador al electrolizador como se muestra en la Figura 5.3, se obtiene el flujo de agua de recuperación que es posible precalentar e ingresa al electrolizador.

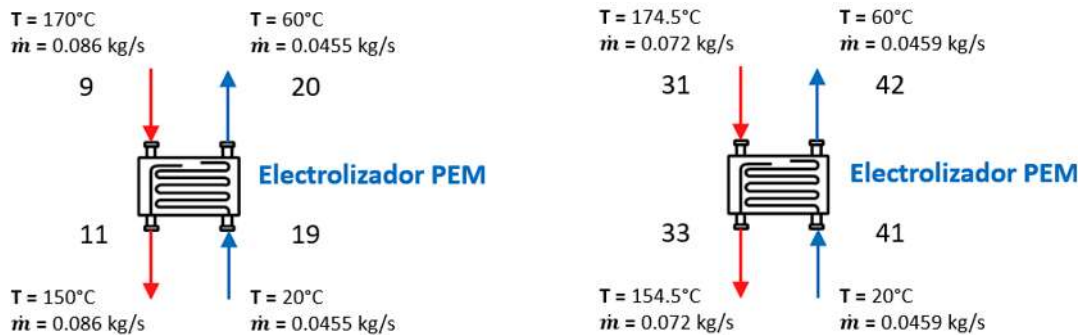


Figura 5.3. Intercambiador de calor del electrolizador de la U-6 y U-13.

Este flujo de agua de consumo o recuperación, se suministra a una unidad de electrolisis de 1 MW en ambas plantas, la cual adquiere su potencia por medio de la energía eléctrica producida en el ORC. En la Figura 5.4 se muestra la distribución de la potencia generada en el ORC.

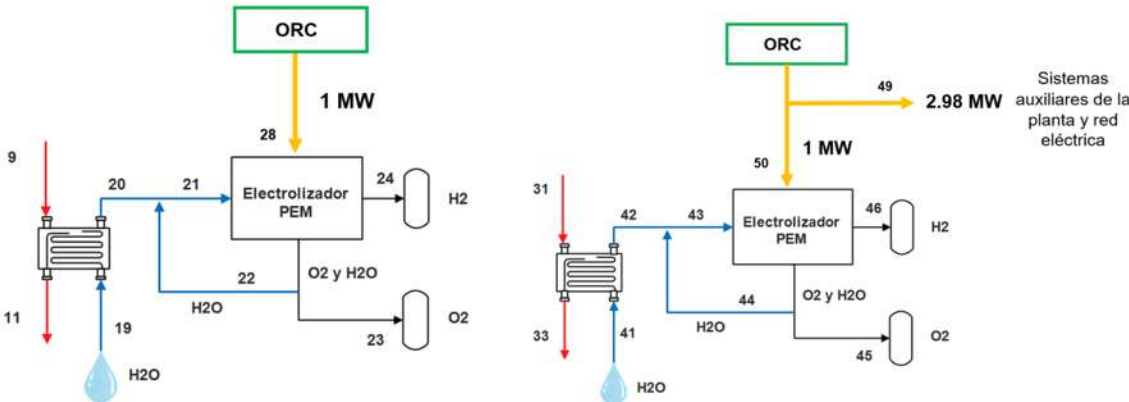


Figura 5.4. Distribución de potencia generada en el ORC U-6 y U-13.

En la Tabla 5.2, se presentan las eficiencias energética y exergética para ambas plantas; con la repotenciación propuesta y sin ella.

Tabla 5.2. Eficiencias energética y exergética de las plantas U-6 y U-13 con la repotenciación y sin ella.

	Eficiencia energética η_e %		Eficiencia exergética η_{ex} %	
	Con la repotenciación	Sin la repotenciación	Con la repotenciación	Sin la repotenciación
U-6	4.33%	3.82%	17%	16.75%
U-13	6.04%	5.34%	25.68%	23.16%

5.2 Resultados del modelo termoquímico

El siguiente análisis del modelo electroquímico, sirve para conocer los parámetros de operación de la unidad de electrolizador PEM a utilizar con base al fluido geotérmico que se dispuso a la salida del separador para precalentar el agua de recuperación.

Con base al modelo termodinámico, se determinó el flujo de agua de recuperación que es posible precalentar y enviar al electrolizador. Aumentando el agua de recuperación que se ingrese al electrolizador, este aumentará su flujo de producción de hidrógeno, así como la potencia eléctrica necesaria para operar. La Figura 5.5 muestra el aumento del hidrógeno producido y la potencia requerida conforme aumente el stack en número de celdas y tamaño de área de la celda; esto, manteniendo al igual que E. Crespi [64] una densidad de corriente de 1.6 A/m².

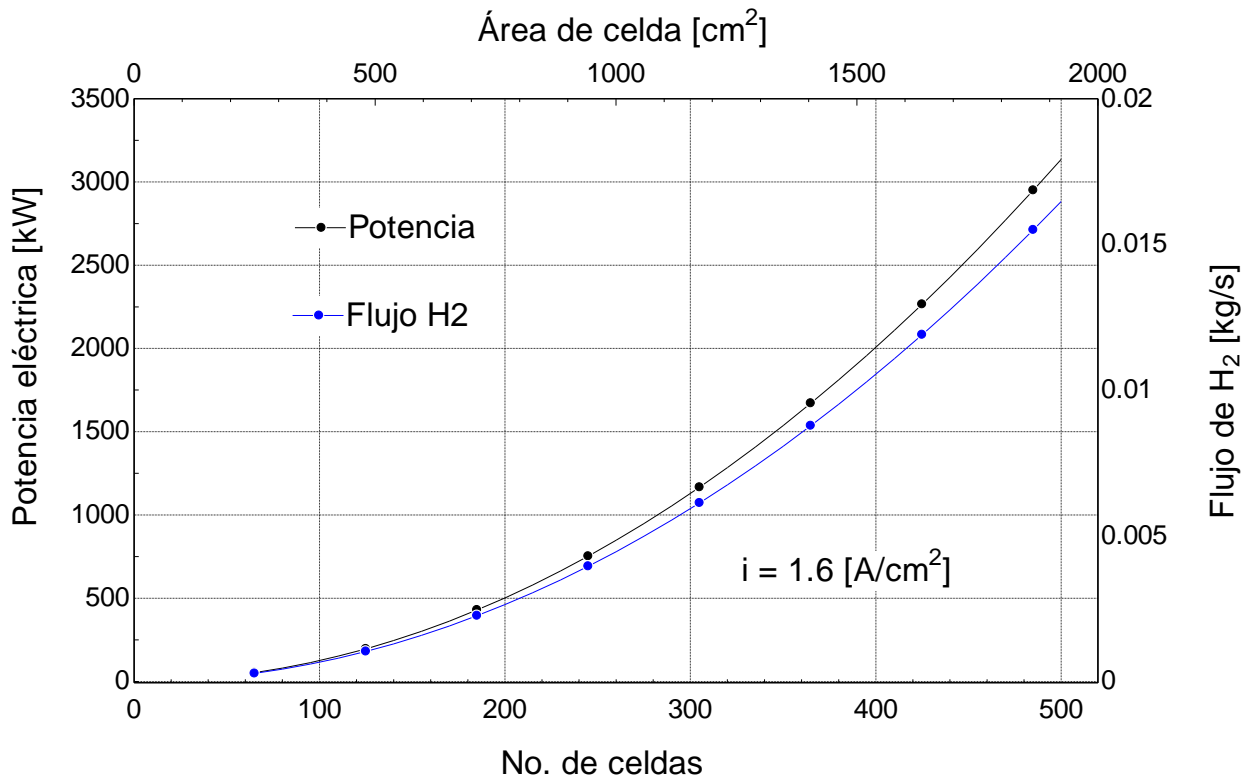


Figura 5.5. Tendencia de crecimiento de electrolizador tipo PEM.

El modelo base que se utilizó de 60 kW requiere de 9 L/h de agua de recuperación para producir un flujo de hidrógeno de 21.6 kg/24h. El electrolizador de 1 MW que se utiliza para repotenciar la planta consta de los siguientes datos de operación de la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Datos de operación para un electrolizador de 1MW con densidad de corriente de 1.6 A/cm²

Parámetro	Valor
Flujo de hidrógeno producido	5.1×10^{-3} kg/s
Agua de recuperación	4.6×10^{-2} kg/s
Corriente nominal del stack	1,770 A
Voltaje de celda	560 V
Potencia total del sistema	1,063 kW
No. celdas	280
Área de celda	1,104 cm ²

En la Tabla 5.4, se tiene la tasa de generación de hidrógeno en un día y el consumo de potencia neta en horas por kg de hidrógeno producido para el electrolizador de 1 MW.

Tabla 5.4. Producción de hidrógeno y consumo de potencia para un electrolizador de 1MW.

Tasa de producción de hidrógeno	204.1 Nm ³ /h (440.64 kg / 24h)
Consumo de potencia por kg de h2 producido	54.46 kWhe / kgH2

5.3 Resultados del modelo económico

Los casos presentados en este análisis, muestran la inversión inicial que se debe realizar para el proyecto de repotenciación a las dos plantas que se manejan, así como su rentabilidad a un periodo determinado de tiempo bajo las técnicas del VPN, TIR y PRS (los flujos de efectivo se encuentran en el Anexo 15). Lo anterior se presenta mediante los 4 casos siguientes:

1. ORC y electrolizador PEM U-6 (sin incluir la planta)
2. ORC y electrolizador PEM U-6 (incluyendo la planta)
3. ORC y electrolizador PEM U-13 (sin incluir la planta)
4. ORC y electrolizador PEM U-13 (incluyendo la planta)

Los casos 1 y 3 representarían los costos y rentabilidad del proyecto en caso de solo agregarse los equipos de la repotenciación a plantas ya establecidas, que en este caso corresponde a la U-6 a contrapresión y la U-13 a condensación. Los casos 2 y 4, muestran estos resultados suponiendo la instalación de la planta completa y la repotenciación propuesta para algún campo geotérmico.

5.3.1 Resultados del caso 1

Los costos de los equipos, su equipamiento y construcción, así como la inversión requerida en el periodo primer y segundo periodo, se muestran a continuación en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5. Caso 1, costo de los equipos, equipamiento, construcción e inversión del primer y segundo periodo.

Periodo 1 (0 a 10 años)	
Costo de los equipos (PEC₀)	
ORC	
Intercambiador de calor	\$212,446
Turbina y generador	\$2,599,000
Torre de enfriamiento	\$278,991
Bomba	\$84,285
Electrolizador PEM	
Intercambiador de calor	\$7,501
Electrolizador PEM	\$2,000,000
Total	\$5,182,000
Costos de equipamiento y construcción (C_{E&C})	
Instalación de los equipos principales	\$1,710,000
Tubería	\$518,191
Control e instrumentación	\$621,829
Equipo eléctrico y materiales	\$673,648
Campo	\$518,191
Ingeniería y comprobación	\$1,295,000
Costo de construcción	\$800,605
Total	\$6,138,000
Inversión del periodo 1 (I₀)	
I₀ = PEC₀ + C_{E&C}	\$11,320,000
Periodo 2 (10 a 20 años)	
Costo de los equipos (PEC₁₀)	
Electrolizador PEM	\$2,000,000
Total	\$2,000,000
Inversión del periodo 2 (I₁₀)	

$I_{10} = PEC_{10}$	\$2,000,000
---------------------------------------	--------------------

El costo por operación y mantenimiento se muestra en la Tabla 5.6, el cual se mantiene constante para ambos periodos.

Tabla 5.6. Caso 1, Costo por O&M.

Costo por Operación y Mantenimiento	\$986,075
--	------------------

El costo nivelado de electricidad, se muestra en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7. Caso 1, LCoE.

LCoE	$1.075 \frac{\\$}{kWh}$
-------------	---

El costo nivelado de hidrógeno, se muestra en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8. Caso 1, LCoH.

LCoH	$4.393 \frac{\\$}{kWh}$
-------------	---

Los ingresos obtenidos del proyecto por la venta de electricidad e hidrógeno se muestran en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9. Caso 1, ingresos por la venta de electricidad e hidrógeno al año.

Ingresos por venta de electricidad	\$2,013,000
Ingresos por venta de H2	\$722,547

Los indicadores de rentabilidad del proyecto para el Caso 1, se muestran en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10. Caso 1, indicadores VPN, TIR y PRS.

VPN	-\$9,341,415.02
TIR	-0.07%
PRS	10.1 años

5.3.2 Resultados del caso 2

Los costos de los equipos, su equipamiento y construcción, así como la inversión requerida en el periodo primer y segundo periodo, se muestran a continuación en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11. Caso 2, costo de los equipos, equipamiento, construcción e inversión del primer y segundo periodo.

Periodo 1 (0 a 10 años)	
Costo de los equipos (PEC₀)	
Planta	
Válvula (separador)	\$35,703
Separador	\$113,554
Válvula (turbina)	\$35,703
Válvula check (turbina)	\$35,703
Turbina y generador	\$6,502,000
ORC	
Intercambiador de calor	\$212,446
Turbina y generador	\$2,599,000
Torre de enfriamiento	\$278,991
Bomba	\$84,285
Electrolizador PEM	
Intercambiador de calor	\$7,501
Electrolizador PEM	\$2,000,000

Total	\$11,900,000
Costos de equipamiento y construcción (C_{E&C})	
Instalación de los equipos principales	\$3,928,000
Tubería	\$1,190,000
Control e instrumentación	\$1,429,000
Equipo eléctrico y materiales	\$1,548,000
Campo	\$1,190,000
Ingeniería y comprobación	\$2,976,000
Costo de construcción	\$1,839,000
Total	\$14,100,000
Inversión del periodo 1 (I₀)	
I₀ = PEC₀ + C_{E&C}	\$26,010,000
Periodo 2 (10 a 20 años)	
Costo de los equipos (PEC₁₀)	
Electrolizador PEM	\$2,000,000
Total	\$2,000,000
Inversión del periodo 2 (I₁₀)	
I₁₀ = PEC₁₀	\$2,000,000

El costo por operación y mantenimiento se muestra en la Tabla 5.12, el cual se mantiene constante para ambos periodos.

Tabla 5.12. Caso 2, Costo por O&M.

Costo por Operación y Mantenimiento	\$986,075
--	------------------

El costo nivelado de electricidad, se muestra en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13. Caso 2, LCoE.

LCoE	2.338 $\frac{\\$}{kWh}$
-------------	---

El costo nivelado de hidrógeno, se muestra en la Tabla 5.14.

Tabla 5.14. Caso 2, LCoH.

LCoH	4.39 $\frac{\\$}{kWh}$
-------------	--

Los ingresos obtenidos del proyecto por la venta de electricidad e hidrógeno al año se muestran en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15. Caso 2, ingresos por la venta de electricidad e hidrógeno.

Ingresos por venta de electricidad	\$2,013,000
Ingresos por venta de H2	\$722,547

Los indicadores de rentabilidad del proyecto para el Caso 2, se muestran en la Tabla 5.16.

Tabla 5.16. Caso 2, indicadores VPN, TIR y PRS.

VPN	-\$38,715,676.91
TIR	-10.22%
PRS	-26.15 años

5.3.3 Resultados del caso 3

Los costos de los equipos, su equipamiento y construcción, así como la inversión requerida en el periodo primer y segundo periodo, se muestran a continuación en la Tabla 5.17.

Tabla 5.17. Caso 3, costo de los equipos, equipamiento, construcción e inversión del primer y segundo periodo.

Periodo 1 (0 a 10 años)	
Costo de los equipos (PEC₀)	
ORC	
Intercambiador de calor	\$387,445
Turbina y generador	\$567,8000
Torre de enfriamiento	\$525,736
Bomba	\$164,387
Electrolizador PEM	
Intercambiador de calor	\$6,502
Electrolizador PEM	\$2,000,000
Total	\$8,762,000
Costos de equipamiento y construcción (C_{E&C})	
Instalación de los equipos principales	\$2,892,000
Tubería	\$876,220
Control e instrumentación	\$1,051,000
Equipo eléctrico y materiales	\$1,139,000
Campo	\$876,220
Ingeniería y comprobación	\$2,191,000
Costo de construcción	\$1,354,000
Total	\$10,380,000
Inversión del periodo 1 (I₀)	
I₀ = PEC₀ + C_{E&C}	\$1,9140,000

Periodo 2 (10 a 20 años)	
Costo de los equipos (PEC₁₀)	
Electrolizador PEM	\$2,000,000
Total	\$2,000,000
Inversión del periodo 2 (I₁₀)	
I₁₀ = PEC₁₀	\$2,000,000

El costo por operación y mantenimiento se muestra en la Tabla 5.18, el cual se mantiene constante para ambos periodos.

Tabla 5.18. Caso 3, Costo por O&M.

Costo por Operación y Mantenimiento	\$4,620,000
--	--------------------

El costo nivelado de electricidad, se muestra en la Tabla 5.19.

Tabla 5.19. Caso 3, LCoE.

LCoE	0.6323 $\frac{\\$}{kWh}$
-------------	--

El costo nivelado de hidrógeno, se muestra en la Tabla 5.20.

Tabla 5.20. Caso 3, LCoH.

LCoH	4.39 $\frac{\\$}{kWh}$
-------------	--

Los ingresos obtenidos del proyecto por la venta de electricidad e hidrógeno al año se muestran en la Tabla 5.21.

Tabla 5.21. Caso 3, ingresos por la venta de electricidad e hidrógeno.

Ingresos por venta de electricidad	\$11,670,000
Ingresos por venta de H₂	\$716,521

Los indicadores de rentabilidad del proyecto para el Caso 3, se muestran en la Tabla 5.22.

Tabla 5.22. Caso 3, indicadores VPN, TIR y PRS.

VPN	\$26,371,620.91
TIR	25.18%
PRS	1.75 años

5.3.4 Resultados del caso 4

Los costos de los equipos, su equipamiento y construcción, así como la inversión requerida en el periodo primer y segundo periodo, se muestran a continuación en la Tabla 5.23.

Tabla 5.23. Caso 4, costo de los equipos, equipamiento, construcción e inversión del primer y segundo periodo.

Periodo 1 (0 a 10 años)	
Costo de los equipos (PEC₀)	
Planta	
Válvula (separador)	\$37,882
Separador	\$120,483
Válvula check (silenciador)	\$37,882
Silenciador	\$4,682
Secador	\$104,578
Válvula (turbina)	\$37,882
Válvula check (turbina)	\$37,882

Turbina y generador	\$17,690,000
Torre de enfriamiento de tiro inducido y condensador de contacto directo	\$893,212
Bomba 1	\$343,391
Bomba 2	\$268,553
Sistema de extracción de GNC	\$11,440,000
ORC	
Intercambiador de calor	\$387,445
Turbina y generador	\$5,678,000
Torre de enfriamiento	\$525,736
Bomba	\$164,387
Electrolizador PEM	
Intercambiador de calor	\$6,502
Electrolizador PEM	\$2,000,000
Total	\$3,9770,000
Costos de equipamiento y construcción (C_{E&C})	
Instalación de los equipos principales	\$13,130,000
Tubería	\$3,977,000
Control e instrumentación	\$4,773,000
Equipo eléctrico y materiales	\$5,170,000
Campo	\$3,977,000
Ingeniería y comprobación	\$9,943,000
Costo de construcción	\$6,145,000
Total	\$47,110,000
Inversión del periodo 1 (I₀)	
$I_0 = PEC_0 + C_{E\&C}$	\$86,880,000
Periodo 2 (10 a 20 años)	
Costo de los equipos (PEC₁₀)	

Electrolizador PEM	\$2,000,000
Total	\$2,000,000
Inversión del periodo 2 (I₁₀)	
I₁₀ = PEC₁₀	\$2,000,000

El costo por operación y mantenimiento se muestra en la Tabla 5.24, el cual se mantiene constante para ambos periodos.

Tabla 5.24. Caso 4, Costo por O&M.

Costo por Operación y Mantenimiento	\$4,620,000
--	--------------------

El costo nivelado de electricidad, se muestra en la Tabla 5.25.

Tabla 5.25. Caso 4, LCoE.

LCoE	1.637 $\frac{\\$}{kWh}$
-------------	---

El costo nivelado de hidrógeno, se muestra en la Tabla 5.26.

Tabla 5.26. Caso 4, LCoH.

LCoH	4.39 $\frac{\\$}{kWh}$
-------------	--

Los ingresos obtenidos del proyecto por la venta de electricidad e hidrógeno al año se muestran en la Tabla 5.27.

Tabla 5.27. Caso 4, ingresos por la venta de electricidad e hidrógeno.

Ingresos por venta de electricidad	\$11,670,000
Ingresos por venta de H₂	\$716,521

Los indicadores de rentabilidad del proyecto para el Caso 4, se muestran en la Tabla 5.28.

Tabla 5.28.Caso 4, indicadores VPN, TIR y PRS.

VPN	-\$109,112,231.43
TIR	-5.38%
PRS	81.92 años

5.3.5 Análisis paramétrico

La rentabilidad de los diferentes casos, depende de varios factores los cuales están sujetos a cambios constantes a lo largo del año, entre los que destacan el costo de venta de electricidad y el hidrógeno. Los casos, toman como base un costo promedio de venta de estos productos como se muestra en el Anexo 8, para estimar los ingresos de las plantas; sin embargo, el resultado final muestra que solo un caso es rentable bajo estas condiciones.

La Figura 5.6 muestra la variación del VPN en los diferentes casos, considerando diferentes costos de venta del kWh de electricidad. El costo de venta de hidrógeno se mantuvo constante, ya que aún no existe una regulación de venta de este en México.

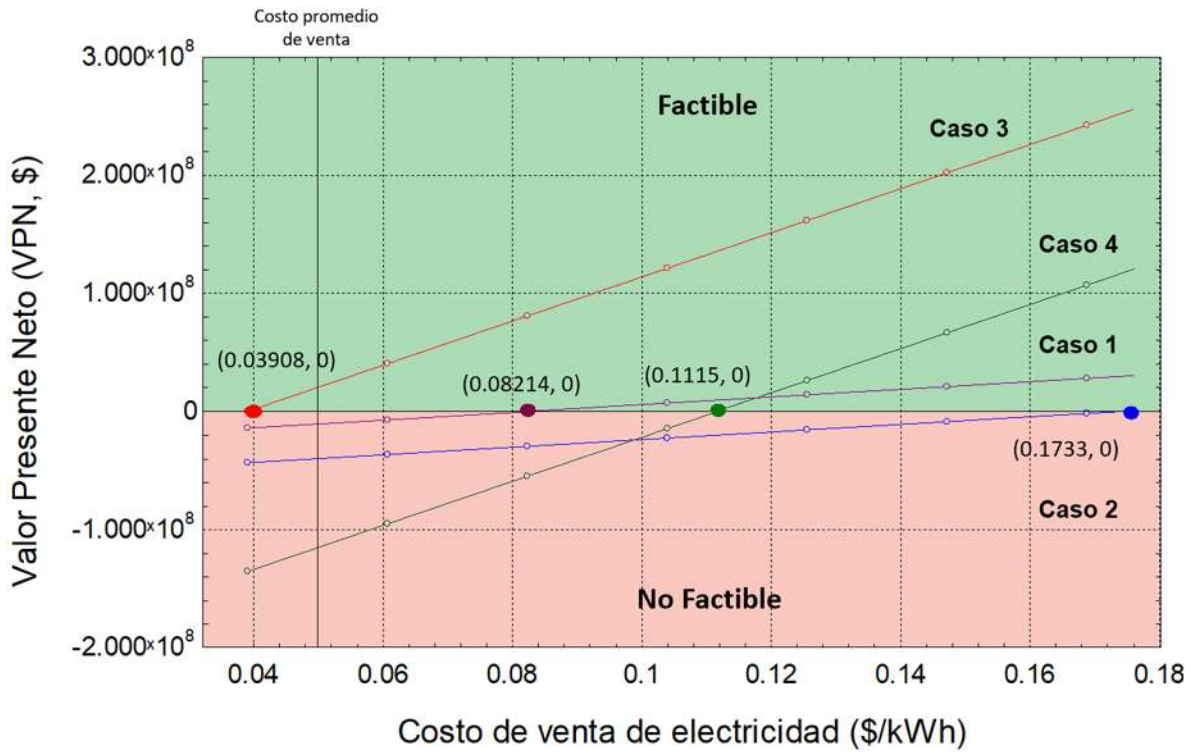


Figura 5.6. Análisis paramétrico.

6 Conclusiones y trabajos futuros

Con base a los resultados anteriores, se observó que el recurso a la salida del separador en la unidad a contrapresión, es suficiente para activar un ORC y un electrolizador de 1MW. Los resultados del análisis económico del caso 1 y 2 para esta unidad, mostraron que no es viable el proyecto de repotenciación; debido, a que el caso 1 a pesar de presentar un PRS positivo, su recuperación es un plazo muy grande para el tiempo de vida del proyecto. El caso 2, no presenta recuperación de inversión.

Para la unidad a condensación, los resultados mostraron que el recurso a la salida del separador es suficiente para activar un ORC de 3.9MW y un electrolizador de 1MW, lo que supone un excedente de energía por parte del ORC, produciendo un total de 29.4MW de energía eléctrica disponible en la planta. Los resultados del análisis económico del caso 3 y 4 para esta unidad mostraron que solo el caso 3 es viable, debido a que las técnicas de rentabilidad aplicadas marcan valores positivos y favorables, contando con un PRS menor a 2 años. El caso 4, a pesar de presenta un PRS positivo, cuenta con una recuperación superior al tiempo de vida del proyecto.

Por otro lado, un aspecto importante de este proyecto de repotenciación es implementar una estrategia de operación que ayude a eficientizar el uso del ORC y el electrolizador, basado en la demanda de energía que se presente.

Una posible línea de investigación, sería el proponer la repotenciación por medio de varias unidades de ORC y electrolizador PEM de menor potencia para aprovechar al máximo el calor residual de estas plantas y tener la opción de habilitar y deshabilitar las unidades según sea la demanda de energía y poder cubrir la carga base cuando se dé el periodo de mantenimiento de algunas unidades. Finalmente, una segunda línea de investigación, es utilizar pilas de combustible de hidrógeno para aprovechar el H₂ generado y reaprovechar el agua utilizada en el proceso; lo que supone, un mejor aprovechamiento del agua, el hidrógeno y la electricidad.

Anexos

Anexo 1. Características de los electrolizadores AEL, PEM, SOEL y AEM [88].

	Alkaline	AEM	PEM	Solid Oxide
Anode reaction	$2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}^+ + \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{O}_2 \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$
Cathode Reaction	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}_2^-$
Overall cell	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2$	$2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2$
Electrolyte	KOH/NaOH (5M)	DVB polymer support with 1 M KOH/NaOH	Solid polymer electrolyte (PFSA)	Yttria stabilized Zirconia (YSZ)
Separator	Asbestos/Zirfon/Ni	Fumatech,	Nafion®	Solid electrolyte YSZ
Electrode/Catalyst (Hydrogen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Nickel	Iridium oxide	Ni/YSZ
Electrode/Catalyst (Oxygen side)	Nickel coated perforated stainless steel	Nickel or NiFeCo alloys	Platinum carbon	Perovskites (LSCF, LSM) (La,Sr,Co,FE) (La,Sr,Mn)
Gas Diffusion layer	Nickel mesh	Nickel foam/carbon cloth	Titanium mesh/carbon cloth	Nickel mesh/foam
Bipolar Plates	Stainless steel/Nickel coated stainless steel	Stainless steel/Nickel coated stainless steel	Platinum/Gold-coated Titanium or Titanium	Cobalt coated stainless steel
Nominal current density	0.2–0.8 A/cm ²	0.2–2 A/cm ²	1–2 A/cm ²	0.3–1 A/cm ²
Voltage range (limits)	1.4–3 V	1.4–2.0 V	1.4–2.5 V	1.0–1.5 V
Operating temperature	70–90 °C	40–60 °C	50–80 °C	700–850 °C
Cell pressure	<30 bar	<35 bar	<70 bar	1 bar
H₂ purity	99.5–99.9998%	99.9–99.9999%	99.9–99.9999%	99.90%
Efficiency	50%–78%	57%–59%	50%–83%	89% (laboratory)
Lifetime (stack)	60 000 h	>30 000 h	50 000–80 000 h	20 000 h
Development status	Mature	R & D	Commercialized	R & D
Electrode area	10 000–30 000 cm ²	<300 cm ²	1500 cm ²	200 cm ²
Capital costs (stack) minimum 1 MW	USD 270/kW	Unknown	USD 400/kW	>USD 2000/kW
Capital costs (stack) minimum 10 MW	USD 500–1000/kW	Unknown	USD 700–1400/kW	Unknown

Anexo 2. Utilización de la energía geotérmica para la generación de energía eléctrica [89].

Locality	Power Plant Name	Year Commissioned	No. of Units	Status ¹⁾	Type of Unit ²⁾	Total Installed Capacity MWe ³⁾	Total Running Capacity MWe ⁴⁾	Annual Energy Produced 2018 GWh/yr	Total under Constr. or Planned MWe
Cerro Prieto ^{a)}	CP-I ^{a)} U-5	1982	1		1F	30.0	30.0	250.20	
	CP-II U-1	1986	1		2F	110.0	110.0	774.25	
	U-2	1987	1		2F	110.0	110.0	782.56	
	CP-III U-1	1986	1		2F	110.0	110.0	466.88	
	U-2	1987	1		2F	110.0	110.0	159.60	
	CP-IV U-1	2000	1		1F	25.0	25.0	223.62	
	U-2	2000	1		1F	25.0	25.0	207.62	
	U-3	2000	1		1F	25.0	25.0	174.40	
	U-4	2000	1		1F	25.0	25.0	212.08	
	CP-I U-6								40.0
Los Azufres	U-2	1982	1		O	5.0	5.0	28.59	
	U-3	1982	1	N	O	5.0	0.0	0.00	
	U-4	1982	1	N	O	5.0	0.0	0.00	
	U-5	1982	1	N	O	5.0	0.0	0.00	
	U-6	1986	1		O	5.0	5.0	17.77	
	U-7	1988	1		1F	50.0	50.0	318.69	
	U-9	1990	1	N	O	5.0	0.0	0.00	
	U-10	1992	1		O	5.0	5.0	41.32	
	U-11	1993	1	R	B	1.5	0.0	0.00	
	U-12	1993	1	R	B	1.5	0.0	0.00	
	U-13	2003	1		1F	26.5	26.5	170.82	
	U-14	2003	1		1F	26.5	26.5	198.50	
	U-15	2003	1		1F	26.5	26.5	190.60	
	U-16	2003	1		1F	26.5	26.5	207.48	
	U-17	2015	1		1F	50.0	50.0	274.35	
	U-18 ^{b)}	2019	1	N	1F	26.5	26.5	0	
	AZ-4								10.0
Los Humeros	U-1	1990	1	N	O	5.0	0.0	0.00	
	U-2	1990	1	N	O	5.0	0.0	0.00	
	U-3	1991	1		O	5.0	5.0	12.96	
	U-4	2003	1	N	O	5.0	0.0	0.00	
	U-5	1991	1	N	O	5.0	0.0	0.00	
	U-6	1992	1		O	5.0	5.0	41.32	
	U-7	1994	1	N	O	5.0	0.0	0.00	
	U-8	2008	1		O	5.0	5.0	33.58	
	HUM II-A	2012	1		1F	26.6	26.6	205.1	
	HUM II-B	2013	1		1F	26.6	26.6	0.5	
	HUM III-A	2016	1		1F	26.6	26.6	208.0	
	HUM III-B		1		1F				26.5
Las Tres Vírgenes	U-1	2002	1		1F	5.0	5.0	23.60	
	U-2	2002	1		1F	5.0	5.0	23.95	
	U-3								1.7
Cerritos Colorados ^{c)}	U-1		1		1F				25.0
	U-2		1		1F				50.0
Domo de San Pedro ^{d)}	U-1	2015	1	N	O	5.0	0.0		
	U-2	2015	1	N	O	5.0	0.0		
	U-3	2016	1		1F	25.5	25.5	126.6	
Other zones ^{e)}									40.0
Total			44			1,005.8	947.8	5,375.0	193.2

Notas 1) N: Fuera de operación (temporalmente), R: Retirada

Notas 2) 1F: Simple flash, 2F: Doble flash, B: Binaria, O: Otra (contrapresión)

Anexo 3. Balances de masa, energía, exergía y eficiencia isentrópica para los equipos de la de la repotenciación en planta de simple flash U-6 [37],[53],[54].

Sistema y componentes	Balace de masa	Balace de energía	Eficiencia isentrópica	Balace de exergía
Planta				
Válvula (separador)	$\dot{m}_1 = \dot{m}_2$	$\dot{m}_1 h_1 = \dot{m}_2 h_2$	/	$\dot{B}_1 - \dot{B}_2 = \dot{B}_{d1}$
Separador	$\dot{m}_2 = \dot{m}_3 + \dot{m}_4$ $\dot{m}_4 = \dot{m}_2 x_2$	$\dot{m}_2 h_2 = \dot{m}_3 h_3 + \dot{m}_4 h_4$ Donde $h_2 = h_1$ $x_2 = \frac{h_2 - h_4}{h_3 - h_4}$	/	$\dot{B}_1 - \dot{B}_3 - \dot{B}_4 = \dot{B}_{d2}$
Válvula (turbina)	$\dot{m}_4 = \dot{m}_5$	$\dot{m}_4 h_4 = \dot{m}_5 h_5$	/	$\dot{B}_4 - \dot{B}_5 = \dot{B}_{d3}$
Válvula check (turbina)	$\dot{m}_5 = \dot{m}_6$	$\dot{m}_5 h_5 = \dot{m}_6 h_6$	/	$\dot{B}_5 - \dot{B}_6 = \dot{B}_{d4}$
Turbina	$\dot{m}_6 = \dot{m}_7$	$\dot{W}_T = \dot{m}_6 h_6 - \dot{m}_7 h_7$	$\eta_T = \frac{h_6 - h_7}{h_6 - h_{7s}}$	$\dot{B}_6 - \dot{B}_7 - \dot{W}_T = \dot{B}_{d5}$
Generador eléctrico	/	$\dot{W}_G = \eta_G \cdot \dot{W}_T$	/	$\dot{W}_T - \dot{W}_G = \dot{B}_{d6}$
Ciclo de potencia ORC				
Intercambiador de calor	$\dot{m}_8 = \dot{m}_{10}$ $\dot{m}_{13} = \dot{m}_{14}$	$\dot{Q}_{Torre,ORC} = \dot{m}_8 h_8 - \dot{m}_{10} h_{10}$ $\dot{Q}_{Torre,ORC} = \dot{m}_{14} h_{14} - \dot{m}_{13} h_{13}$	/	$\dot{B}_8 - \dot{B}_{10} + \dot{B}_{13} - \dot{B}_{14} = \dot{B}_{d7}$
Turbina del ORC	$\dot{m}_{14} = \dot{m}_{15}$	$\dot{W}_{T,ORC} = \dot{m}_{14} h_{14} - \dot{m}_{15} h_{15}$	$\eta_{T,ORC} = \frac{h_{14} - h_{15}}{h_{14} - h_{15s}}$	$\dot{B}_{14} - \dot{B}_{15} - \dot{W}_{T,ORC} = \dot{B}_{d8}$
Generador eléctrico del ORC	/	$\dot{W}_{G,ORC} = \eta_{G,ORC} \cdot \dot{W}_{T,ORC}$	/	$\dot{W}_{T,ORC} - \dot{W}_{G,ORC} = \dot{B}_{d9}$
Torre de enfriamiento del ORC	$\dot{m}_{15} = \dot{m}_{16}$ $\dot{m}_{17} = \dot{m}_{18}$	$\dot{Q}_{ORC,Tower} = \dot{m}_{15} h_{15} - \dot{m}_{16} h_{16}$ $\dot{Q}_{ORC,Tower} = \dot{m}_{17} h_{17} - \dot{m}_{18} h_{18}$	/	$\dot{B}_{15} - \dot{B}_{16} + \dot{B}_{17} - \dot{B}_{18} = \dot{B}_{d10}$
Bomba del ORC	$\dot{m}_{16} = \dot{m}_{13}$	$\dot{W}_{B,ORC} = \dot{m}_{13} h_{13} - \dot{m}_{16} h_{16}$	$\eta_{B,ORC} = \frac{h_{13s} - h_{16}}{h_{13} - h_{16}}$	$\dot{B}_{16} - \dot{B}_{13} + \dot{W}_{B,ORC} = \dot{B}_{d11}$
Electrolizador PEM				
Intercambiador de calor del PEM	$\dot{m}_9 = \dot{m}_{11}$ $\dot{m}_{19} = \dot{m}_{20}$	$\dot{Q}_{Int,PEM} = \dot{m}_9 h_9 - \dot{m}_{11} h_{11}$ $\dot{Q}_{Int,PEM} = \dot{m}_{20} h_{20} - \dot{m}_{19} h_{19}$	/	$\dot{B}_9 - \dot{B}_{11} + \dot{B}_{19} - \dot{B}_{20} = \dot{B}_{d12}$

<p>Electrolizador PEM</p>	$\begin{aligned} \dot{m}_{21} &= \dot{m}_{22} + \dot{m}_{23} \\ &+ \dot{m}_{24} \end{aligned}$ $\begin{aligned} \dot{m}_{21} &= \dot{m}_{20} + \dot{m}_{22} \end{aligned}$	$\dot{W}_{elect,PEM} = I \cdot V$ $\dot{W}_{elect,PEM} = \dot{W}_{G,ORC} + \dot{W}_{T,extra}$	<p style="text-align: center;">/</p>	$\begin{aligned} \dot{W}_{elect,PEM} + \dot{B}_{21} - \dot{B}_{22} - \dot{B}_{23} \\ - \dot{B}_{24} \\ = \dot{B}_{d13} \end{aligned}$
-------------------------------	---	---	--------------------------------------	---

Anexo 4. Balances de masa, energía, exergía y eficiencia isentrópica, para los equipos de la de la repotenciación en planta de simple flash, U-13 [37],[53],[54].

Sistema y componentes	Balace de masa	Balace de energía	Eficiencia isentrópica	Balace de exergía
Planta				
Válvula (separador)	$\dot{m}_1 = \dot{m}_2$	$\dot{m}_1 h_1 = \dot{m}_2 h_2$	/	$\dot{B}_1 - \dot{B}_2 = \dot{B}_{d1}$
Separador	$\dot{m}_2 = \dot{m}_3 + \dot{m}_4$ Donde: $\dot{m}_4 = \dot{m}_2 x_2$	$\dot{m}_2 h_2 = \dot{m}_3 h_3 + \dot{m}_4 h_4$ Donde: $h_2 = h_1$ $x_2 = \frac{h_2 - h_3}{h_4 - h_3}$	/	$\dot{B}_1 - \dot{B}_3 - \dot{B}_4 = \dot{B}_{d2}$
Válvula check (silenciador)	$\dot{m}_5 = \dot{m}_6$	$\dot{m}_5 h_5 = \dot{m}_6 h_6$	/	$\dot{B}_5 - \dot{B}_6 = \dot{B}_{d3}$
Silenciador	$\dot{m}_6 = \dot{m}_7$	$\dot{m}_6 h_6 = \dot{m}_7 h_7$	/	$\dot{B}_6 - \dot{B}_7 = \dot{B}_{d4}$
Secador	$\dot{m}_8 = \dot{m}_{10} + \dot{m}_9$	$\dot{m}_8 h_8 = \dot{m}_{10} h_{10} + \dot{m}_9 h_9$	/	$\dot{B}_8 - \dot{B}_{10} - \dot{B}_9 = \dot{B}_{d5}$
Válvula (turbina)	$\dot{m}_{14} = \dot{m}_{15}$	$\dot{m}_{14} h_{14} = \dot{m}_{15} h_{15}$	/	$\dot{B}_{14} - \dot{B}_{15} = \dot{B}_{d6}$
Válvula check (turbina)	$\dot{m}_{15} = \dot{m}_{16}$	$\dot{m}_{15} h_{15} = \dot{m}_{16} h_{16}$	/	$\dot{B}_{15} - \dot{B}_{16} = \dot{B}_{d7}$
Turbina	$\dot{m}_{16} = \dot{m}_{17}$	$\dot{W}_T = \dot{m}_{16} h_{16} - \dot{m}_{17} h_{17}$	$\eta_T = \frac{h_{16} - h_{17}}{h_{16} - h_{17s}}$	$\dot{B}_{16} - \dot{B}_{17} - \dot{W}_T = \dot{B}_{d8}$
Generador eléctrico	/	$\dot{W}_G = \eta_G \cdot \dot{W}_T$	/	$\dot{W}_T - \dot{W}_G = \dot{B}_{d9}$
Condensador	$\dot{m}_{17} + \dot{m}_{25} + \dot{m}_{26} = \dot{m}_{19} + \dot{m}_{18}$	$\dot{Q}_C = \dot{m}_{17} h_{17} - \dot{m}_{18} h_{18} - (\dot{m}_{17f} + \dot{m}_{17g} - \dot{m}_{18g}) h_{19}$	/	$\dot{B}_{17} + \dot{B}_{25} + \dot{B}_{26} - \dot{B}_{19} - \dot{B}_{18} = \dot{B}_{d10}$
Torre de enfriamiento	$\dot{m}_{28} = \dot{m}_{29} = \dot{m}_{aire}$ $\dot{m}_{20} + \dot{m}_{28} \omega_{28} = (\dot{m}_{21} + \dot{m}_{22}) + \dot{m}_{29} \omega_{29}$	$\dot{m}_{28} h_{28} + \dot{m}_{20} h_{20} = \dot{m}_{21} h_{21} + \dot{m}_{22} h_{22} + \dot{m}_{29} h_{29}$	/	$\dot{B}_{28} + \dot{B}_{20} - \dot{B}_{21} - \dot{B}_{22} - \dot{B}_{29} + \dot{W}_{fan} = \dot{B}_{d11}$
Bomba 1	$\dot{m}_{19} = \dot{m}_{20}$	$\dot{W}_{B1} = \dot{m}_{20} h_{20} - \dot{m}_{19} h_{19}$	$\eta_{B1} = \frac{h_{20s} - h_{19}}{h_{20} - h_{19}}$	$\dot{B}_{19} - \dot{B}_{20} + \dot{W}_{B1} = \dot{B}_{d12}$

Bomba 2	$\dot{m}_{22} = \dot{m}_{23}$	$\dot{W}_{B2} = \dot{m}_{23}h_{23} - \dot{m}_{22}h_{22}$	η_{B2} $= \frac{h_{23s} - h_{22}}{h_{23} - h_{22}}$	$\dot{B}_{22} - \dot{B}_{23} + \dot{W}_{B2} = \dot{B}_{d13}$
Sistema de extracción de GNC	$\dot{m}_{24} + \dot{m}_{18}$ $+ \dot{m}_{13}$ $= \dot{m}_{26} + \dot{m}_{27}$	$\dot{m}_{24}h_{24} + \dot{m}_{18}h_{18} + \dot{m}_{13}h_{13}$ $= \dot{m}_{26}h_{26}$ $+ \dot{m}_{27}h_{27}$	/	$\dot{B}_{24} + \dot{B}_{18} + \dot{B}_{13} - \dot{B}_{26} - \dot{B}_{27}$ $= \dot{B}_{d14}$
Ciclo de potencia ORC				
Intercambiador de calor	$\dot{m}_{30} = \dot{m}_{32}$ $\dot{m}_{35} = \dot{m}_{36}$	$\dot{Q}_{ORC,HX} = \dot{m}_{30}h_{30} - \dot{m}_{32}h_{32}$ $\dot{Q}_{ORC,HX} = \dot{m}_{36}h_{36} - \dot{m}_{35}h_{35}$	/	$\dot{B}_{30} - \dot{B}_{32} + \dot{B}_{35} - \dot{B}_{36} = \dot{B}_{d15}$
Turbina del ORC	$\dot{m}_{36} = \dot{m}_{37}$	$\dot{W}_{T,ORC} = \dot{m}_{36}h_{36} - \dot{m}_{37}h_{37}$	$\eta_{T,ORC}$ $= \frac{h_{36} - h_{37}}{h_{36} - h_{37s}}$	$\dot{B}_{36} - \dot{B}_{37} - \dot{W}_{T,ORC} = \dot{B}_{d16}$
Generador eléctrico del ORC	/	$\dot{W}_{G,ORC} = \eta_{G,ORC} \cdot \dot{W}_{T,ORC}$	/	$\dot{W}_{T,ORC} - \dot{W}_{G,ORC} = \dot{B}_{d17}$
Torre de enfriamiento del ORC	$\dot{m}_{37} = \dot{m}_{38}$ $\dot{m}_{39} = \dot{m}_{40}$	$\dot{Q}_{Torre,ORC} = \dot{m}_{37}h_{37} - \dot{m}_{38}h_{38}$ $\dot{Q}_{Torre,ORC} = \dot{m}_{40}h_{40} - \dot{m}_{39}h_{39}$	/	$\dot{B}_{37} - \dot{B}_{38} + \dot{B}_{39} - \dot{B}_{40} = \dot{B}_{d18}$
Bomba del ORC	$\dot{m}_{38} = \dot{m}_{35}$	$\dot{W}_{B,ORC} = \dot{m}_{35}h_{35} - \dot{m}_{38}h_{38}$	$\eta_{B,ORC}$ $= \frac{h_{35s} - h_{38}}{h_{35} - h_{38}}$	$\dot{B}_{38} - \dot{B}_{35} + \dot{W}_{B,ORC} = \dot{B}_{d19}$
Electrolizador PEM				
Intercambiador de calor del PEM	$\dot{m}_{31} = \dot{m}_{33}$ $\dot{m}_{41} = \dot{m}_{42}$	$\dot{Q}_{Int,PEM} = \dot{m}_{31}h_{31} - \dot{m}_{33}h_{33}$ $\dot{Q}_{Int,PEM} = \dot{m}_{42}h_{42} - \dot{m}_{41}h_{41}$	/	$\dot{B}_{31} - \dot{B}_{33} + \dot{B}_{41} - \dot{B}_{42} = \dot{B}_{d20}$
Electrolizador PEM	\dot{m}_{43} $= \dot{m}_{44} + \dot{m}_{45}$ $+ \dot{m}_{46}$ \dot{m}_{43} $= \dot{m}_{42} + \dot{m}_{44}$	$\dot{W}_{elect,PEM} = I \cdot V$ $\dot{W}_{elect,PEM} = \dot{W}_{G,ORC} + \dot{W}_{T,extra}$	/	$\dot{W}_{elect,PEM} + \dot{B}_{43} - \dot{B}_{44} - \dot{B}_{45}$ $- \dot{B}_{46}$ $= \dot{B}_{d21}$

Anexo 5. Información técnica para el modelo termodinámico.

CONDICIONES AMBIENTE Y FACTOR DE PLANTA (AMBAS UNIDADES)		
Temperatura ambiente	20°C [90]	
Presión atmosférica	0.83 kPa [49]	
Humedad relativa	0.63 [91]	
Factor de planta	85 %[92]	
GNC		
GNC en la mezcla del geofluido (CO ₂ , H ₂ S)	3.5% [48]	
Concentración de CO ₂	98.74% [52]	
Concentración de H ₂ S	1.26% [52]	
UNIDAD 6 (CONTRAPRESIÓN)		
TURBINA		
Presión de entrada	8 Bar [49]	
Temperatura de entrada	170 °C [49]	
Presión de escape	0.83 Bar (presión atmosférica) [49]	
Flujo de masa del vapor	17.6 kg/s [49]	
GENERADOR		
Salida	5 MW [89]	
Factor de Potencia	0.8 [49]	
UNIDAD 13 (CONDENSACIÓN)		
TURBINA		
Presión de entrada	8.63 Bar [49]	
Temperatura de entrada	173.6 °C [49]	
Presión de escape	0.13 Bar [49]	
Flujo de masa del vapor	55.6 kg/s [49]	
GENERADOR		
Salida	26.5 MW [89]	
Factor de Potencia	0.9 [49]	
CONDESADOR		
Tipo	Contacto directo	
Presión de vacío	0.12 Bar [49]	
Flujo de agua de enfriamiento	1300 kg/s [49]	
Temperatura de agua de enfriamiento		
	Entrada	26.9 °C [49]
	Salida	49.9 °C [49]
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO		
Tipo	Torre de enfriamiento a contraflujo de tiro inducido	
Tasa del flujo de agua	1485 kg/s [49]	
Presión de bombas 1 y 2	2.45 Bar [93]	
SISTEMA DE GNC		
Flujo de vapor	2.22 kg/s [49]	
MÓDULO ORC		
Modelo	ORC ENO-40LT [94]	
Fluido de trabajo	R1233zd [94]	
Potencia eléctrica máxima	40 kW [94]	

Anexo 6. Información técnica para el modelo termoquímico

ELECTROLIZADOR PEM		
ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS		
Potencia del sistema (electrolizador y sistemas auxiliares)		60 kW (AC) [95]
Electrólisis del stack		140 V 410 A (DC) [95]
CONSTANTES		
Constante de Faraday	F	96,485.3 coulomb/mol [64]
Constante universal de los gases ideales	Ru	8.314 kJ/kmol· K [64]
Número de electrones de valencia que intervienen en la reacción	z	2 [64]
Presión a la salida (cátodo)		31 Bar [64]
Presión a la entrada (ánodo)		0.83 Bar [64]
Flujo de circulación		37.9 L/min [64]
Numero de celdas del stack		65 [64]
Área de la celda		214 cm ² [64]
VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO		
Energía libre de gibbs	ΔG	237,178 kJ/K ·kmol [61]
SOBREPOTENCIAL DE ACTIVACIÓN		
Factor pre-exponencial para $i_{0,anode}$	$k_{i_{0,anode}}$	2,160,000 A/cm ² [64]
Energía de activación (ánodo)	$E_{act,anode}$	76,000 J/mol [64]
SOBREPOTENCIAL OHMICO		
Espesor del electrodo (ánodo/cátodo)	t_{el}	0.1 cm [64]
Resistividad del electrodo, (ánodo/cátodo)	ρ_{el}	0.0075 $\Omega \cdot \text{cm}$ [64]
Espesor de la membrana	t_{mem}	0.0322 cm [64]
Nivel de humidificación de la membrana	λ	22 mol _{H2O} /mol _{SO3} [64]
SOBREPOTENCIAL DE CONCENTRACIÓN		
Coeficiente de transferencia de carga del ánodo	α_{anode}	0.5 [64]
Límitador de densidad de corriente	i_L	6 A/cm ² [64]
Eficiencia de Faraday	$\eta_{Faraday}$	99% [64]

Anexo 7. Costos de equipos para el modelo económico (USD)

COSTOS BASE DE EQUIPOS DE PLANTA Y ORC	
Costo general de válvulas	\$20,500 [38]
Separador	\$65,200 [38]
Silenciador	\$2,700 [96]
Secador	\$242,900 [97]
Turbina y generador	\$13,000,000 [38]
Condensador y torre de enfriamiento	\$ 242,900 [38]
Bomba del sistema de enfriamiento de la planta	\$ 153,400 [93]
Sistema de extracción de GNC	\$8,000,000 [53]
Intercambiador de calor	\$ 465,600 [38]
Torre de enfriamiento del ORC	\$229,900 [38]

Anexo 8. Costo de electricidad e hidrógeno en el mercado.

COSTOS EN EL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA E HIDRÓGENO (USD)	
Costo promedio de venta de electricidad [98]	\$0.0531 por kWh
Costo promedio de venta de hidrógeno verde [99] [100]	\$5.25 por kg de H ₂

Anexo 9. Índice de costos CEPCI [101],[102].

CEPCI anual	
Año	Índice de costo
2007	525.4
2008	575.4
2009	521.9
2010	550.8
2011	585.7
2012	584.6
2013	567.3
2014	576.1
2015	556.8
2016	541.7
2017	567.5
2018	603.1
2019	607.5
2020	596.2
2021	708.8
2022	816.0

Anexo 10. Código EES de la curva de polarización.

```

"!----- CURVA DE POLARIZACIÓN -----"
"!Datos del problema"
"Datos de planta"
T[1] = 60 [°C]

mm_H2 = molarmass(H2) "[kg/kmol]"
mm_O2 = (molarmass(O2))/2
mm_H2O = molarmass(H2O)

"Datos del electrolizador"
T_cell = converttemp(C,K,T[1]) "Temperatura en la celda del electrolizador"

P_a = 0.83 {1} [Bar] "O2"
P_c = 31 [Bar] "H2"
Ru = R#
Fara = F#/1000 [coulomb/mole]
"Constante de Faraday"
n = {280} 1
"no. de celdas_valor de entrada"
n_cell = {1} {65} {255} n
"# de celdas del PEM"
z = 2
"# de electrones en el agua"
{i = 1}
"densidad de corriente útil"
I_cell = {410} 6.3076*n
"Intensidad de corriente"
{A_cell = 214 [cm^2]}
"i_L para 1284 A con esta área de 214 ---- area de 252,948 para 2 m de diametro"

i_real = I_cell / A_cell
"densidad de corriente de la celda"
eta_Fara = {1} 0.99
"Eficiencia de Faraday"
i_real = i*eta_Fara
i_real = 1.6 {2}

"!PEMEL"
"Voltaje del stack de celdas"

V_cell = (V_rev + V_act + V_ohm + V_conc)*n_cell
"Voltaje de operación de la celda"

"sobrepotencial de circuito abierto"
V_rev = V_0 + ((Ru*T_cell)/(z*Fara)) * ln( (P_c*P_a^0.5) / 1)
V_0 = DELTA_G / (z*Fara)
DELTA_G = 237180 [kJ/kmole]

"sobrepotencial de activación"
V_act = V_act_a
V_act_a = ((Ru*T_cell) / Fara)*arcsinh(i/(2*io_a))
io_a = k_ioa*exp((-E_act_a) / (Ru*T_cell)) "densidad de corriente de intercambio en el ánodo"
k_ioa = 2160000 [A/cm^2]
E_act_a = 76000 [kJ/kmole]

"sobrepotencial ohmico"
V_ohm = V_ohm_a + V_ohm_c + V_ohm_mem
t_mem = 0.0322 [cm]
lambda_mem = 22
t_el = 0.1 [cm]
rho_el = 0.0075 [ohm*cm]
sigma_mem = ((0.005139*lambda_mem) - 0.00326)*exp(1268*((1/303) - (1/T_cell))) "[ohm*cm]"
"Resistividad de la membrana"
V_ohm_a = rho_el*t_el*i
V_ohm_c = rho_el*t_el*i
V_ohm_mem = (t_mem*i)/sigma_mem

"sobrepotencial de concentración de pérdidas"
V_conc = ((Ru*T_cell)/(alfa_a*z*Fara))*ln(i_L/(i_L - i))
alfa_a = 0.5

```

$i_L = 6 \text{ [A/cm}^2\text{]}$
"limitación de densidad de corriente (1284 Ampers)"

"Potencia de entrada"
{E_IN = 60*1000 [W]} "W_ORC"
W_electro = V_cell*i_cell
W_in = W_electro/1000
E_Total = (W_in*60)/55.7
E_Auxiliares = E_Total - W_in

"!Producción de H2, O y H2O restante"

$n_{\text{dot}}[1] = (n_{\text{cell}}*i_{\text{cell}})/(2*\text{Fara})$ "[mol/s]"
"H2 MOLAR FLOW RATE"
 $n_{\text{dot}}[2] = (n_{\text{cell}}*i_{\text{cell}})/(4*\text{Fara})$
"O2 MOLAR FLOW RATE"
 $n_{\text{dot}}[3] = n_{\text{dot}}[1]$
"H2O MOLAR FLOW RATE"

$m_{\text{dot}}[1] = (n_{\text{dot}}[1]*\text{mm}_{\text{H2}})/1000$ "[kg/s]"
H2_producido = m_dot[1]
 $m_{\text{dot}}[2] = (n_{\text{dot}}[2]*\text{mm}_{\text{O2}})/1000$
 $m_{\text{dot}}[3] = (n_{\text{dot}}[3]*\text{mm}_{\text{H2O}})/1000$
H2O_consumida = m_dot[3]

Anexo 11. Código EES de la planta U-6

```

"!----- Planta de simple flash a contrapresión U-6 -----"
F1$ = 'CO2'
F2$ = 'H2S'
F3$ = 'H2'
F4$ = 'O2'
F5$ = 'R1233zd(E)'

mm_CO2 = molarmass(CO2)
mm_H2S = molarmass(H2S)
mm_H2 = molarmass(H2)
mm_O2 = molarmass(O2)
mm_H2O = molarmass(H2O)

h°f_CO2 = enthalpy_formation(F1$)
h°f_H2S = enthalpy_formation(F2$)
h°f_H2 = enthalpy_formation(F3$)

h°f_O2 = enthalpy_formation(F4$)
h°_CO2 = 9365 / mm_CO2
h°_H2S = 9958 / mm_H2S

h°_H2 = 8468/molarmass(H2)
h°_O2 = 8682/molarmass(O2)

f_CO2 = 0.9874

f_H2S = 0.0126

"ESTADO 0"
P[0] = 83 [kPa]
T[0] = 20 [°C]

h_w0 = enthalpy(Steam,T=T[0],P=P[0])
h_CO2_0 = h_CO2_id0
h_H2S_0 = h_H2S_id0
h_R1233zd_0 = enthalpy(R1233zd(E),T=T[0],P=P[0])
h_O2_0 = h_O2_id0
h_H2_0 = h_H2_id0

s_w0 = entropy(Steam,T=T[0],P=P[0])
s_CO2_0 = s_CO2_id0
s_H2S_0 = s_H2S_id0
s_R1233zd_0 = entropy(R1233zd(E),T=T[0],P=P[0])
s_O2_0 = s_O2_id0
s_H2_0 = s_H2_id0

"#####"

HH_CO2_0 = enthalpy(F1$,T=T[0])
h_CO2_id0 = HH_CO2_0 - h°f_CO2 + h°_CO2
s_CO2_id0 = entropy(F1$,T=T[0],P=P[0])

HH_H2S_0 = enthalpy(F2$,T=T[0])
h_H2S_id0 = HH_H2S_0 - h°f_H2S + h°_H2S
s_H2S_id0 = entropy(F2$,T=T[0],P=P[0])

HH_H2_0 = enthalpy(F3$,T=T[0])
h_H2_id0 = HH_H2_0 - h°f_H2 + h°_H2
s_H2_id0 = entropy(F3$,T=T[0],P=P[0])

HH_O2_0 = enthalpy(F4$,T=T[0])
h_O2_id0 = HH_O2_0 - h°f_O2 + h°_O2
s_O2_id0 = entropy(F4$,T=T[0],P=P[0])

"#####"

"ESTADO 1"
P[1] = pressure(Steam,x=x[1],h=h_w1)
T[1] = temperature(Steam,x=x[1],h=h_w1) {240 [°C]}
x[1] = 0.0274
xmezcla[1] = (m_dot_g[1] + m_dot_NCG[1]) / m_dot[1]
f[1] = m_dot_NCG[1] / m_dot[1]

```

"h de formación"

"h a Temp. de referencia 25°C, Moran y Cengel"

"293 K"

"h0 y s0 de CO2 y H2S"

"h ideal"

```

m_dot[1] = m_dot[2]
m_dot_g[1] = m_dot[1]*(1 - f[1])*x[1]
m_dot_f[1] = m_dot[1]*(1 - f[1])*(1 - x[1])
m_dot_NCG[1] = m_dot_NCG[2]
m_dot_CO2_1 = m_dot_NCG[1]*f_CO2
m_dot_H2S_1 = m_dot_NCG[1]*f_H2S

```

"De los pozos (AZ-18 y AZ-34)"

```
{h_w1 = enthalpy(Steam,T=T[1],x=x[1])}
```

```
h_w[1] = (h_w1)*(1 - f[2])
```

```
h_NCG[1] = h_NCG[2]
h[1] = h_w[1] + h_NCG[1]
h[1] = h[2]
```

```

s_w1 = entropy(Steam,T=T[1],x=x[1])
s_w[1] = (s_w1)*(1 - f[1])
s_CO2_1 = s_CO2_id1
s_H2S_1 = s_H2S_id1
s_NCG[1] = f[1]*((s_CO2_1*f_CO2) + (s_H2S_1*f_H2S))
s[1] = s_w[1] + s_NCG[1]

```

```
#####
```

"h1 y s1 de CO2 y H2S"

```
s_CO2_id1 = entropy(F1$,T=T[1],P=P[1])
```

```
s_H2S_id1 = entropy(F2$,T=T[1],P=P[1])
```

```
#####
```

"ESTADO 2"

```

P[2] = P[4]
T[2] = T[4]
"x[2] se obtiene de los balances de masa"
xmezcla[2] = (m_dot_g[2] + m_dot_NCG[2]) / m_dot[2]
f[2] = m_dot_NCG[2] / m_dot[2]

```

```
{m_dot[2] = m_dot[1]} "se obtiene en el separador"
```

```

m_dot_g[2] = m_dot[2]*(1 - f[2])*x[2]
m_dot_f[2] = m_dot[2]*(1 - f[2])*(1 - x[2])
m_dot_NCG[2] = m_dot_NCG[4]

```

```

h_w[2] = (h_w2)*(1 - f[2])
h_CO2_2 = h_CO2_4
h_H2S_2 = h_H2S_4
h_NCG_2 = (h_CO2_2*f_CO2) + (h_H2S_2*f_H2S)
h_NCG[2] = h_NCG_2*f[2]
h[2] = h_w[2] + h_NCG[2] "h[2] se obtiene en el separador"

```

```

s_w2 = entropy(Steam,P=P[2],x=x[2])
s_w[2] = (s_w2)*(1 - f[2])
s_CO2_2 = s_CO2_4
s_H2S_2 = s_H2S_4
s_NCG[2] = f[2]*((s_CO2_2*f_CO2) + (s_H2S_2*f_H2S))
s[2] = s_w[2] + s_NCG[2]

```

"ESTADO 3"

```

P[3] = P[4]
T[3] = T[2] {temperature(Steam,P=P[3],x=x[3])}
x[3] = 0
xmezcla[3] = 0
f[3] = 0

```

```

m_dot[3] = m_dot_f[3] + m_dot_g[3] + m_dot_NCG[3]
m_dot_g[3] = 0
m_dot_f[3] = m_dot_f[2]
m_dot_NCG[3] = 0
m_dot_CO2_3 = m_dot_NCG[3]*f_CO2
m_dot_H2S_3 = m_dot_NCG[3]*f_H2S

```

```

h[3] = enthalpy(Steam,P=P[3],x=x[3])
h_w[3] = h[3]
h_NCG[3] = 0

```

```

s[3] = entropy(Steam,P=P[3],x=x[3])
s_w[3] = s[3]

```

s_NCG[3] = 0

"!Separador"

xmezcla[2] = m_dot[4]/m_dot[2]
m_dot[2] = m_dot[4] / 0.1321 {Yildirim Ozan 0.1321}
xmezcla[2] = (h[2] - h[3]) / (h[4] - h[3])

"!ESTADO 4"

P[4] = P[5]
T[4] = T[5]
x[4] = 1
xmezcla[4] = xmezcla[5]
f[4] = f[5]

m_dot[4] = m_dot[5]
m_dot_g[4] = m_dot_g[5]
m_dot_f[4] = m_dot_f[5]
m_dot_NCG[4] = m_dot_NCG[5]
m_dot_CO2_4 = m_dot_CO2_5
m_dot_H2S_4 = m_dot_CO2_5

h_w4 = h_w5
h_w[4] = h_w[5]
h_CO2_4 = h_CO2_5
h_H2S_4 = h_H2S_5
h_NCG[4] = h_NCG[5]
h[4] = h[5]

s_w4 = s_w5
s_w[4] = s_w[5]
s_CO2_4 = s_CO2_5
s_H2S_4 = s_H2S_5
s_NCG[4] = s_NCG[5]
s[4] = s[5]

"!ESTADO 5"

P[5] = P[6]
T[5] = T[6]
x[5] = x[6]
xmezcla[5] = xmezcla[6]
f[5] = f[6]

m_dot[5] = m_dot[6]
m_dot_g[5] = m_dot_g[6]
m_dot_f[5] = m_dot_f[6]
m_dot_NCG[5] = m_dot_NCG[6]
m_dot_CO2_5 = m_dot_CO2_6
m_dot_H2S_5 = m_dot_H2S_6

h_w5 = h_w6
h_w[5] = h_w[6]
h_CO2_5 = h_CO2_6
h_H2S_5 = h_H2S_6
h_NCG[5] = h_NCG[6]
h[5] = h[6]

s_w5 = s_w6
s_w[5] = s_w[6]
s_CO2_5 = s_CO2_6
s_H2S_5 = s_H2S_6
s_NCG[5] = s_NCG[6]
s[5] = s[6]

"!ESTADO 6"

P[6] = 800 [kPa]
T[6] = 170 [°C] {temperature(Steam,P=P[6],x=x[6])}
x[6] = 1
xmezcla[6] = (m_dot_g[6] + m_dot_NCG[6]) / m_dot[6]
f[6] = 0.035

"443.15 K"
"calidad del agua"
"calidad total de la mezcla"
"% de NCG en la masa total"

m_dot[6] = 17.6 [Kg/s]
m_dot_g[6] = m_dot[6]*(1 - f[6])*x[6]
vap. seco
m_dot_f[6] = m_dot[6]*(1 - f[6])*(1 - x[6])
m_dot_NCG[6] = m_dot[6]*f[6]
m_dot_CO2_6 = m_dot_NCG[6]*f_CO2

"masa total por el % que ocupa el H2O y por la calidad de

$$m_dot_H2S_6 = m_dot_NCG[6]*f_H2S$$

$$\begin{aligned} h_w6 &= \text{enthalpy}(\text{Steam}, P=P[6], x=x[6]) \\ h_w6 &= (h_w6)*(1 - f[6]) \\ h_CO2_6 &= h_CO2_id6 \\ h_H2S_6 &= h_H2S_id6 \\ h_NCG[6] &= f[6]*((h_CO2_6*f_CO2) + (h_H2S_6*f_H2S)) \\ \text{geot\u00e9rmico} & \\ h[6] &= h_w[6] + h_NCG[6] \end{aligned}$$

"Ental\u00f1a total del H2O en la mezcla del recurso geot\u00e9rmico"
 "Ental\u00f1a del CO2 Carbon Dioxide"
 "Ental\u00f1a del H2S Hydrogen Sulfide"
 "Ental\u00f1a total de los NCG en la mezcla del recurso"
 "Ental\u00f1a total de la mezcla del recurso geot\u00e9rmico"

$$\begin{aligned} s_w6 &= \text{entropy}(\text{Steam}, P=P[6], x=x[6]) \\ s_w[6] &= (s_w6)*(1 - f[6]) \\ s_CO2_6 &= s_CO2_id6 \\ s_H2S_6 &= s_H2S_id6 \\ s_NCG[6] &= f[6]*((s_CO2_6*f_CO2) + (s_H2S_6*f_H2S)) \\ s[6] &= s_w[6] + s_NCG[6] \end{aligned}$$

#####

"h6 y s6 de CO2 y H2S"

$$\begin{aligned} HH_CO2_6 &= \text{enthalpy}(F1\$, T=T[6]) \\ h_CO2_id6 &= HH_CO2_6 - h^{\circ}f_CO2 + h^{\circ}CO2 \\ s_CO2_id6 &= \text{entropy}(F1\$, T=T[6], P=P[6]) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} HH_H2S_6 &= \text{enthalpy}(F2\$, T=T[6]) \\ h_H2S_id6 &= HH_H2S_6 - h^{\circ}f_H2S + h^{\circ}H2S \\ s_H2S_id6 &= \text{entropy}(F2\$, T=T[6], P=P[6]) \end{aligned}$$

#####

"ESTADO 7"

$$\begin{aligned} P[7] &= 83 \text{ [kPa]} \\ T[7] &= \text{temperature}(\text{Steam}, P=P[7], x=x[7]) \\ x[7] &= 0.88 \\ x_mezcla[7] &= (m_dot_g[7] + m_dot_NCG[7]) / m_dot[7] \\ f[7] &= m_dot_NCG[7] / m_dot[7] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} m_dot[7] &= m_dot[6] \\ m_dot_g[7] &= m_dot[7]*(1 - f[7])*x[7] \\ m_dot_f[7] &= m_dot[7]*(1 - f[7])*(1 - x[7]) \\ m_dot_NCG[7] &= m_dot_NCG[6] \\ m_dot_CO2_7 &= m_dot_NCG[7]*f_CO2 \\ m_dot_H2S_7 &= m_dot_NCG[7]*f_H2S \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} h_w_7s &= \text{enthalpy}(\text{Steam}, P=P[7], s=s_w_7s) \\ h_w7s &= h_w_7s*(1 - f[7]) \\ h_CO2_7s &= h_CO2_id7s \\ h_H2S_7s &= h_H2S_id7s \\ h_NCG_7s &= f[7]*((h_CO2_7s*f_CO2) + (h_H2S_7s*f_H2S)) \\ h_7s &= h_w7s + h_NCG_7s \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} s_w_7s &= s_w6 \\ s_w7s &= s_w[6] \\ s_CO2_7s &= s_CO2_6 \\ s_H2S_7s &= s_H2S_6 \\ s_NCG_7s &= s_NCG[6] \\ s_7s &= s[6] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} h_w7 &= \text{enthalpy}(\text{Steam}, x=x[7], P=P[7]) \\ h_w[7] &= (h_w7)*(1 - f[7]) \\ \{h_NCG[7] &= f[7]*((h_CO2_7*f_CO2) + (h_H2S_7*f_H2S))\} \\ h[7] &= h_w[7] + h_NCG[7] \\ \text{"h[7] Se obtiene en la Turbina"} & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} s_w7 &= \text{entropy}(\text{Steam}, P=P[7], x=x[7]) \\ s_w[7] &= (s_w7)*(1 - f[7]) \\ s_CO2_7 &= s_CO2_id7 \\ s_H2S_7 &= s_H2S_id7 \\ s_NCG[7] &= f[7]*((s_CO2_7*f_CO2) + (s_H2S_7*f_H2S)) \\ s[7] &= s_w[7] + s_NCG[7] \end{aligned}$$

"!Turbina"

$$\begin{aligned} W_Ts &= m_dot[7]*(h[6] - h_7s) \\ W_T &= 6250 \text{ [kW]} \\ W_T &= m_dot[7]*(h[6] - h[7]) \\ \text{ETA_T} &= W_T / W_Ts \end{aligned}$$

"Potencia de la turbina"

"!Generador eléctrico"
 ETA_G = 0.8
 W_G = ETA_G*W_T

"Eficiencia del generador eléctrico"
 "Potencia Generador eléctrico"

"#####"
 "h7 y s7 de CO2 y H2S"

HH_CO2_7 = enthalpy(F1\$,P=P[7],s=s_CO2_7s)
 h_CO2_id7s = HH_CO2_7 - h°f_CO2 + h°_CO2
 s_CO2_id7 = entropy(F1\$,T=T[7],P=P[7])

HH_H2S_7 = enthalpy(F2\$,P=P[7],s=s_H2S_7s)
 h_H2S_id7s = HH_H2S_7 - h°f_H2S + h°_H2S
 s_H2S_id7 = entropy(F2\$,T=T[7],P=P[7])

"#####"

"!----- Ciclo de Potencia ORC -----"

"!ESTADO 8"
 T[8] = T[3]
 P[8] = P[3]
 x[8] = 0

m_dot[8] = m_dot[3] - 0.086 {115.6324}

h[8] = h[3]
 s[8] = s[3]

"!ESTADO 10"
 T[10] = {temperature(Steam,h=h[10],P=P[10])} T[8] - 20
 P[10] = P[8]
 x[10] = 0

m_dot[10] = m_dot[8]

h[10] = enthalpy(Steam,T=T[10],P=P[10]) {se obtiene en el intercambiador de calor}
 s[10] = entropy(Steam,h=h[10],P=P[10])

"!ESTADO 13"
 P[13] = P[14]
 T[13] = temperature(R1233zd(E),h=h[13],P=P[13])
 x[13] = quality(R1233zd(E),P=P[13],T=T[13])

m_dot[13] = m_dot[14]

s_13s = s[16]
 h_13s = enthalpy(R1233zd(E),s=s_13s,P=P[13])
 s[13] = entropy(R1233zd(E),T=T[13],P=P[13])

"!ESTADO 14"
 T[14] = 110 [°C]
 P[14] = 1000 [kPa] "Tesis Victor 1000, Yilmaz 2000 y zeotropic fluid 990"
 x[14] = quality(R1233zd(E),P=P[14],T=T[14])

"m_dot[14] = 1" "se obtiene en la turbina"

h[14] = enthalpy(R1233zd(E),T=T[14],P=P[14])
 s[14] = entropy(R1233zd(E),T=T[14],P=P[14])

"!ESTADO 15"
 T[15] = temperature(R1233zd(E),h=h[15],P=P[15])
 P[15] = P[16]
 x[15] = quality(R1233zd(E),h=h[15],T=T[15])

m_dot[15] = m_dot[14]

s_15s = s[14]
 h_15s = enthalpy(R1233zd(E),s=s_15s,P=P[15])
 s[15] = entropy(R1233zd(E),P=P[15],h=h[15])

"!ESTADO 16"
 P[16] = 200 [kPa] "Tesis Victor 225, Yilmaz 400 y zeotropic fluid 200"
 T[16] = temperature(R1233zd(E),x=x[16],P=P[16])
 x[16] = 0

m_dot[16] = m_dot[14]

h[16] = enthalpy(R1233zd(E),x=x[16],P=P[16])
s[16] = entropy(R1233zd(E),x=x[16],P=P[16])

"!Turbina ORC"

W_T_ORC = m_dot[15]*(h[14] - h[15])
{W_T_ORCid = 40 [kW]}
W_T_ORCid = m_dot[15]*(h[14] - h_15s)

ETA_T_ORC = 0.85
ETA_T_ORC = W_T_ORC/W_T_ORCid

"!Generador ORC"

ETA_G_ORC = 0.9
W_G_ORC = W_T_ORC*ETA_G_ORC

"!Bomba ORC"

W_B_ORC = m_dot[16]*(h[13] - h[16])
W_B_ORCid = m_dot[16]*(h_13s - h[16])
ETA_B_ORC = 0.9
ETA_B_ORC = W_B_ORCid / W_B_ORC

"!Intercambiador de calor ORC"

Q_ORC_HX = m_dot[8]*(h[8] - h[10])
Q_ORC_HX = m_dot[13]*(h[14] - h[13])

"!Torre de enfriamiento ORC"

Q_ORC_T = m_dot[15]*(h[15] - h[16])
Q_ORC_T = m_dot[17]*(h[18] - h[17])

"!ESTADO 17"

P[17] = 1500 [kPa] {Yilmaz 2017}
T[17] = T[0]
x[17] = quality(Water,T=T[17],P=P[17])

{m_dot[17] = 1}

h[17] = enthalpy(Water,T=T[17],P=P[17])
s[17] = entropy(Water,h=h[17],P=P[17])

"!ESTADO 18"

P[18] = P[17]
T[18] = T[15] - 15
x[18] = quality(Water,T=T[18],P=P[18])

m_dot[18] = m_dot[17]

h[18] = enthalpy(Water,T=T[18],P=P[18])
s[18] = entropy(Water,h=h[18],P=P[18])

"!----- Electrolizador PEM -----"

"!Datos del problema"

"Datos del electrolizador"

T_cell = converttemp(C,K,T[21])

P_a = P[0]*convert(kPa,Bar) "O2"
P_c = 31 [Bar] "H2"

E_IN = 1000
del electrolizador
E_Total = (E_IN*60)/55.7
E_Auxiliares = E_Total - E_IN

"Potencia del electrolizador se obtien con ayuda del código"

"!Producción de H2, O2 y H2O consumida, LEY DE FARADAY"

{n_dot[24] = (n_cell*I_cell)/(2*Fara)} "[mol/s]"
n_dot[23] = n_dot[24] / 2
n_dot[22] = n_dot[24]

"H2 MOLAR FLOW RATE"
"O2 MOLAR FLOW RATE"
"H2O MOLAR FLOW RATE"

m_dot[24] = (n_dot[24]*mm_H2)/1000 "[kg/s]"
m_dot[23] = (n_dot[23]*mm_O2)/1000
H2O_consumida = (n_dot[22]*mm_H2O)/1000
H2O_consumida = m_dot[20]

"!Intercambiador de calor Electrolizador"
Q_PEM_HX = m_dot[9]*(h[9] - h[11])
Q_PEM_HX = m_dot[19]*(h[20] - h[19])

"!ESTADO 9"
T[9] = T[3]
P[9] = P[3]
x[9] = 0

m_dot[9] = m_dot[3] - m_dot[8]

h[9] = h[3]
s[9] = s[3]

"!ESTADO 11"
T[11] = 150 [°C] {temperature(Steam,h=h[11],x=x[11])}
P[11] = P[9]
x[11] = 0 {quality(Steam,P=P[11],h=h[11]) }

m_dot[11] = m_dot[9]

h[11] = enthalpy(Steam,T=T[11],P=P[11]) {se obtiene en el intercambiador de calor}
s[11] = entropy(Steam,h=h[11],P=P[11])

"!ESTADO 19"
P[19] = P[0]
T[19] = T[0]
x[19] = quality(Water,P=P[19],T=T[19])

m_dot[19] = m_dot[20]

h[19] = enthalpy(Water,T=T[19],P=P[19])
s[19] = entropy(Water,T=T[19],P=P[19])

"!ESTADO 20"
T[20] = 60 [°C] "Temperatura del electrolizador T_cell"
P[20] = P[19]
x[20] = quality(Water,P=P[20],T=T[20])

{m_dot[20] = m_dot[21] - m_dot[22]}

h[20] = enthalpy(Water,T=T[20],P=P[20])
s[20] = entropy(Water,T=T[20],P=P[20])

"!ESTADO 21"
T[21] = T[20]
P[21] = P[20]
x[21] = quality(Water,P=P[21],T=T[21])

m_dot[21] = m_dot[20]*(252.64)

{0.632 son del electro de referencia de 60 kW}

h[21] = enthalpy(Water,T=T[21],P=P[21])
s[21] = entropy(Water,T=T[21],P=P[21])

"!ESTADO 22"
P[22] = P[21]
T[22] = T[21]

m_dot[22] = m_dot[21] - m_dot[20]

h[22] = enthalpy(Water,T=T[22],P=P[22])
s[22] = entropy(Water,T=T[22],P=P[22])

"!ESTADO 23"
P[23] = P[0]
T[23] = T[21]

HH_O2_23 = enthalpy(F4\$,T=T[23])
h_O2_id23 = HH_O2_23 - h°f_O2 + h°_O2
h[23] = h_O2_id23

s[23]=entropy(F4\$,T=T[23],P=P[23])

"!ESTADO 24"
P[24] = P_c*convert(Bar,kPa)
T[24] = T[21]

```

HH_H2_24 = enthalpy(F3$,T=T[24])
h_H2_id24 = HH_H2_24 - h°f_H2 + h°_H2
h[24] = h_H2_id24

```

```
s[24]=entropy(F3$,T=T[24],P=P[24])
```

```
"!          Pozo de reinyección          "
```

```
"!ESTADO 12"
```

```
"Aclarar el estado 12"
```

```
P[12] = P[3] {30}
```

```
T[12] = temperature(Steam,h=h[12],P=P[12])
```

```
x[12] = quality(Steam,P=P[12],T=T[12]) {0}
```

```
m_dot[12] = m_dot[11] + m_dot[10]
```

```
m_dot[12]*h[12] = m_dot[11]*h[11] + m_dot[10]*h[10]
```

```
s[12] = entropy(Water,T=T[12],h=h[12])
```

```
"!----- Exergía espeífica -----"
```

```
"Entalpia del estado de referencia h0"
```

```
Duplicate n = 1,7
```

```
h0[n] = ((h_w0)*(1 - f[n])) + ((h_CO2_0*f_CO2*f[n]) + (h_H2S_0*f_H2S*f[n]))
```

```
s0[n] = ((s_w0)*(1 - f[n])) + ((s_CO2_0*f_CO2*f[n]) + (s_H2S_0*f_H2S*f[n]))
```

```
End
```

```
Duplicate n = 8,12
```

```
h0[n] = h_w0
```

```
s0[n] = s_w0
```

```
End
```

```
Duplicate n = 13,16
```

```
h0[n] = h_R1233zd_0
```

```
s0[n] = s_R1233zd_0
```

```
End
```

```
Duplicate n = 17,22
```

```
h0[n] = h_w0
```

```
s0[n] = s_w0
```

```
End
```

```
h0[23] = h_O2_0
```

```
h0[24] = h_H2_0
```

```
s0[23] = s_O2_0
```

```
s0[24] = s_H2_0
```

```
"Energ[ía de flujo"
```

```
Duplicate n = 1,24
```

```
hxm[n] = h[n]*m_dot[n]
```

```
End
```

```
"Exergía B"
```

```
Duplicate n = 1,16
```

```
B[n] = m_dot[n]*((h[n] - h0[n]) - (T[0] + 273.15)*(s[n] - s0[n]))
```

```
End
```

```
B[17] = 0
```

```
B[18] = m_dot[18]*((h[18] - h0[18]) - (T[0] + 273.15)*(s[18] - s0[18]))
```

```
B[19] = 0
```

```
Duplicate n = 20,24
```

```
B[n] = m_dot[n]*((h[n] - h0[n]) - (T[0] + 273.15)*(s[n] - s0[n])) "24 negativos"
```

```
End
```

```
B[25] = W_T_ORC
```

```
B[26] = W_G_ORC
```

```
B[27] = 0 {20} [kW]
```

```
B[28] = B[26] + B[27]
```

```
B[29] = W_T
```

```
B[30] = W_G
```

```
"!Destrucción de Exergía Bd de los distintos equipos de la planta"
```

```
"Planta de simple flash"
```

```
Bd[1] = B[1] - B[2]
```

```
Bd[2] = B[1] - B[3] - B[4]
```

```
"Válvula (separador)"
```

```
"Separador"
```

$Bd[3] = B[4] - B[5]$ "Válvula (turbina)"
 $Bd[4] = B[5] - B[6]$ "Válvula check (turbina)"
 $Bd[5] = B[6] - B[7] - W_T$ "Turbina"
 $Bd[6] = W_T - W_G$ "Generador eléctrico"
"ORC"
 $Bd[7] = B[8] - B[10] + B[13] - B[14]$ "Intercambiador de calor"
 $Bd[8] = B[14] - B[15] - W_T_ORC$ "Turbina del ORC"
 $Bd[9] = W_T_ORC - W_G_ORC$ "Generador eléctrico del ORC"
 $Bd[10] = B[15] - B[16] + B[17] - B[18]$ "Torre de enfriamiento del ORC (condensador)"
 $Bd[11] = B[16] - B[13] + W_B_ORC$ "Bomba del ORC"
"PEM"
 $Bd[12] = B[9] - B[11] + B[19] - B[20]$ "Intercambiador de calor del PEM"
 $Bd[13] = (W_G_ORC + B[27]) + B[21] - B[22] - B[23] - B[24]$ "ElectrolizadorPEM"

"Eficiencia exergética total de la planta"

$ETA_E = (W_G) / (hxm[1])$
 $ETA_E_Rep = (W_G + W_G_ORC - W_B_ORC - E_IN + (m_dot[24]*LHV)) / (hxm[1])$
 LHV = 120000 [kJ/kg] "Lower heating value" {120 MJ/kg , 33.3kWh/kg}

"Eficiencia exergética total de la planta con la repotenciación propuesta"

$ETA_Bex = (W_G) / (B[1])$
 $ETA_Bex_Rep = (W_G + W_G_ORC - W_B_ORC - E_IN + B[24]) / (B[1])$

"!----- COSTOS (dólares) -----"

"!Costo de los equipos, regla de los 6/10"

"Valvulas"
 $C_1 = 20500$ "\$ dolares, YILMAZ, 2015"
 $S_1 = 600$ [kPa]
 $N_1 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[1] = C_1*((800/S_1)^{N_1})$
 $C_E[3] = C_E[1]$
 $C_E[4] = C_E[1]$

"Separador"
 $C_2 = 65200$ "\$ dolares, YILMAZ"
 $S_2 = 600$ [kPa]
 $N_2 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[2] = C_2*((800/S_2)^{N_2})$

"Turbina y generador de vapor"
 $C_5 = 13000000$ "\$ dolares, YILMAZ"
 $S_5 = 30000$ [kW]
 $N_5 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[5] = C_5*((W_G/S_5)^{N_5})$ "C_E[6] esta incluido en 5"

 $C_E[6] = 0$

"Intercambiador de calor del ORC"
 $LMTD_Yilmaz = ((158.8-148.8) - (76-30.59)) / \ln((158.8-148.8) / (76-30.59))$ "YILMAZ"
 $Q_Yilmaz = m_dot[16]*(487.84-25.56)$ "flujo másico supuesto"
 $U_Yilmaz = 2.5$ {[kW/m²*K]}
 $Area_Yilmaz = Q_Yilmaz / (U_Yilmaz*LMTD_Yilmaz)$

 $LMTD_ORC = ((T[8]-T[14]) - (T[10]-T[13])) / \ln((T[8]-T[14]) / (T[10]-T[13]))$
 $U_7 = 2.5$ {[kW/m²*K]}
 $Area_7 = Q_ORC_HX / (U_7*LMTD_ORC)$
 $C_7 = 465600$ "\$ dolares, YILMAZ"
 $S_7 = Area_Yilmaz$
 $N_7 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[7] = C_7*((Area_7/S_7)^{N_7})$

"Turbina y generador del ORC"
 $C_8 = 13000000$ "\$ dolares, YILMAZ"
 $S_8 = 30000$ [kW]
 $N_8 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[8] = C_8*((W_G_ORC/S_8)^{N_8})$

 $C_E[9] = 0$

"Torre de enfriamiento (condensador) del ORC"
 $LMTD_TowerORC = ((T[15]-T[18]) - (T[16]-T[17])) / \ln((T[15]-T[18]) / (T[16]-T[17]))$
 $U_10 = 2.5$ {[kW/m²*K]}
 $Area_10 = Q_ORC_HX / (U_10*LMTD_TowerORC)$
 $C_10 = 229900$ "\$ dolares, YILMAZ"
 $S_10 = Area_Yilmaz$
 $N_10 = 0.6$ "exponente general"

$$C_E[10] = C_10 * ((Area_10 / S_10)^{N_10})$$

"Bomba del ORC"

$$C_11 = 153400 \text{ "$ dolares, YILMAZ"}$$

$$S_11 = m_dot[16] * (274.1 - 270.4)$$

$$N_11 = 0.6 \text{ "exponente general"}$$

$$C_E[11] = C_11 * ((W_B_ORC / S_11)^{N_11})$$

"Intercambiador de calor del PEM"

$$LMTD_PEM = ((T[9] - T[20]) - (T[11] - T[19])) / \ln((T[9] - T[20]) / (T[11] - T[19]))$$

$$U_12 = 2.5 \text{ {[kW/m^2*K]}}$$

$$Area_12 = Q_PEM_HX / (U_12 * LMTD_TowerORC)$$

$$C_12 = 465600 \text{ "$ dolares, YILMAZ"}$$

$$S_12 = Area_Yilmaz$$

$$N_12 = 0.6 \text{ "exponente general"}$$

$$C_E[12] = C_12 * ((Area_12 / S_12)^{N_12})$$

"Electrolizador"

$$\{C_13 = 2760000 \text{ "$ dolares, Armando Diaz, 2020"}$$

$$S_13 = 2300 \text{ [kW]}$$

$$N_13 = 0.6 \text{ "exponente general"}$$

$$C_E[13] = 2000 * E_IN \{C_13 * ((B[28] / S_13)^{N_13})\}$$

"!Corrección de costos de los equipos por inflación"

$$C_inf[1] = C_E[1] * (816/556.8)$$

$$C_inf[2] = C_E[2] * (816/556.8)$$

$$C_inf[3] = C_E[3] * (816/556.8)$$

$$C_inf[4] = C_E[4] * (816/556.8)$$

$$C_inf[5] = C_E[5] * (816/556.8)$$

$$C_inf[6] = 0$$

"ORC"

$$C_inf[7] = C_E[7] * (816/556.8)$$

$$C_inf[8] = C_E[8] * (816/556.8)$$

$$C_inf[9] = 0$$

$$C_inf[10] = C_E[10] * (816/556.8)$$

$$C_inf[11] = C_E[11] * (816/556.8)$$

"PEM"

$$C_inf[12] = C_E[12] * (816/556.8)$$

$$C_inf[13] = C_E[13] * (816/596.2)$$

"Válvula (separador)"

"Separador"

"Válvula (turbina)"

"Válvula check (turbina)"

"Turbina"

"Generador eléctrico"

"Intercambiador de calor"

"Turbina del ORC"

"Generador eléctrico del ORC"

"Torre de enfriamiento del ORC (condensador)"

"Bomba del ORC"

"Intercambiador de calor del PEM"

"Electrolizador PEM"

"! -----CASO 1-----"

"!PRIMER PERÍODO DE 0 A 10 AÑOS"

$$PEC_C1 = \text{sum}(C_inf[n], n=7,13)$$

$$PEC_P1 = \text{sum}(C_inf[n], n=7,11)$$

$$PEC_H1 = \text{sum}(C_inf[n], n=12,13)$$

"Costo de equipos del caso 1"

"Costo de equipos del "

"Costo de equipos del electro"

"Costos varios de material y montaje"

$$C_variosC1[1] = PEC_C1 * 0.33$$

$$C_variosC1[2] = PEC_C1 * 0.1$$

$$C_variosC1[3] = PEC_C1 * 0.12$$

$$C_variosC1[4] = PEC_C1 * 0.13$$

$$C_variosC1[5] = PEC_C1 * 0.10$$

$$C_variosC1[6] = PEC_C1 * 0.25$$

"instalación de equipo"

"Tubería"

"Control e instrumentación"

"Equipo eléctrico y materiales"

"Campo"

"Ingeniería y comprobación"

$$DC_C1 = \text{sum}(C_variosC1[n], n=1,6)$$

$$Cconst_C1 = DC_C1 * 0.15$$

$$C_E\&C1 = DC_C1 + Cconst_C1$$

"costos de tubería y otros"

"costos de construcción"

"costos de equipamiento y construcción"

$$C_variosP1[1] = PEC_P1 * 0.33$$

$$C_variosP1[2] = PEC_P1 * 0.1$$

$$C_variosP1[3] = PEC_P1 * 0.12$$

$$C_variosP1[4] = PEC_P1 * 0.13$$

$$C_variosP1[5] = PEC_P1 * 0.10$$

$$C_variosP1[6] = PEC_P1 * 0.25$$

"instalación de equipo"

"Tubería"

"Control e instrumentación"

"Equipo eléctrico y materiales"

"Campo"

"Ingeniería y comprobación"

$$DC_P1 = \text{sum}(C_variosP1[n], n=1,6)$$

$$Cconst_P1 = DC_P1 * 0.15$$

$$C_E\&CP1 = DC_P1 + Cconst_P1$$

"costos de tubería y otros"

"costos de construcción"

"costos de equipamiento y construcción"

$$C_variosH1[1] = PEC_H1 * 0.33$$

$$C_variosH1[2] = PEC_H1 * 0.1$$

$$C_variosH1[3] = PEC_H1 * 0.12$$

$$C_variosH1[4] = PEC_H1 * 0.13$$

$$C_variosH1[5] = PEC_H1 * 0.10$$

"instalación de equipo"

"Tubería"

"Control e instrumentación"

"Equipo eléctrico y materiales"

"Campo"

$$C_variosH1[6] = PEC_H1 * 0.25$$

"Ingeniería y comprobación"

$$DC_H1 = \text{sum}(C_variosH1[n], n=1,6)$$

$$Cconst_H1 = DC_H1 * 0.15$$

$$C_E\&CH1 = DC_H1 + Cconst_H1$$

"costos de tubería y otros"
"costos de construcción"
"costos de equipamiento y construcción"

"Costo de O&M"

$$TOP = 7446 \text{ [h]}$$

$$C_Prom = 0.02 \text{ dólar}$$

$$C1_O\&M_Plant = (W_G + W_G_ORC) * TOP * C_Prom$$

$$C1_O\&M_ELE = C_inf[13] * 0.04$$

$$C1_O\&M = C1_O\&M_Plant + C1_O\&M_ELE$$

"7446 h de op"
"Costo promedio por kW/h de la planta, 2.2 centavos de dólar"
"Costo de O&M del ORC"
"Costo de O&M del electrolizador"
"Costo de O&M total"

"Costo de inversión anualizado"

$$int = 0.1$$

$$N_años = 10$$

$$FRC = (int * ((1 + int)^{N_años})) / (((1 + int)^{N_años}) - 1)$$

"10% tasa de interés"
"Años de operación del proyecto"

$$I0_C1 = PEC_C1 + C_E\&C1$$

$$C_añoC1 = I0_C1 * FRC$$

"Costo de inversión anualizado"

$$C_añoP1 = (PEC_P1 + C_E\&CP1) * FRC$$

$$C_añoH1 = (PEC_H1 + C_E\&CH1) * FRC$$

"Ingresos por venta de electricidad e hidrogeno"

$$C_ELE = 903.76 / (1000 * 17)$$

$$C_H2 = 5.25$$

"\$0.0531 dólares por kWh"
"\$3 a 7.5 dolares promedio por kg de H2"

$$E_añoC1 = (W_G + W_G_ORC - E_IN) * TOP * C_ELE$$

$$H2_añoC1 = (m_dot[24] * 3600) * TOP * C_H2$$

$$C_ingC1 = E_añoC1 + H2_añoC1$$

"VPN o NPV"

$$CF_C1 = C_ingC1 - C_añoC1 - C1_O\&M$$

$$d = 0.10$$

"Flujo de costo"
"tasa de descuento"

$$\{SUMA_LCoH1 = \text{sum}(LCoH_1[n], n=1,10)\}$$

"!SEGUNDO PERÍODO DE 10 A 20 AÑOS"

$$PEC_C1_10 = C_inf[13]$$

"Costo de inversión anualizado"

$$I10_C1 = PEC_C1_10$$

$$C_añoC1_10 = I10_C1 * FRC$$

$$C_añoH1_10 = C_añoC1_10$$

"VPN o NPV"

$$CF_C1_10 = C_ingC1 - C_añoC1_10 - C1_O\&M \text{ "Flujo de costos"}$$

"!Total de los dos periodos"

"VPN"

$$VPN_1 = -I0_C1 + CF_C1 / ((1+d)^1) + CF_C1 / ((1+d)^2) + CF_C1 / ((1+d)^3) + CF_C1 / ((1+d)^4) + CF_C1 / ((1+d)^5) + CF_C1 / ((1+d)^6) + CF_C1 / ((1+d)^7) + CF_C1 / ((1+d)^8) + CF_C1 / ((1+d)^9) + (CF_C1 - I10_C1) / ((1+d)^10) + CF_C1_10 / ((1+d)^11) + CF_C1_10 / ((1+d)^12) + CF_C1_10 / ((1+d)^13) + CF_C1_10 / ((1+d)^14) + CF_C1_10 / ((1+d)^15) + CF_C1_10 / ((1+d)^16) + CF_C1_10 / ((1+d)^17) + CF_C1_10 / ((1+d)^18) + CF_C1_10 / ((1+d)^19) + CF_C1_10 / ((1+d)^20)$$

"PRS o SPP"

$$PRS_C1 = (I0_C1 + I10_C1) / (CF_C1 + CF_C1_10)$$

"TIR"

$$\{TIR_1 = -0.0007\}$$

$$\{0 = -I0_C1 + CF_C1 / ((1+TIR_1)^1) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^2) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^3) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^4) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^5) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^6) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^7) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^8) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^9) + (CF_C1 - I10_C1) / ((1+TIR_1)^10) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^11) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^12) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^13) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^14) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^15) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^16) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^17) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^18) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^19) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^20)\}$$

"LCoE"
 $E_t = (W_G + W_G_{ORC} - E_{IN}) * TOP$
 Duplicate n = 1,20
 $LCoE_C1[n] = ((C_{añoP1} + C1_{O\&M_Plant}) / ((1+d)^n)) / (E_t / ((1+d)^n))$
 End
 $LCoE_C1 = \text{sum}(LCoE_C1[n], n=1,20)$ "Ambos periodos juntos"

"LCoE"
 $H_t = (m_{dot}[24] * 3600) * TOP$
 Duplicate n = 1,10
 $LCoH_numeradorC1[n] = (C_{añoH1} + C1_{O\&M_ELE}) / ((1+d)^n)$
 End
 Duplicate n = 1,10
 $LCoH_numeradorC1_10[n] = (C_{añoH1_10} + C1_{O\&M_ELE}) / ((1+d)^n)$
 End
 Duplicate n = 1,10
 $LCoH_denominadorC1[n] = H_t / ((1+d)^n)$
 End
 $SUMA_numeradorH1 = \text{sum}(LCoH_numeradorC1[n] + LCoH_numeradorC1_10[n], n=1,10)$
 $SUMA_denominadorH1 = \text{sum}(LCoH_denominadorC1[n] + LCoH_denominadorC1[n], n=1,10)$
 $LCoH_C1 = SUMA_numeradorH1 / SUMA_denominadorH1$

"! -----CASO 2-----"

"!PRIMER PERIÓDO DE 0 A 10 AÑOS"

$PEC_C2 = \text{sum}(C_{inf}[n], n=1,13)$
 $PEC_P2 = \text{sum}(C_{inf}[n], n=1,11)$
 $PEC_H2 = \text{sum}(C_{inf}[n], n=12,13)$
 "Costo de equipos del "
 "Costo de equipos del electro"

"Costos varios de material y montaje"
 $C_variosC2[1] = PEC_C2 * 0.33$
 $C_variosC2[2] = PEC_C2 * 0.1$
 $C_variosC2[3] = PEC_C2 * 0.12$
 $C_variosC2[4] = PEC_C2 * 0.13$
 $C_variosC2[5] = PEC_C2 * 0.10$
 $C_variosC2[6] = PEC_C2 * 0.25$
 "instalación de equipo"
 "Tubería"
 "Control e instrumentación"
 "Equipo eléctrico y materiales"
 "Campo"
 "Ingeniería y comprobación"

$DC_C2 = \text{sum}(C_variosC2[n], n=1,6)$
 $Cconst_C2 = DC_C2 * 0.15$
 $C_E\&C2 = DC_C2 + Cconst_C2$
 "costos de tubería y otros"
 "costos de construcción"
 "costos de equipamiento y construcción"

$C_variosP2[1] = PEC_P2 * 0.33$
 $C_variosP2[2] = PEC_P2 * 0.1$
 $C_variosP2[3] = PEC_P2 * 0.12$
 $C_variosP2[4] = PEC_P2 * 0.13$
 $C_variosP2[5] = PEC_P2 * 0.10$
 $C_variosP2[6] = PEC_P2 * 0.25$
 "instalación de equipo"
 "Tubería"
 "Control e instrumentación"
 "Equipo eléctrico y materiales"
 "Campo"
 "Ingeniería y comprobación"

$DC_P2 = \text{sum}(C_variosP2[n], n=1,6)$
 $Cconst_P2 = DC_P2 * 0.15$
 $C_E\&CP2 = DC_P2 + Cconst_P2$
 "costos de tubería y otros"
 "costos de construcción"
 "costos de equipamiento y construcción"

$C_variosH2[1] = PEC_H2 * 0.33$
 $C_variosH2[2] = PEC_H2 * 0.1$
 $C_variosH2[3] = PEC_H2 * 0.12$
 $C_variosH2[4] = PEC_H2 * 0.13$
 $C_variosH2[5] = PEC_H2 * 0.10$
 $C_variosH2[6] = PEC_H2 * 0.25$
 "instalación de equipo"
 "Tubería"
 "Control e instrumentación"
 "Equipo eléctrico y materiales"
 "Campo"
 "Ingeniería y comprobación"

$DC_H2 = \text{sum}(C_variosH2[n], n=1,6)$
 $Cconst_H2 = DC_H2 * 0.15$
 $C_E\&CH2 = DC_H2 + Cconst_H2$
 "costos de tubería y otros"
 "costos de construcción"
 "costos de equipamiento y construcción"

"Costo de O&M"
 $C2_{O\&M_Plant} = (W_G + W_G_{ORC}) * TOP * C_{Prom}$
 $C2_{O\&M_ELE} = C_{inf}[13] * 0.04$
 $C2_{O\&M} = C2_{O\&M_Plant} + C2_{O\&M_ELE}$
 "Costo de O&M del ORC y la planta"
 "Costo de O&M del electrolizador"
 "Costo de O&M total"

"Costo de inversión anualizado"

$$I0_C2 = PEC_C2 + C_E\&C2$$
$$C_añoC2 = I0_C2 * FRC$$

"Costo de inversión anualizado"

$$C_añoP2 = (PEC_P2 + C_E\&CP2) * FRC$$
$$C_añoH2 = (PEC_H2 + C_E\&CH2) * FRC$$

"Ingresos por venta de electricidad e hidrogeno"

$$E_añoC2 = (W_G + W_G_ORC - E_IN) * TOP * C_ELE$$
$$H2_añoC2 = (m_dot[24] * 3600) * TOP * C_H2$$

$$C_ingC2 = E_añoC2 + H2_añoC2$$

"VPN o NPV"

$$CF_C2 = C_ingC2 - C_añoC2 - C2_O\&M$$

"!SEGUNDO PERÍODO DE 10 A 20 AÑOS"

$$PEC_C2_10 = C_inf[13]$$

"Costo de inversión anualizado"

$$I10_C2 = PEC_C2_10$$
$$C_añoC2_10 = I10_C2 * FRC$$

$$C_añoH2_10 = C_añoC2_10$$

"VPN o NPV"

$$CF_C2_10 = C_ingC2 - C_añoC2_10 - C2_O\&M$$

"!Total de los dos periodos"

"VPN"

$$VPN_2 = - I0_C2 + CF_C2 / ((1+d)^1) + CF_C2 / ((1+d)^2) + CF_C2 / ((1+d)^3) + CF_C2 / ((1+d)^4) + CF_C2 / ((1+d)^5) + CF_C2 / ((1+d)^6) + CF_C2 / ((1+d)^7) + CF_C2 / ((1+d)^8) + CF_C2 / ((1+d)^9) + (CF_C2 - I10_C1) / ((1+d)^10) + CF_C2_10 / ((1+d)^11) + CF_C2_10 / ((1+d)^12) + CF_C2_10 / ((1+d)^13) + CF_C2_10 / ((1+d)^14) + CF_C2_10 / ((1+d)^15) + CF_C2_10 / ((1+d)^16) + CF_C2_10 / ((1+d)^17) + CF_C2_10 / ((1+d)^18) + CF_C2_10 / ((1+d)^19) + CF_C2_10 / ((1+d)^20)$$

"PRS o PBP"

$$PRS_C2 = (I0_C2 + I10_C2) / (CF_C2 + CF_C2_10)$$

"TIR"

$$\{0 = - I0_C2 + CF_C2 / ((1+d)^1) + CF_C2 / ((1+d)^2) + CF_C2 / ((1+d)^3) + CF_C2 / ((1+d)^4) + CF_C2 / ((1+d)^5) + CF_C2 / ((1+d)^6) + CF_C2 / ((1+d)^7) + CF_C2 / ((1+d)^8) + CF_C2 / ((1+d)^9) + (CF_C2 - I10_C1) / ((1+d)^10) + CF_C2_10 / ((1+d)^11) + CF_C2_10 / ((1+d)^12) + CF_C2_10 / ((1+d)^13) + CF_C2_10 / ((1+d)^14) + CF_C2_10 / ((1+d)^15) + CF_C2_10 / ((1+d)^16) + CF_C2_10 / ((1+d)^17) + CF_C2_10 / ((1+d)^18) + CF_C2_10 / ((1+d)^19) + CF_C2_10 / ((1+d)^20)\}$$

"LCoE"

$$\text{Duplicate } n = 1,20$$
$$LCoE_C2[n] = ((C_añoP2 + C2_O\&M_Plant) / ((1+d)^n)) / (E_t / ((1+d)^n))$$
$$\text{End}$$

$$LCoE_C2 = \text{sum}(LCoE_C2[n], n=1,20) \text{ "Ambos periodos juntos"}$$

"LCoE"

$$\text{Duplicate } n = 1,10$$
$$LCoH_numeradorC2[n] = (C_añoH2 + C2_O\&M_ELE) / ((1+d)^n)$$
$$\text{End}$$

$$\text{Duplicate } n = 1,10$$
$$LCoH_numeradorC2_10[n] = (C_añoH2_10 + C2_O\&M_ELE) / ((1+d)^n)$$
$$\text{End}$$

$$\text{Duplicate } n = 1,10$$
$$LCoH_denominadorC2[n] = H_t / ((1+d)^n)$$
$$\text{End}$$

$$SUMA_numeradorH2 = \text{sum}(LCoH_numeradorC2[n] + LCoH_numeradorC2_10[n], n=1,10)$$
$$SUMA_denominadorH2 = \text{sum}(LCoH_denominadorC2[n] + LCoH_denominadorC2[n], n=1,10)$$

$$LCoH_C2 = SUMA_numeradorH2 / SUMA_denominadorH2$$

Anexo 12. Código EES de la planta U-13.

```

"!----- Planta de simple flash a condensación U-13 -----"
F1$ = 'CO2'
F2$ = 'H2S'
F3$ = 'H2'
F4$ = 'O2'
F5$ = 'Air'

mm_CO2 = molarmass(CO2)
mm_H2S = molarmass(H2S)
mm_H2 = molarmass(H2)
mm_O2 = molarmass(O2)
mm_H2O = molarmass(H2O)

h°f_CO2 = enthalpy_formation(F1$)           "h de formación"
h°f_H2S = enthalpy_formation(F2$)
h°f_H2 = enthalpy_formation(F3$)

h°f_O2 = enthalpy_formation(F4$)
h°_CO2 = 9365 / mm_CO2                    "h a Temp. de referencia 25°C, Moran y Cengel"
h°_H2S = 9958 / mm_H2S

h°_H2 = 8468/molarmass(H2)
h°_O2 = 8682/molarmass(O2)

f_CO2 = 0.9874
f_H2S = 0.0126

"ESTADO 0"
P[0] = 83 [kPa]
T[0] = 20 [°C]                               "293 K"

h_w0 = enthalpy(Steam, T=T[0], P=P[0])
h_CO2_0 = h_CO2_id0
h_H2S_0 = h_H2S_id0
h_R1233zd_0 = enthalpy(R1233zd(E), T=T[0], P=P[0])
h_O2_0 = h_O2_id0
h_H2_0 = h_H2_id0
h_Air_0 = enthalpy(F5$, T=T[0])

h_w[0] = (h_w0)*(1 -f[1])
h_NCG_0 = (h_CO2_0*f_CO2) + (h_H2S_0*f_H2S)
h_NCG[0] = h_NCG_0*f[1]
h[0] = h_w[0] + h_NCG[0] "h[2] se obtiene en el separador"

s_w0 = entropy(Steam, T=T[0], P=P[0])
s_CO2_0 = s_CO2_id0
s_H2S_0 = s_H2S_id0
s_R1233zd_0 = entropy(R1233zd(E), T=T[0], P=P[0])
s_O2_0 = s_O2_id0
s_H2_0 = s_H2_id0
s_Air_0 = entropy(F5$, T=T[0], P=P[0])

"#####"
" h0 y s0 de CO2 y H2S"

HH_CO2_0 = enthalpy(F1$, T=T[0])
h_CO2_id0 = HH_CO2_0 - h°f_CO2 + h°_CO2      "h ideal"
s_CO2_id0 = entropy(F1$, T=T[0], P=P[0])     "s ideal"

HH_H2S_0 = enthalpy(F2$, T=T[0])
h_H2S_id0 = HH_H2S_0 - h°f_H2S + h°_H2S
s_H2S_id0 = entropy(F2$, T=T[0], P=P[0])

HH_H2_0 = enthalpy(F3$, T=T[0])
h_H2_id0 = HH_H2_0 - h°f_H2 + h°_H2
s_H2_id0 = entropy(F3$, T=T[0], P=P[0])

HH_O2_0 = enthalpy(F4$, T=T[0])
h_O2_id0 = HH_O2_0 - h°f_O2 + h°_O2
s_O2_id0 = entropy(F4$, T=T[0], P=P[0])

"#####"

"ESTADO 1"
P[1] = pressure(Steam, x=x[1], h=h_w1)
T[1] = temperature(Steam, x=x[1], h=h_w1) {240 [°C]}

```

```
x[1] = 0.044
xmezcla[1] = (m_dot_g[1] + m_dot_NCG[1]) / m_dot[1]
f[1] = m_dot_NCG[1] / m_dot[1]
```

```
m_dot[1] = m_dot[2]
m_dot_g[1] = m_dot[1]*(1 - f[1])*x[1]
m_dot_f[1] = m_dot[1]*(1 - f[1])*(1 - x[1])
m_dot_NCG[1] = m_dot_NCG[2]
m_dot_CO2_1 = m_dot_NCG[1]*f_CO2
m_dot_H2S_1 = m_dot_NCG[1]*f_H2S
```

"De los pozos (AZ-18 y AZ-34)"

```
{h_w1 = enthalpy(Steam,T=T[1],x=x[1])}
```

```
h_w[1] = (h_w1)*(1 - f[2])
```

```
h_NCG[1] = h_NCG[2]
h[1] = h_w[1] + h_NCG[1]
h[1] = h[2]
```

```
s_w1 = entropy(Steam,T=T[1],x=x[1])
s_w[1] = (s_w1)*(1 - f[1])
s_CO2_1 = s_CO2_id1
s_H2S_1 = s_H2S_id1
s_NCG[1] = f[1]*((s_CO2_1*f_CO2) + (s_H2S_1*f_H2S))
s[1] = s_w[1] + s_NCG[1]
```

```
"#####"
```

"h1 y s1 de CO2 y H2S"

```
s_CO2_id1 = entropy(F1$,T=T[1],P=P[1])
```

```
s_H2S_id1 = entropy(F2$,T=T[1],P=P[1])
```

```
"#####"
```

"ESTADO 2"

```
P[2] = P[4]
T[2] = T[4]
"x[2] se obtiene de los balances de masa"
xmezcla[2] = (m_dot_g[2] + m_dot_NCG[2]) / m_dot[2]
f[2] = m_dot_NCG[2] / m_dot[2]
```

```
{m_dot[2] = m_dot[1]}
m_dot_g[2] = m_dot[2]*(1 - f[2])*x[2]
m_dot_f[2] = m_dot[2]*(1 - f[2])*(1 - x[2])
m_dot_NCG[2] = m_dot_NCG[4]
```

```
h_w[2] = (h_w2)*(1 - f[2])
h_CO2_2 = h_CO2_4
h_H2S_2 = h_H2S_4
h_NCG_2 = (h_CO2_2*f_CO2) + (h_H2S_2*f_H2S)
h_NCG[2] = h_NCG_2*f[2]
h[2] = h_w[2] + h_NCG[2] "h[2] se obtiene en el separador"
```

```
s_w2 = entropy(Steam,P=P[2],x=x[2])
s_w[2] = (s_w2)*(1 - f[2])
s_CO2_2 = s_CO2_4
s_H2S_2 = s_H2S_4
s_NCG[2] = f[2]*((s_CO2_2*f_CO2) + (s_H2S_2*f_H2S))
s[2] = s_w[2] + s_NCG[2]
```

"Separador"

```
m_dot[4] = xmezcla[2]*m_dot[2]
m_dot[2] = m_dot[4] / 0.1321 {Yildirim Ozan}
xmezcla[2] = (h[2] - h[3]) / (h[4] - h[3])
```

"ESTADO 3"

```
P[3] = P[4]
T[3] = temperature(Steam,P=P[3],x=x[3])
x[3] = 0
xmezcla[3] = 0
f[3] = 0

m_dot[3] = m_dot_f[3] + m_dot_g[3] + m_dot_NCG[3]
m_dot_g[3] = 0
m_dot_f[3] = m_dot_f[2]
m_dot_NCG[3] = 0
```

h[3] = **enthalpy(Steam,P=P[3],x=x[3])**
h_w[3] = h[3]
h_NCG[3] = 0

s[3] = **entropy(Steam,P=P[3],x=x[3])**
s_w[3] = s[3]
s_NCG[3] = 0

"ESTADO 4"

P[4] = P[8]
T[4] = **temperature(Steam,P=P[4],x=x[4])**
x[4] = 0.99
x_mezcla[4] = (m_dot_g[4] + m_dot_NCG[4]) / m_dot[4]
f[4] = m_dot_NCG[4] / m_dot[4]

m_dot[4] = m_dot[5] + m_dot[8]
m_dot_g[4] = m_dot[4]*(1 - f[4])*x[4]
m_dot_f[4] = m_dot[4]*(1 - f[4])*(1 - x[4])
m_dot_NCG[4] = m_dot_NCG[8]
m_dot_CO2_4 = m_dot_CO2_8
m_dot_H2S_4 = m_dot_H2S_8

h_w4 = **enthalpy(Steam,T=T[4],x=x[4])**
h_w[4] = (h_w4)*(1 - f[4])
h_CO2_4 = h_CO2_id4
h_H2S_4 = h_H2S_id4
h_NCG[4] = f[4]*((h_CO2_4*f_CO2) + (h_H2S_4*f_H2S))
h[4] = h_w[4] + h_NCG[4]

s_w4 = **entropy(Steam,T=T[4],x=x[4])**
s_w[4] = (s_w4)*(1 - f[4])
s_CO2_4 = s_CO2_id4
s_H2S_4 = s_H2S_id4
s_NCG[4] = f[4]*((s_CO2_4*f_CO2) + (s_H2S_4*f_H2S))
s[4] = s_w[4] + s_NCG[4]

#####

"h4 y s4 de CO2 y H2S"

HH_CO2_4 = **enthalpy(F1\$,T=T[4])**
h_CO2_id4 = HH_CO2_4 - h°f_CO2 + h°_CO2
s_CO2_id4 = **entropy(F1\$,T=T[4],P=P[4])**

HH_H2S_4 = **enthalpy(F2\$,T=T[4])**
h_H2S_id4 = HH_H2S_4 - h°f_H2S + h°_H2S
s_H2S_id4 = **entropy(F2\$,T=T[4],P=P[4])**

#####

"ESTADO 5"

P[5] = P[4]
T[5] = T[4]
x[5] = 1 {quality(Acetone,P=P[5],T=T[5])}
x_mezcla[5] = ((m_dot_g[5] + m_dot_NCG[5]) / m_dot[5]) 0
f[5] = 0 {m_dot_NCG[5] / m_dot[5]}

m_dot[5] = ((m_dot_g[8]/0.995) - m_dot_g[8]) 0
m_dot_g[5] = m_dot[5]

m_dot_f[5] = 0
m_dot_NCG[5] = 0
m_dot_CO2_5 = m_dot_NCG[5]*f_CO2
m_dot_H2S_5 = m_dot_NCG[5]*f_H2S

h_w5 = **enthalpy(Steam,x=x[5],P=P[5])**

h_w[5] = (h_w5)*(1 - f[5])
h_CO2_5 = 0
h_H2S_5 = 0
h_NCG[5] = f[5]*((h_CO2_5*f_CO2) + (h_H2S_5*f_H2S))
h[5] = h_w[5] + h_NCG[5]

s_w5 = **entropy(Steam,T=T[5],x=x[5])**
s_w[5] = (s_w5)*(1 - f[5])
s_CO2_5 = 0
s_H2S_5 = 0
s_NCG[5] = f[5]*((s_CO2_5*f_CO2) + (s_H2S_5*f_H2S))

$$s[5] = s_w[5] + s_NCG[5]$$

"ESTADO 6"

$$\begin{aligned} P[6] &= P[5] \\ T[6] &= T[5] \\ x[6] &= x[5] \\ x_mezcla[6] &= x_mezcla[5] \\ f[6] &= f[5] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} m_dot[6] &= m_dot[5] \\ m_dot_g[6] &= m_dot_g[5] \\ m_dot_f[6] &= m_dot_f[5] \\ m_dot_NCG[6] &= m_dot_NCG[5] \\ m_dot_CO2_6 &= m_dot_CO2_5 \\ m_dot_H2S_6 &= m_dot_H2S_5 \end{aligned}$$

$$h_w_6 = h_w5$$

$$\begin{aligned} h_w[6] &= h_w[5] \\ h_CO2_6 &= h_CO2_5 \\ h_H2S_6 &= h_H2S_5 \\ h_NCG[6] &= h_NCG[5] \\ h[6] &= h[5] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} s_w_6 &= s_w5 \\ s_w[6] &= s_w[5] \\ s_CO2_6 &= s_CO2_5 \\ s_H2S_6 &= s_H2S_5 \\ s_NCG[6] &= s_NCG[5] \\ s[6] &= s[5] \end{aligned}$$

"ESTADO 7"

$$\begin{aligned} P[7] &= P[0] \\ T[7] &= \text{temperature}(\text{Steam}, P=P[7], x=x[7]) \\ x[7] &= 0.85 \text{ (Quality(Steam, P=P[7], T=T[7]))} \\ x_mezcla[7] &= ((m_dot_g[7] + m_dot_NCG[7]) / m_dot[7]) \cdot 0 \\ f[7] &= 0 \text{ (} m_dot_NCG[7] / m_dot[7] \text{)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} m_dot[7] &= m_dot[6] \\ m_dot_g[7] &= m_dot[7] \cdot (1 - f[7]) \cdot x[7] \\ m_dot_f[7] &= m_dot[7] \cdot (1 - f[7]) \cdot (1 - x[7]) \\ m_dot_NCG[7] &= 0 \\ m_dot_CO2_7 &= m_dot_NCG[7] \cdot f_CO2 \\ m_dot_H2S_7 &= m_dot_NCG[7] \cdot f_H2S \end{aligned}$$

$$h_w7 = \text{enthalpy}(\text{Steam}, T=T[7], x=x[7])$$

$$\begin{aligned} h_w[7] &= (h_w7) \cdot (1 - f[7]) \\ h_CO2_7 &= 0 \\ h_H2S_7 &= 0 \\ h_NCG[7] &= f[7] \cdot ((h_CO2_7 \cdot f_CO2) + (h_H2S_7 \cdot f_H2S)) \\ h[7] &= h_w[7] + h_NCG[7] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} s_w7 &= \text{entropy}(\text{Steam}, T=T[7], x=x[7]) \\ s_w[7] &= (s_w7) \cdot (1 - f[7]) \\ s_CO2_7 &= 0 \\ s_H2S_7 &= 0 \\ s_NCG[7] &= f[7] \cdot ((s_CO2_7 \cdot f_CO2) + (s_H2S_7 \cdot f_H2S)) \\ s[7] &= s_w[7] + s_NCG[7] \end{aligned}$$

"ESTADO 8"

$$\begin{aligned} P[8] &= \text{pressure}(\text{Steam}, T=T[8], x=x[8]) \\ T[8] &= T[10] / 0.9946 \\ x[8] &= \{x[4]\} \cdot 0.99 \\ x_mezcla[8] &= (m_dot_g[8] + m_dot_NCG[8]) / m_dot[8] \\ f[8] &= m_dot_NCG[8] / m_dot[8] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} m_dot[8] &= m_dot[10] / 0.87 \\ m_dot_g[8] &= m_dot[8] \cdot (1 - f[8]) \cdot x[8] \\ m_dot_f[8] &= m_dot[8] \cdot (1 - f[8]) \cdot (1 - x[8]) \\ m_dot_NCG[8] &= m_dot_NCG[10] \\ m_dot_CO2_8 &= m_dot_NCG[8] \cdot f_CO2 \\ m_dot_H2S_8 &= m_dot_NCG[8] \cdot f_H2S \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} h_w8 &= \text{enthalpy}(\text{Steam}, x=x[8], P=P[8]) \\ h_w[8] &= (h_w8) \cdot (1 - f[8]) \\ h_CO2_8 &= h_CO2_id8 \\ h_H2S_8 &= h_H2S_id8 \end{aligned}$$

h_NCG[8] = f[8]*((h_CO2_8*f_CO2) + (h_H2S_8*f_H2S))
h[8] = h_w[8] + h_NCG[8]

s_w8 = **entropy(Steam,x=x[8],P=P[8])**
s_w[8] = (s_w8)*(1 - f[8])
s_CO2_8 = s_CO2_id8
s_H2S_8 = s_H2S_id8
s_NCG[8] = f[8]*((s_CO2_8*f_CO2) + (s_H2S_8*f_H2S))
s[8] = s_w[8] + s_NCG[8]

"#####"

"h8 y s8 de CO2 y H2S"

HH_CO2_8 = **enthalpy(F1\$,T=T[8])**
h_CO2_id8 = HH_CO2_8 - h°f_CO2 + h°_CO2
s_CO2_id8 = **entropy(F1\$,T=T[8],P=P[8])**

HH_H2S_8 = **enthalpy(F2\$,T=T[8])**
h_H2S_id8 = HH_H2S_8 - h°f_H2S + h°_H2S
s_H2S_id8 = **entropy(F2\$,T=T[8],P=P[8])**

"#####"

"ESTADO 9"

P[9] = P[10]
T[9] = **temperature(Steam,P=P[9],x=x[9])**
x[9] = 0
xmezcla[9] = 0
f[9] = 0

m_dot[9] = m_dot[8] - m_dot[10]
m_dot_g[9] = 0
m_dot_f[9] = m_dot[9]
m_dot_NCG[9] = 0
m_dot_CO2_9 = m_dot_NCG[9]*f_CO2
m_dot_H2S_9 = m_dot_NCG[9]*f_H2S

h[9] = **enthalpy(Steam,P=P[9],x=x[9])**
h_w[9] = h[9]
h_NCG[9] = 0

s[9] = **entropy(Steam,P=P[9],x=x[9])**
s_w[9] = s[9]
s_NCG[9] = 0

"ESTADO 10"

P[10] = P[14]
T[10] = T[14]
x[10] = 1
xmezcla[10] = (m_dot_g[10] + m_dot_NCG[10]) / m_dot[10]
f[10] = m_dot_NCG[10] / m_dot[10]

m_dot[10] = m_dot[14] + m_dot[11]
m_dot_g[10] = m_dot[10]*(1 - f[10])*x[10]
m_dot_f[10] = m_dot[10]*(1 - f[10])*(1 - x[10])
m_dot_NCG[10] = m_dot_NCG[14]
m_dot_CO2_10 = m_dot_CO2_14
m_dot_H2S_10 = m_dot_H2S_14

h_w10 = **enthalpy(Steam,T=T[10],x=x[10])**
h_w[10] = (h_w10)*(1 - f[10])
h_CO2_10 = h_CO2_14
h_H2S_10 = h_H2S_14
h_NCG[10] = f[10]*((h_CO2_10*f_CO2) + (h_H2S_10*f_H2S))
h[10] = h_w[10] + h_NCG[10]

s_w10 = **entropy(Steam,T=T[10],x=x[10])**
s_w[10] = (s_w10)*(1 - f[10])
s_CO2_10 = s_CO2_14
s_H2S_10 = s_H2S_14
s_NCG[10] = f[10]*((s_CO2_10*f_CO2) + (s_H2S_10*f_H2S))
s[10] = s_w[10] + s_NCG[10]

"ESTADO 11"

P[11] = P[10]
T[11] = T[10]
x[11] = 1

$x_{mezcla[11]} = (m_{dot_g[11]} + m_{dot_NCG[11]}) / m_{dot[11]}$
 $f[11] = m_{dot_NCG[11]} / m_{dot[11]}$

$m_{dot[11]} = (m_{dot_g[14]} / 0.97) - m_{dot_g[14]}$
 $m_{dot_g[11]} = m_{dot[11]}$

$m_{dot_f[11]} = 0$
 $m_{dot_NCG[11]} = 0$
 $m_{dot_CO2_11} = m_{dot_NCG[11]} * f_{CO2}$
 $m_{dot_H2S_11} = m_{dot_NCG[11]} * f_{H2S}$

$h_{w11} = \text{enthalpy}(\text{Steam}, T=T[11], x=x[11])$

$h_{w[11]} = (h_{w11}) * (1 - f[11])$
 $h_{CO2_11} = 0$
 $h_{H2S_11} = 0$
 $h_{NCG[11]} = f[11] * ((h_{CO2_11} * f_{CO2}) + (h_{H2S_11} * f_{H2S}))$
 $h[11] = h_{w[11]} + h_{NCG[11]}$

$s_{w11} = \text{entropy}(\text{Steam}, T=T[11], x=x[11])$
 $s_{w[11]} = (s_{w11}) * (1 - f[11])$
 $s_{CO2_11} = 0$
 $s_{H2S_11} = 0$
 $s_{NCG[11]} = f[11] * ((s_{CO2_11} * f_{CO2}) + (s_{H2S_11} * f_{H2S}))$
 $s[11] = s_{w[11]} + s_{NCG[11]}$

"ESTADO 12"

$P[12] = 0$
 $T[12] = 0$
 $x[12] = 0$
 $x_{mezcla[12]} = 0$
 $f[12] = 0$

$m_{dot[12]} = 0$
 $m_{dot_g[12]} = 0$
 $m_{dot_f[12]} = 0$
 $m_{dot_NCG[12]} = 0$
 $m_{dot_CO2_12} = 0$
 $m_{dot_H2S_12} = 0$

$h_{w12} = 0$
 $h_{w[12]} = 0$
 $h_{CO2_12} = 0$
 $h_{H2S_12} = 0$
 $h_{NCG[12]} = 0$
 $h[12] = 0$

$s_{w12} = 0$
 $s_{w[12]} = 0$
 $s_{CO2_12} = 0$
 $s_{H2S_12} = 0$
 $s_{NCG[12]} = 0$
 $s[12] = 0$

"ESTADO 13"

$P[13] = P[11]$
 $T[13] = T[11]$
 $x[13] = x[11]$
 $x_{mezcla[13]} = x_{mezcla[11]}$
 $f[13] = f[11]$

$m_{dot[13]} = m_{dot[11]}$
 $m_{dot_g[13]} = m_{dot_g[11]}$

$m_{dot_f[13]} = m_{dot_f[11]}$
 $m_{dot_NCG[13]} = m_{dot_NCG[11]}$
 $m_{dot_CO2_13} = m_{dot_CO2_11}$
 $m_{dot_H2S_13} = m_{dot_H2S_11}$

$h_{w13} = h_{w11}$

$h_{w[13]} = h_{w[11]}$
 $h_{CO2_13} = h_{CO2_11}$
 $h_{H2S_13} = h_{H2S_11}$
 $h_{NCG[13]} = h_{NCG[11]}$
 $h[13] = h[11]$

$s_{w13} = s_{w11}$
 $s_{w[13]} = s_{w[11]}$
 $s_{CO2_13} = s_{CO2_11}$

s_H2S_13 = s_H2S_11
s_NCG[13] = s_NCG[11]
s[13] = s[11]

"ESTADO 14"

P[14] = P[15]
T[14] = T[15]
x[14] = x[15]
xmezcla[14] = xmezcla[15]
f[14] = f[15]

m_dot[14] = m_dot[15]
m_dot_g[14] = m_dot_g[15]
m_dot_f[14] = m_dot_f[15]
m_dot_NCG[14] = m_dot_NCG[15]
m_dot_CO2_14 = m_dot_CO2_15
m_dot_H2S_14 = m_dot_CO2_15

h_w14 = h_w15
h_w[14] = h_w[15]
h_CO2_14 = h_CO2_15
h_H2S_14 = h_H2S_15
h_NCG[14] = h_NCG[15]
h[14] = h[15]

s_w14 = s_w15
s_w[14] = s_w[15]
s_CO2_14 = s_CO2_15
s_H2S_14 = s_H2S_15
s_NCG[14] = s_NCG[15]
s[14] = s[15]

"ESTADO 15"

P[15] = P[16]
T[15] = T[16]
x[15] = x[16]
xmezcla[15] = xmezcla[16]
f[15] = f[16]

m_dot[15] = m_dot[16]
m_dot_g[15] = m_dot_g[16]
m_dot_f[15] = m_dot_f[16]
m_dot_NCG[15] = m_dot_NCG[16]
m_dot_CO2_15 = m_dot_CO2_16
m_dot_H2S_15 = m_dot_CO2_16

h_w15 = h_w16
h_w[15] = h_w[16]
h_CO2_15 = h_CO2_16
h_H2S_15 = h_H2S_16
h_NCG[15] = h_NCG[16]
h[15] = h[16]

s_w15 = s_w16
s_w[15] = s_w[16]
s_CO2_15 = s_CO2_16
s_H2S_15 = s_H2S_16
s_NCG[15] = s_NCG[16]
s[15] = s[16]

"ESTADO 16"

P[16] = 863 [kPa]
T[16] = 173.6 [°C]
x[16] = 1

"calidad del agua"

xmezcla[16] = (m_dot_g[16] + m_dot_NCG[16]) / m_dot[16]"calidad total de la mezcla"

f[16] = 0.035 "% de NCG en la masa total"

m_dot[16] = 55.6 [Kg/s]

m_dot_g[16] = m_dot[16]*(1 - f[16])*x[16]
vap. seco"

"masa total por el % que ocupa el H2O y por la calidad de

m_dot_f[16] = m_dot[16]*(1 - f[16])*(1 - x[16])

m_dot_NCG[16] = m_dot[16]*f[16]

m_dot_CO2_16 = m_dot_NCG[16]*f_CO2

m_dot_H2S_16 = m_dot_NCG[16]*f_H2S

h_w16 = enthalpy(Steam, T=T[16], P=P[16])

"Entalpía de la parte líquida del H2O"

$h_w[16] = (h_w16)^*(1 - f[16])$
 $h_{CO2_16} = h_{CO2_id16}$
 $h_{H2S_16} = h_{H2S_id16}$
 $h_{NCG[16]} = f[16]*((h_{CO2_16}*f_{CO2}) + (h_{H2S_16}*f_{H2S}))$ "Entalpía total de los NCG en la mezcla del recurso geotérmico"
 $h[16] = h_w[16] + h_{NCG[16]}$ "Entalpía total de la mezcla del recurso geotérmico"

$s_w16 = \text{entropy}(\text{Steam}, T=T[16], P=P[16])$
 $s_w[16] = (s_w16)^*(1 - f[16])$
 $s_{CO2_16} = s_{CO2_id16}$
 $s_{H2S_16} = s_{H2S_id16}$
 $s_{NCG[16]} = f[16]*((s_{CO2_16}*f_{CO2}) + (s_{H2S_16}*f_{H2S}))$
 $s[16] = s_w[16] + s_{NCG[16]}$

#####

"h6 y s6 de CO2 y H2S"

$HH_{CO2_16} = \text{enthalpy}(F1\$, T=T[16])$
 $h_{CO2_id16} = HH_{CO2_16} - h^{\circ}_{CO2} + h^{\circ}_{CO2}$
 $s_{CO2_id16} = \text{entropy}(F1\$, T=T[16], P=P[16])$

$HH_{H2S_16} = \text{enthalpy}(F2\$, T=T[16])$
 $h_{H2S_id16} = HH_{H2S_16} - h^{\circ}_{H2S} + h^{\circ}_{H2S}$
 $s_{H2S_id16} = \text{entropy}(F2\$, T=T[16], P=P[16])$

#####

"ESTADO 17"

$P[17] = 13$ [kPa]
 $T[17] = \text{temperature}(\text{Steam}, P=P[17], x=x[17])$
 $x[17] = 0.84$
 $x_{mezcla[17]} = (m_{dot_g}[17] + m_{dot_NCG}[17]) / m_{dot}[17]$
 $f[17] = m_{dot_NCG}[17] / m_{dot}[17]$

$m_{dot}[17] = m_{dot}[16]$
 $m_{dot_g}[17] = m_{dot}[17]*(1 - f[17])*x[17]$
 $m_{dot_f}[17] = m_{dot}[17]*(1 - f[17])*(1 - x[17])$
 $m_{dot_NCG}[17] = m_{dot_NCG}[16]$
 $m_{dot_CO2_17} = m_{dot_NCG}[17]*f_{CO2}$
 $m_{dot_H2S_17} = m_{dot_NCG}[17]*f_{H2S}$

$h_w17s = \text{enthalpy}(\text{Steam}, P=P[17], s=s_w17s)$
 $h_w17s = h_w17s*(1 - f[17])$
 $h_{CO2_17s} = h_{CO2_id17s}$
 $h_{H2S_17s} = h_{H2S_id17s}$
 $h_{NCG_17s} = f[17]*((h_{CO2_17s}*f_{CO2}) + (h_{H2S_17s}*f_{H2S}))$
 $h17s = h_w17s + h_{NCG_17s}$

$s_w17s = s_w16$
 $s_w17s = s_w[16]$
 $s_{CO2_17s} = s_{CO2_16}$
 $s_{H2S_17s} = s_{H2S_16}$
 $s_{NCG_17s} = s_{NCG[16]}$
 $s17s = s[16]$

$h_w17 = \text{enthalpy}(\text{Steam}, P=P[17], x=x[17])$
 $h_w[17] = (h_w17)^*(1 - f[17])$
 $\{h_{NCG[17]} = f[17]*((h_{CO2_17}*f_{CO2}) + (h_{H2S_17}*f_{H2S}))\}$
 $h[17] = h_w[17] + h_{NCG[17]}$
 "h[17] Se obtiene en la Turbina"

$s_w17 = \text{entropy}(\text{Steam}, P=P[17], x=x[17])$
 $s_w[17] = (s_w17)^*(1 - f[17])$
 $s_{CO2_17} = s_{CO2_id17}$
 $s_{H2S_17} = s_{H2S_id17}$
 $s_{NCG[17]} = f[17]*((s_{CO2_17}*f_{CO2}) + (s_{H2S_17}*f_{H2S}))$
 $s[17] = s_w[17] + s_{NCG[17]}$

"Turbina"

$W_{Ts} = m_{dot}[17]*(h[16] - h17s)$
 $\{W_T = [kW]\}$
 $W_T = m_{dot}[17]*(h[16] - h[17])$
 $ETA_T = W_T / W_{Ts}$

"Potencia de la turbina"

"Generador eléctrico"

$ETA_G = 0.9$
 $W_G = ETA_G*W_T$
 $W_G = 26500$ [kW]

"Eficiencia del generador eléctrico"
"Potencia Generador eléctrico"

#####

"h17 y s17 de CO2 y H2S"

HH_CO2_17 = **enthalpy**(F1\$, T=T[17])
h_CO2_id17s = HH_CO2_17 - h°f_CO2 + h°_CO2
s_CO2_id17 = **entropy**(F1\$, T=T[17], P=P[17])

HH_H2S_17 = **enthalpy**(F2\$, T=T[17])
h_H2S_id17s = HH_H2S_17 - h°f_H2S + h°_H2S
s_H2S_id17 = **entropy**(F2\$, T=T[17], P=P[17])

"#####"

"! Sistema de NCG "

"!Condensador"

Q_C = m_dot[17]*h[17] - m_dot[18]*h[18] - (m_dot_f[17] + m_dot_g[17] - m_dot_g[18])*h[19]
m_dot[17] + m_dot[26] + m_dot[25] = m_dot[18] + m_dot[19]

"!Sistema de NCG"

m_dot[13] + m_dot[18] + m_dot[24] = m_dot[26] + m_dot[27]

"!ESTADO 19"

P[19] = 12 [kPa]
T[19] = 49.9 [°C]
x[19] = 0
xmezcla[19] = 0
f[19] = 0

m_dot[19] = m_dot[20]
m_dot_g[19] = 0
m_dot_f[19] = m_dot[19]
m_dot_NCG[19] = 0

h[19] = **enthalpy**(**Steam**, P=P[19], x=x[19])
h_w[19] = h[19]
h_NCG[19] = 0

s[19] = **entropy**(**Steam**, P=P[19], x=x[19])
s_w[19] = s[19]
s_NCG[19] = 0

"!ESTADO 26"

P[26] = P[19]
T[26] = **temperature**(**Steam**, P=P[18], x=x[26])
x[26] = 0
f[26] = 0

"m_dot[26] se obtiene en el condensador"

m_dot_g[26] = 0
m_dot_f[26] = m_dot[26]
m_dot_NCG[26] = 0

h[26] = **enthalpy**(**Steam**, P=P[26], x=x[26])
h_w[26] = h[26]
h_NCG[26] = 0

s[26] = **entropy**(**Steam**, P=P[26], x=x[26])
s_w[26] = s[26]
s_NCG[26] = 0

"!ESTADO 18"

P[18] = P[19]
T[18] = T[19] {**temperature**(**Steam**, P=P[18], x=x[18])}
x[18] = 1 {**quality**(**Steam**, T=T[18], P=P[18])}
xmezcla[18] = (m_dot_g[18] + m_dot_NCG[18]) / m_dot[18]
f[18] = m_dot_NCG[18] / m_dot[18]

m_dot[18] = 2.22 + m_dot_NCG[17]
m_dot_g[18] = m_dot[18]*(1 - f[18])*x[18]
m_dot_f[18] = m_dot[18]*(1 - f[18])*(1 - x[18])
m_dot_NCG[18] = m_dot_NCG[17]

h_w18 = **enthalpy**(**Steam**, P=P[18], T=T[18])
h_w[18] = (h_w18)*(1 - f[18])

h_CO2_18 = h_CO2_id18

h_H2S_18 = h_H2S_id18

h_NCG[18] = f[18]*((h_CO2_18*f_CO2) + (h_H2S_18*f_H2S))

h[18] = h_w[18] + h_NCG[18]

s_w18 = **entropy(Steam,P=P[18],T=T[18])**

s_w[18] = (s_w18)*(1 - f[18])

s_CO2_18 = s_CO2_id18

s_H2S_18 = s_H2S_id18

s_NCG[18] = f[18]*(s_CO2_18*f_CO2) + (s_H2S_18*f_H2S)

s[18] = s_w[18] + s_NCG[18]

"h32 y s32 de CO2 y H2S"

HH_CO2_18 = **enthalpy(F1\$,T=T[18])**

h_CO2_id18 = HH_CO2_18 - h°f_CO2 + h°_CO2

s_CO2_id18 = **entropy(F1\$,T=T[18],P=P[18])**

HH_H2S_18 = **enthalpy(F2\$,T=T[18])**

h_H2S_id18 = HH_H2S_18 - h°f_H2S + h°_H2S

s_H2S_id18 = **entropy(F2\$,T=T[18],P=P[18])**

#####

"!ESTADO 27"

P[27] = P[0]

T[27] = T[26]

x[27] = 1

x_mezcla[27] = (m_dot_g[27] + m_dot_NCG[27]) / m_dot[27]

f[27] = m_dot_NCG[27] / m_dot[27]

m_dot[27] = m_dot_NCG[18]

m_dot_g[27] = 0

m_dot_f[27] = 0

m_dot_NCG[27] = m_dot[27]

h_w27 = 0

h_w[27] = (h_w27)*(1 - f[27])

h_CO2_27 = h_CO2_id27

h_H2S_27 = h_H2S_id27

h_NCG[27] = f[27]*((h_CO2_27*f_CO2) + (h_H2S_27*f_H2S))

h[27] = h_w[27] + h_NCG[27]

s_w27 = 0

s_w[27] = (s_w27)*(1 - f[27])

s_CO2_27 = s_CO2_id27

s_H2S_27 = s_H2S_id27

s_NCG[27] = f[27]*((s_CO2_27*f_CO2) + (s_H2S_27*f_H2S))

s[27] = s_w[27] + s_NCG[27]

"h32 y s32 de CO2 y H2S"

HH_CO2_27 = **enthalpy(F1\$,T=T[27])**

h_CO2_id27 = HH_CO2_27 - h°f_CO2 + h°_CO2

s_CO2_id27 = **entropy(F1\$,T=T[27],P=P[27])**

HH_H2S_27 = **enthalpy(F2\$,T=T[27])**

h_H2S_id27 = HH_H2S_27 - h°f_H2S + h°_H2S

s_H2S_id27 = **entropy(F2\$,T=T[27],P=P[27])**

#####

"!ESTADO 25"

P[25] = P[24]

T[25] = 26.9 [°C]

x[25] = 0
xmezcla[25] = (m_dot_g[25] + m_dot_NCG[25]) / m_dot[25]
f[25] = m_dot_NCG[25] / m_dot[25]

m_dot[25] = 1300 [kg/s]
m_dot_g[25] = 0
m_dot_f[25] = m_dot[25]
m_dot_NCG[25] = 0

h[25] = **enthalpy(Steam,P=P[25],T=T[25])**
h_w[25] = h[25]
h_NCG[25] = 0

s[25] = **entropy(Steam,P=P[25],T=T[25])**
s_w[25] = s[25]
s_NCG[25] = 0

"!ESTADO 24"

P[24] = P[23]
T[24] = T[25]
x[24] = x[25]
xmezcla[24] = 0
f[24] = 0

"m_dot[24] se obtiene en el sistema de NCG"

m_dot_g[24] = 0
m_dot_f[24] = m_dot[24]
m_dot_NCG[24] = 0

h[24] = **enthalpy(Steam,P=P[24],x=x[24])**
h_w[24] = h[24]
h_NCG[24] = 0

s[24] = **entropy(Steam,P=P[24],x=x[24])**
s_w[24] = s[24]
s_NCG[24] = 0

"!ESTADO 23"

P[23] = 245 [kPa]
T[23] = **temperature(Steam,P=P[23],h=h[23])**
x[23] = **quality(Steam,h=h[23],P=P[23])**
xmezcla[23] = xmezcla[22]
f[23] = f[22]

m_dot[23] = m_dot[25] + m_dot[24]
m_dot_g[23] = 0
m_dot_f[23] = m_dot[23]
m_dot_NCG[23] = 0

h_23s = **enthalpy(Steam,s=s_23s,P=P[23])**

{h[23]} "se obtiene en la B2"

h_w[23] = h[23]
h_NCG[23] = 0

s_23s = s[22]
s[23] = **entropy(Steam,P=P[23],h=h[23])**
s_w[23] = s[23]
s_NCG[23] = s_NCG[22]

"!Torre de Enfriamiento"

m_dot[20] + m_dot[28]*omega_28 = (m_dot[21] + m_dot[22]) + m_dot[29]*omega_29

"!ESTADO 28 Aire"

P[28] = P[0]
T[28] = T[0]
phi[28] = 0.63

"humedad relativa, conagua"

"m_dot[28] = m_dot[29]"

omega_28 = **humrat(AirH2O,T=T[28],R=phi[28],P=P[28])**

h[28] = **enthalpy(F5\$,T=T[28])**
s[28] = **entropy(F5\$,T=T[28],P=P[28])**

"!ESTADO 29 Aire"

P[29] = P[0]
T[29] = T[20] - 5

$m_{\dot{29}} = m_{\dot{28}}$
 $\phi_{29} = 1$
 $\omega_{29} = \text{humrat}(\text{AirH2O}, T=T[29], R=\phi_{29}, P=P[29])$ "humedad relativa"
 "humedad específica"

$h[29] = \text{enthalpy}(F5, T=T[29])$
 $s[29] = \text{entropy}(F5, T=T[29], P=P[29])$

"ESTADO 22"

$P[22] = P[0]$
 $T[22] = 26.89$
 $x[22] = \text{quality}(\text{Steam}, T=T[22], P=P[22])$
 $x_{\text{mezcla}}[22] = 0$
 $f[22] = 0$

$m_{\dot{22}} = m_{\dot{23}}$
 $m_{\dot{g}}[22] = 0$
 $m_{\dot{f}}[22] = m_{\dot{22}}$
 $m_{\dot{\text{NCG}}}[22] = 0$

$h[22] = \text{enthalpy}(\text{Steam}, P=P[22], T=T[22])$
 $h_w[22] = h[22]$
 $h_{\text{NCG}}[22] = 0$

$s[22] = \text{entropy}(\text{Steam}, P=P[22], T=T[22])$
 $s_w[22] = s[22]$
 $s_{\text{NCG}}[22] = 0$

"ESTADO 20"

$P[20] = 245$ [kPa]
 $T[20] = \text{temperature}(\text{Steam}, h=h[20], P=P[20])$
 $x[20] = 0$ {Quality(Steam, T=T[20], h=h[20])}
 $f[20] = 0$

$m_{\dot{20}} = 1485$ [kg/s]
 $m_{\dot{g}}[20] = 0$
 $m_{\dot{f}}[20] = m_{\dot{20}}$
 $m_{\dot{\text{NCG}}}[20] = 0$

$h_{20s} = \text{enthalpy}(\text{Steam}, s=s_{20s}, P=P[20])$
 {h[20]} "se obtiene en la Bomba 1"
 $h_w[20] = h[20]$
 $h_{\text{NCG}}[20] = 0$

$s_{20s} = s[19]$
 $s[20] = \text{entropy}(\text{Steam}, P=P[20], h=h[20])$
 $s_w[20] = s[20]$
 $s_{\text{NCG}}[20] = s_{\text{NCG}}[19]$

"Bomba 1"

$\text{ETA}_{B1} = (h_{20s} - h[19]) / (h[20] - h[19])$
 $\text{ETA}_{B1} = 0.84$ (CFE)
 $W_{B1} = m_{\dot{20}} * (h[20] - h[19])$

"Bomba 2"

$\text{ETA}_{B2} = (h_{23s} - h[22]) / (h[23] - h[22])$
 $\text{ETA}_{B2} = 0.84$
 $W_{B2} = m_{\dot{23}} * (h[23] - h[22])$

"ESTADO 21"

$P[21] = P[22]$
 $T[21] = T[22]$
 $x[21] = x[22]$
 $x_{\text{mezcla}}[21] = x_{\text{mezcla}}[22]$
 $f[21] = f[22]$

$m_{\dot{21}} = m_{\dot{20}} - m_{\dot{22}}$ {1.3% Ozcan}
 $m_{\dot{g}}[21] = 0$
 $m_{\dot{f}}[21] = m_{\dot{21}}$
 $m_{\dot{\text{NCG}}}[21] = 0$

$h[21] = h[22]$
 $h_w[21] = h[21]$
 $h_{\text{NCG}}[21] = h_{\text{NCG}}[15]$

$s[21] = s[22]$
 $s_w[21] = s[21]$

s_NCG[21] = s_NCG[22]

"!-----Ciclo de potencia ORC-----"

"!ESTADO 30"

T[30] = T[3]
P[30] = P[3]
x[30] = 0

{quality(Steam,P=P[30],T=T[30])}

m_dot[30] = m_dot[3] - 0.072
h[30] = h[3]
s[30] = s[3]

"!ESTADO 32"

T[32] = T[30] - 20 {temperature(Steam,h=h[32],P=P[32])}
P[32] = P[30]
x[32] = 0 {quality(Steam,P=P[32],h=h[32]) }

m_dot[32] = m_dot[30]

h[32] = enthalpy(Steam,T=T[32],P=P[32]) {se obtiene en el intercambiador de calor}
s[32] = entropy(Steam,h=h[32],P=P[32])

"!ESTADO 35"

P[35] = P[36]
T[35] = temperature(R1233zd(E),h=h[35],P=P[35])
x[35] = quality(R1233zd(E),P=P[35],T=T[35])

m_dot[35] = m_dot[36]

s_35s = s[38]
h_35s = enthalpy(R1233zd(E),s=s_35s,P=P[35])
s[35] = entropy(R1233zd(E),T=T[35],P=P[35])

"!ESTADO 36"

T[36] = 110 [°C]
P[36] = 1000 [kPa]
x[36] = quality(R1233zd(E),P=P[36],T=T[36])

{Tesis Victor 1000, Yilmaz 2000 y zeotropic fluid 990}

"m_dot[36] = 1" "se obtiene en la turbina"

h[36] = enthalpy(R1233zd(E),T=T[36],P=P[36])
s[36] = entropy(R1233zd(E),T=T[36],P=P[36])

"!ESTADO 37"

T[37] = temperature(R1233zd(E),h=h[37],P=P[37])
P[37] = P[38]
x[37] = quality(R1233zd(E),h=h[37],T=T[37])

m_dot[37] = m_dot[36]

s_37s = s[36]
h_37s = enthalpy(R1233zd(E),s=s_37s,P=P[37])
s[37] = entropy(R1233zd(E),P=P[37],h=h[37])

"!ESTADO 38"

P[38] = 200 [kPa]
T[38] = temperature(R1233zd(E),x=x[38],P=P[38])
x[38] = 0

{Tesis Victor 225, Yilmaz 400 y zeotropic fluid 200}

m_dot[38] = m_dot[36]

h[38] = enthalpy(R1233zd(E),x=x[38],P=P[38])
s[38] = entropy(R1233zd(E),x=x[38],P=P[38])

"!Turbina ORC"

W_T_ORC = m_dot[37]*(h[36] - h[37])
{W_T_ORCid = 40 [kW]}
W_T_ORCid = m_dot[37]*(h[36] - h_37s)

ETA_T_ORC = {1} 0.85
ETA_T_ORC = W_T_ORC/W_T_ORCid

"!Generador ORC"
 ETA_G_ORC = {1} 0.9
 W_G_ORC = W_T_ORC*ETA_G_ORC

"!Bomba ORC"
 W_B_ORC = m_dot[38]*(h[35] - h[38])
 W_B_ORCid = m_dot[38]*(h_35s - h[38])
 ETA_B_ORC = 0.85
 ETA_B_ORC = W_B_ORCid / W_B_ORC

"!Intercambiador de calor ORC"
 Q_ORC_HX = m_dot[30]*(h[30] - h[32])
 Q_ORC_HX = m_dot[35]*(h[36] - h[35])

"!Torre de enfriamiento ORC"
 Q_ORC_T = m_dot[37]*(h[37] - h[38])
 Q_ORC_T = m_dot[39]*(h[40] - h[39])

"!ESTADO 39"
 P[39] = 1500 [kPa]
 T[39] = T[0]
 x[39] = quality(Steam, T=T[39], P=P[39])

{m_dot[39] = 1}

h[39] = enthalpy(Steam, T=T[39], P=P[39])
 s[39] = entropy(Steam, h=h[39], P=P[39])

"!ESTADO 40"
 P[40] = P[39]
 T[40] = T[37] - 15
 x[40] = quality(Steam, T=T[40], P=P[40])

m_dot[40] = m_dot[39]

h[40] = enthalpy(Steam, T=T[40], P=P[40])
 s[40] = entropy(Steam, h=h[40], P=P[40])

"!----- Electrolizador PEM -----"

"!Datos del problema"

"Datos del electrolizador"
 T_cell = converttemp(C,K,T[43])

P_a = P[0]*convert(kPa,Bar) "O2"
 P_c = 31 "H2"

E_IN = 1000 [kW]
 E_Total = (E_IN*60)/55.7
 E_Auxiliares = E_Total - E_IN

"!Producción de H2, O2 y H2O restante"

{n_dot[46] = (n_cell*i_real*A_cell)/(2*Fara)} "[mol/s]"
 n_dot[45] = n_dot[46] / 2
 n_dot[44] = n_dot[46]

"H2 MOLAR FLOW RATE"
 "O2 MOLAR FLOW RATE"
 "H2O MOLAR FLOW RATE"

m_dot[46] = (n_dot[46]*mm_H2)/1000 "[kg/s]"
 m_dot[45] = (n_dot[45]*mm_O2)/1000
 H2O_consumida = (n_dot[44]*mm_H2O)/1000
 H2O_consumida = m_dot[42]

"!Intercambiador de calor Electrolizador"
 Q_PEM_HX = m_dot[31]*(h[31] - h[33])
 Q_PEM_HX = m_dot[41]*(h[42] - h[41])

"!ESTADO 31"
 T[31] = T[3]
 P[31] = P[3]
 x[31] = 0

m_dot[31] = m_dot[3] - m_dot[30]

h[31] = h[3]

s[31] = s[3]

"!ESTADO 33"

T[33] = 150 [°C] {temperature(Steam,h=h[33],x=x[33])}

P[33] = {pressure(Steam,h=h[33],x=x[33])} P[31]

x[33] = 0 {quality(Steam,P=P[33],h=h[33]) }

m_dot[33] = m_dot[31]

h[33] = enthalpy(Steam, T=T[33], P=P[33]) {se obtiene en el intercambiador de calor}

s[33] = entropy(Steam, h=h[33], P=P[33])

"!ESTADO 41"

P[41] = P[0]

T[41] = T[0]

x[41] = quality(Water, P=P[41], T=T[41])

m_dot[41] = m_dot[42]

h[41] = enthalpy(Water, T=T[41], P=P[41])

s[41] = entropy(Water, T=T[41], P=P[41])

"!ESTADO 42"

T[42] = 60 [°C] "Temperatura del electrolizador T_cell"

P[42] = P[41]

x[42] = quality(Water, P=P[42], T=T[42])

{m_dot[42] = m_dot[43] - m_dot[44]}

h[42] = enthalpy(Water, T=T[42], P=P[42])

s[42] = entropy(Water, T=T[42], P=P[42])

"!ESTADO 43"

T[43] = T[42]

P[43] = P[42]

x[43] = quality(Water, P=P[43], T=T[43])

m_dot[43] = (m_dot[42]*0.632) / 0.002

h[43] = enthalpy(Water, T=T[43], P=P[43])

s[43] = entropy(Water, T=T[43], P=P[43])

"!ESTADO 44"

P[44] = P[43]

T[44] = T[43]

m_dot[44] = m_dot[43] - m_dot[42]

h[44] = enthalpy(Water, T=T[44], P=P[44])

s[44] = entropy(Water, T=T[44], P=P[44])

"!ESTADO 45"

P[45] = P[0]

T[45] = T[43]

HH_O2_45 = enthalpy(F4\$, T=T[45])

h_O2_id45 = HH_O2_45 - h°f_O2 + h°_O2

h[45] = h_O2_id45

s[45]=entropy(F4\$, T=T[45], P=P[45])

"!ESTADO 46"

P[46] = P_c*convert(Bar,kPa)

T[46] = T[43]

HH_H2_46 = enthalpy(F3\$, T=T[46])

h_H2_id46 = HH_H2_46 - h°f_H2 + h°_H2

h[46] = h_H2_id46

s[46]=entropy(F3\$, T=T[46], P=P[46])

"! Pozo de reinyección "

"!ESTADO 34"

P[34] = P[3]

T[34] = temperature(Steam, h=h[34], P=P[34])

x[34] = quality(Steam, P=P[34], T=T[34])

$$m_dot[34] = m_dot[33] + m_dot[32]$$

$$m_dot[34]*h[34] = m_dot[33]*h[33] + m_dot[32]*h[32]$$

$$s[34] = \text{entropy}(\text{Water}, P=P[34], h=h[34])$$

"!----- Exergía -----"

"Entalpia del estado de referencia h0"

Duplicate n = 1,27

$$h0[n] = ((h_w0)*(1 - f[n])) + ((h_CO2_0*f_CO2*f[n]) + (h_H2S_0*f_H2S*f[n]))$$

$$s0[n] = ((s_w0)*(1 - f[n])) + ((s_CO2_0*f_CO2*f[n]) + (s_H2S_0*f_H2S*f[n]))$$

End

$$h0[28] = h_Air_0$$

$$s0[28] = s_Air_0$$

$$h0[29] = h_Air_0$$

$$s0[29] = s_Air_0$$

Duplicate n = 30,34

$$h0[n] = h_w0$$

$$s0[n] = s_w0$$

End

Duplicate n = 35,38

$$h0[n] = h_R1233zd_0$$

$$s0[n] = s_R1233zd_0$$

End

Duplicate n = 39,44

$$h0[n] = h_w0$$

$$s0[n] = s_w0$$

End

$$h0[45] = h_O2_0$$

$$s0[45] = s_O2_0$$

$$h0[46] = h_H2_0$$

$$s0[46] = s_H2_0$$

"Energía de flujo"

Duplicate n = 1,46

$$hxm[n] = h[n]*m_dot[n]$$

End

"Exergía específica B"

Duplicate n = 1,27

$$B[n] = m_dot[n]*((h[n] - h0[n]) - (T[0] + 273.15)*(s[n] - s0[n]))$$

End

$$B[28] = 0$$

Duplicate n = 29,38

$$B[n] = m_dot[n]*((h[n] - h0[n]) - (T[0] + 273.15)*(s[n] - s0[n]))$$

End

$$B[39] = 0$$

$$B[40] = m_dot[40]*((h[40] - h0[40]) - (T[0] + 273.15)*(s[40] - s0[40]))$$

$$B[41] = 0$$

Duplicate n = 42,46

$$B[n] = m_dot[n]*((h[n] - h0[n]) - (T[0] + 273.15)*(s[n] - s0[n]))$$

End

$$B[47] = W_T_ORC$$

$$B[48] = W_G_ORC$$

$$B[49] = 0 \{20\} \text{ [kW]}$$

$$B[50] = B[48] + B[49]$$

$$B[51] = W_T$$

$$B[52] = W_G$$

$$W_F = 298 \text{ [kW]} \text{ "Energía del ventilador"}$$

"!Destrucción de Exergía Bd" "14"

"Planta de simple flash"

$$Bd[1] = B[1] - B[2]$$

$$Bd[2] = B[1] - B[3] - B[4]$$

$$Bd[3] = B[5] - B[6]$$

"Válv del sep"

"Separador"

"Válv check sil"

$Bd[4] = B[6] - B[7]$
 $Bd[5] = B[8] - B[10] - B[9]$
 $Bd[6] = B[14] - B[15]$
 $Bd[7] = B[15] - B[16]$
 $Bd[8] = B[16] - B[17] - W_T$
 $Bd[9] = W_T - W_G$
 $Bd[10] = B[17] + B[25] + B[26] - B[19] - B[18]$
 $Bd[11] = B[28] + B[20] - B[21] - B[22] - B[29] + W_F$
 $Bd[12] = B[19] - B[20] + W_B1$
 $Bd[13] = B[22] - B[23] + W_B2$
 $Bd[14] = B[24] + B[18] + B[13] - B[26] - B[27]$
"ORC"
 $Bd[15] = B[30] - B[32] + B[35] - B[36]$
 $Bd[16] = B[36] - B[37] - W_T_ORC$
 $Bd[17] = W_T_ORC - W_G_ORC$
 $Bd[18] = B[37] - B[38] + B[39] - B[40]$
 $Bd[19] = B[38] - B[35] + W_B_ORC$
"PEM"
 $Bd[20] = B[31] - B[33] + B[41] - B[42]$
 $Bd[21] = (W_G_ORC + B[49]) + B[43] - B[44] - B[45] - B[46]$ **"Electrolizador PEM"**

"Silenciador"
 "Secador"
 "Válv turb"
 "Válv check turb"
 "Turbina de vapor"
 "Gen electr"
 "Condensador"
 "Torre de enfriamiento de tiro indusido"
 "Bomba 1"
 "Bomba 2"
 "Sistema de NCG"
 "Intercambiador de calor"
 "Turbina del ORC"
 "Generador eléctrico del ORC"
 "Torre de enfriamiento del ORC (condensador)"
 "Bomba del ORC"

"Eficiencia energética total de la planta y con la repotenciación"

$ETA_E = W_G / hxm[1]$
 $ETA_E_Rep = (W_G + W_G_ORC - W_B_ORC - E_IN + (m_dot[46]*LHV)) / hxm[1]$
 $LHV = 120000 \text{ [kJ/kg]}$ "Lower heating value" {120 MJ/kg , 33.3kWh/kg}

"Eficiencia exergética total de la planta y con la repotenciación"

$ETA_Bex = (W_G) / B[1]$
 $ETA_Bex_Rep = (W_G + W_G_ORC - W_B_ORC - E_IN + B[46]) / B[1]$

"!----- Modelo económico -----"

"!Costo de los equipos, dolares"

"Valvulas"

$C_1 = 20500$ "\$ dolares, YILMAZ, 2015"
 $S_1 = 600$ [kPa]
 $N_1 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[1] = C_1 * ((883/S_1)^{N_1})$
 $C_E[3] = C_E[1]$
 $C_E[6] = C_E[1]$
 $C_E[7] = C_E[1]$

"Separador"

$C_2 = 65200$ "\$ dolares, YILMAZ"
 $S_2 = 600$ [kPa]
 $N_2 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[2] = C_2 * ((883/S_2)^{N_2})$

"Silenciador"

$C_4 = 2700$ "MIRANDA HERRERA,2004"
 $S_4 = 972$ [kPa]
 $N_4 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[4] = C_4 * ((883/S_4)^{N_4})$

"Secador"

$C_5 = 242900$ "Husam J., 2022"
 $S_5 = 3597$ [kPa]
 $N_5 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[5] = C_5 * ((883/S_5)^{N_5})$

"Turbina de vapor y generador eléctrico"

$C_8 = 13000000$ "YILMAZ"
 $S_8 = 30000$ [kW]
 $N_8 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[8] = C_8 * ((W_G/S_8)^{N_8})$ "C_E[6] esta incluido en 5"

"Condensador Torre de enfriamiento de tiro indusido"

$C_11 = 242900$ "\$ dolares, YILMAZ"
 $S_11 = 100 * 0.12$ [kg/s]
 $N_11 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[11] = C_11 * ((m_dot[17]/S_11)^{N_11})$

"Bomba 1"

$C_12 = 153400$ "\$ dolares, YILMAZ"
 $S_12 = m_dot[16] * (274.1 - 270.4)$
 $N_12 = 0.6$ "exponente general"
 $C_E[12] = C_12 * ((W_B1/S_12)^{N_12})$

"Bomba 2"

C_13 = 153400 "\$ dolares, YILMAZ"
 S_13 = m_dot[16]*(274.1 - 270.4)
 N_13 = 0.6 "exponente general"
 C_E[13] = C_13*((W_B2/S_13)^N_13)

"Sistema de NCG"

C_14 = 8000000 "\$ dolares, Ozan Yildirim, 2006"
 S_14 = 5.2 [kg/s]
 N_14 = 0.6 "exponente general"
 C_E[14] = C_14*((m_dot[18]/S_14)^N_14)

"Intercambiador de calor del ORC"

LMTD_Yilmaz = ((158.8-148.8) - (76-30.59)) / ln((158.8-148.8) / (76-30.59)) "Yilmaz es un autor"
 Q_Yilmaz = m_dot[16]*(487.84-25.56) "flujo másico supuesto"
 U_Yilmaz = 2.5 {[kW/m^2*K]}
 Area_Yilmaz = Q_Yilmaz / (U_Yilmaz*LMTD_Yilmaz)

LMTD_ORC = ((T[30]-T[36]) - (T[32]-T[35])) / ln((T[30]-T[36]) / (T[32]-T[35]))
 U_15 = 2.5 {[kW/m^2*K]}
 Area_15 = Q_ORC_HX / (U_15*LMTD_ORC)
 C_15 = 465600 "\$ dolares, YILMAZ"
 S_15 = Area_Yilmaz
 N_15 = 0.6 "exponente general"
 C_E[15] = C_15*((Area_15/S_15)^N_15)

"Turbina y generador del ORC"

C_16 = 13000000 "\$ dolares, YILMAZ"
 S_16 = 30000 [kW]
 N_16 = 0.6 "exponente general"
 C_E[16] = C_16*((W_G_ORC/S_16)^N_16)

"Torre de enfriamiento (condensador) del ORC"

LMTD_TowerORC = ((T[37]-T[40]) - (T[38]-T[39])) / ln((T[37]-T[40]) / (T[38]-T[39]))
 U_18 = 2.5 {[kW/m^2*K]}
 Area_18 = Q_ORC_HX / (U_18*LMTD_TowerORC)
 C_18 = 229900 "\$ dolares, YILMAZ"
 S_18 = Area_Yilmaz
 N_18 = 0.6 "exponente general"
 C_E[18] = C_18*((Area_18/S_18)^N_18)

"Bomba del ORC"

C_19 = 153400 "\$ dolares, YILMAZ"
 S_19 = m_dot[16]*(274.1 - 270.4)
 N_19 = 0.6 "exponente general"
 C_E[19] = C_19*((W_B_ORC/S_19)^N_19)

"Intercambiador de calor del PEM"

LMTD_PEM = ((T[31]-T[42]) - (T[33]-T[41])) / ln((T[31]-T[42]) / (T[33]-T[41]))
 U_20 = 2.5 {[kW/m^2*K]}
 Area_20 = Q_PEM_HX / (U_20*LMTD_TowerORC)
 C_20 = 465600 "\$ dolares, YILMAZ"
 S_20 = Area_Yilmaz
 N_20 = 0.6 "exponente general"
 C_E[20] = C_20*((Area_20/S_20)^N_20)

"Electrolizador"

(C_21 = 2760000 "\$ dolares, Armando Diaz, 2020"
 S_21 = 2300 [kW]
 N_21 = 0.6 "exponente general")
 C_E[21] = 2000*E_IN(C_21*((B[50]/S_21)^N_21))

C_E[9] = 0
 C_E[10] = 0
 C_E[17] = 0

"!Corrección de costos de los equipos por inflación"

C_inf[1] = C_E[1]*(816/556.8)
 C_inf[2] = C_E[2]*(816/556.8)
 C_inf[3] = C_E[3]*(816/556.8)
 C_inf[4] = C_E[4]*(816/444.2)
 C_inf[5] = C_E[5]*(816/816)
 C_inf[6] = C_E[6]*(816/556.8)
 C_inf[7] = C_E[7]*(816/556.8)
 C_inf[8] = C_E[8]*(816/556.8)
 C_inf[9] = 0
 C_inf[10] = 0
 C_inf[11] = C_E[11]*(816/556.8)
 directo"

"Válv del sep"
 "Separador"
 "Válv check sil"
 "Silenciador"
 "Secador"
 "Válv turb"
 "Válv check turb"
 "Turbina de vapor + gen"
 "Gen electr"
 "Condensador"
 "Torre de enfriamiento de tiro indusido + cond de contacto"

$C_inf[12] = C_E[12]*(816/556.8)$
 $C_inf[13] = C_E[13]*(816/556.8)$
 $C_inf[14] = C_E[14]*(816/499.6)$
 $\{a = \text{sum}(C_inf[n], n=1,14)\}$
 "ORC"
 $C_inf[15] = C_E[15]*(816/556.8)$
 $C_inf[16] = C_E[16]*(816/556.8)$
 $C_inf[17] = 0$
 $C_inf[18] = C_E[18]*(816/556.8)$
 $C_inf[19] = C_E[19]*(816/556.8)$
 $\{a = \text{sum}(C_inf[n], n=15,19)\}$
 "PEM"
 $C_inf[20] = C_E[20]*(816/556.8)$
 $C_inf[21] = C_E[21]*(816/596.2)$
 "Intercambiador de calor del PEM"
 "Electrolizador PEM"
 "!"-----CASO 1-----"
 "PRIMER PERÍODO DE 0 A 10 AÑOS"
 "Costo total de los equipos"
 $PEC_C1 = \text{sum}(C_inf[n], n=15,21)$
 $PEC_P1 = \text{sum}(C_inf[n], n=15,19)$
 $PEC_H1 = \text{sum}(C_inf[n], n=20,21)$
 "Costo de equipos del "
 "Costo de equipos del electro"
 "Costos varios de material y montaje"
 $C_variosC1[1] = PEC_C1*0.33$
 $C_variosC1[2] = PEC_C1*0.1$
 $C_variosC1[3] = PEC_C1*0.12$
 $C_variosC1[4] = PEC_C1*0.13$
 $C_variosC1[5] = PEC_C1*0.10$
 $C_variosC1[6] = PEC_C1*0.25$
 $DC_C1 = \text{sum}(C_variosC1[n], n=1,6)$
 $Cconst_C1 = DC_C1*0.15$
 $C_E\&C1 = DC_C1 + Cconst_C1$
 "instalación de equipo"
 "Tubería"
 "Control e instrumentación"
 "Equipo eléctrico y materiales"
 "Campo"
 "Ingeniería y comprobación"
 "costos de tubería y otros"
 "costos de construcción"
 "costos de equipamiento y construcción"
 $C_variosP1[1] = PEC_P1*0.33$
 $C_variosP1[2] = PEC_P1*0.1$
 $C_variosP1[3] = PEC_P1*0.12$
 $C_variosP1[4] = PEC_P1*0.13$
 $C_variosP1[5] = PEC_P1*0.10$
 $C_variosP1[6] = PEC_P1*0.25$
 $DC_P1 = \text{sum}(C_variosP1[n], n=1,6)$
 $Cconst_P1 = DC_P1*0.15$
 $C_E\&CP1 = DC_P1 + Cconst_P1$
 "instalación de equipo"
 "Tubería"
 "Control e instrumentación"
 "Equipo eléctrico y materiales"
 "Campo"
 "Ingeniería y comprobación"
 "costos de tubería y otros"
 "costos de construcción"
 "costos de equipamiento y construcción"
 $C_variosH1[1] = PEC_H1*0.33$
 $C_variosH1[2] = PEC_H1*0.1$
 $C_variosH1[3] = PEC_H1*0.12$
 $C_variosH1[4] = PEC_H1*0.13$
 $C_variosH1[5] = PEC_H1*0.10$
 $C_variosH1[6] = PEC_H1*0.25$
 $DC_H1 = \text{sum}(C_variosH1[n], n=1,6)$
 $Cconst_H1 = DC_H1*0.15$
 $C_E\&CH1 = DC_H1 + Cconst_H1$
 "instalación de equipo"
 "Tubería"
 "Control e instrumentación"
 "Equipo eléctrico y materiales"
 "Campo"
 "Ingeniería y comprobación"
 "costos de tubería y otros"
 "costos de construcción"
 "costos de equipamiento y construcción"
 "Costo de O&M"
 $TOP = 7446 \text{ [h]}$
 $C_Prom = 0.02$
 "7446 h de op"
 "Costo promedio por kW/h de la planta, 2.2 centavos de dólar"
 $C1_O\&M_Plant = (W_G + W_G_ORC)*TOP*C_Prom$ "Costo de O&M del ORC"
 $C1_O\&M_ELE = C_inf[21]*0.04$ "Costo de O&M del electrolizador"
 $C1_O\&M = C1_O\&M_Plant + C1_O\&M_ELE$ "Costo de O&M total"
 "Costo de inversión anualizado"
 $int = 0.1$
 $N_años = 10$
 $FRC = (int*((1+int)^N_años)) / (((1+int)^N_años) - 1)$
 "10% tasa de interés"
 "Años de operación del proyecto"
 $I0_C1 = PEC_C1 + C_E\&C1$
 $C_añoC1 = I0_C1*FRC$
 "Costo de inversión anualizado"
 $C_añoP1 = (PEC_P1 + C_E\&CP1)*FRC$
 $C_añoH1 = (PEC_H1 + C_E\&CH1)*FRC$
 "Ingresos por venta de electricidad e hidrogeno"

C_ELE = 903.76/(1000*17)
C_H2 = 5.25

"\$ dólares por kWh"
"\$1.5 a 5 dolares por kg de H2"

E_añoC1 = (W_G + W_G_ORC - E_IN)*TOP*C_ELE
H2_añoC1 = (m_dot[46]*3600)*TOP*C_H2

C_ingC1 = E_añoC1 + H2_añoC1

"VPN o NPV"

CF_C1 = C_ingC1 - C_añoC1 - C1_O&M
d = 0.10

"tasa de descuento"

"!SEGUNDO PERIÓDO DE 10 A 20 AÑOS"

"Costo total de los equipos"
PEC_C1_10 = C_inf[21]

"Costo de inversión anualizado"

I10_C1 = PEC_C1_10
C_añoC1_10 = I10_C1*FRC

C_añoH1_10 = C_añoC1_10

"VPN o NPV"

CF_C1_10 = C_ingC1 - C_añoC1_10 - C1_O&M

"!Total de los dos periodos"

"VPN"

VPN_1 = - I0_C1 + CF_C1 / ((1+d)^1) + CF_C1 / ((1+d)^2) + CF_C1 / ((1+d)^3) + CF_C1 / ((1+d)^4) + CF_C1 / ((1+d)^5) + CF_C1 / ((1+d)^6) +
CF_C1 / ((1+d)^7) + CF_C1 / ((1+d)^8) + CF_C1 / ((1+d)^9) + (CF_C1 - I10_C1) / ((1+d)^10) + CF_C1_10 / ((1+d)^11) + CF_C1_10 / ((1+d)^12) +
CF_C1_10 / ((1+d)^13) + CF_C1_10 / ((1+d)^14) + CF_C1_10 / ((1+d)^15) + CF_C1_10 / ((1+d)^16) + CF_C1_10 / ((1+d)^17) + CF_C1_10 /
((1+d)^18) + CF_C1_10 / ((1+d)^19) + CF_C1_10 / ((1+d)^20)

"PRS o SPP"

PRS_C1 = (I0_C1 + I10_C1) / (CF_C1 + CF_C1_10)

"TIR"

{TIR_1 = 0.25175414 }

{0 = - I0_C1 + CF_C1 / ((1+TIR_1)^1) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^2) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^3) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^4) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^5) +
CF_C1 / ((1+TIR_1)^6) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^7) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^8) + CF_C1 / ((1+TIR_1)^9) + (CF_C1 - I10_C1) / ((1+TIR_1)^10) +
CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^11) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^12) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^13) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^14) + CF_C1_10 /
((1+TIR_1)^15) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^16) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^17) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^18) + CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^19) +
CF_C1_10 / ((1+TIR_1)^20)}

"LCoE"

E_t = (W_G + W_G_ORC - E_IN)*TOP

Duplicate n = 1,20

LCoE_C1[n] = ((C_añoP1 + C1_O&M_Plant) / ((1+d)^n)) / (E_t / ((1+d)^n))

End

LCoE_C1 = sum(LCoE_C1[n], n=1,20) "Ambos periodos juntos"

"LCoE"

H_t = (m_dot[46]*3600)*TOP

Duplicate n = 1,10

LCoH_numeradorC1[n] = (C_añoH1 + C1_O&M_ELE) / ((1+d)^n)

End

Duplicate n = 1,10

LCoH_numeradorC1_10[n] = (C_añoH1_10 + C1_O&M_ELE) / ((1+d)^n)

End

Duplicate n = 1,10

LCoH_denominadorC1[n] = H_t / ((1+d)^n)

End

SUMA_numeradorH1 = sum(LCoH_numeradorC1[n] + LCoH_numeradorC1_10[n], n=1,10)

SUMA_denominadorH1 = sum(LCoH_denominadorC1[n] + LCoH_denominadorC1_10[n], n=1,10)

LCoH_C1 = SUMA_numeradorH1/SUMA_denominadorH1

"!-----CASO 2-----"

"!PRIMER PERIÓDO DE 0 A 10 AÑOS"

PEC_C2 = $\text{sum}(C_inf[n], n=1,21)$
 PEC_P2 = $\text{sum}(C_inf[n], n=1,19)$
 PEC_H2 = $\text{sum}(C_inf[n], n=20,21)$

"Costo de equipos del "
 "Costo de equipos del electro"

"Costos varios de material y montaje"

C_variosC2[1] = PEC_C2*0.33
 C_variosC2[2] = PEC_C2*0.1
 C_variosC2[3] = PEC_C2*0.12
 C_variosC2[4] = PEC_C2*0.13
 C_variosC2[5] = PEC_C2*0.10
 C_variosC2[6] = PEC_C2*0.25

"instalación de equipo"
 "Tubería"
 "Control e instrumentación"
 "Equipo eléctrico y materiales"
 "Campo"
 "Ingeniería y comprobación"

DC_C2 = $\text{sum}(C_variosC2[n], n=1,6)$
 Cconst_C2 = DC_C2*0.15
 C_E&C2 = DC_C2 + Cconst_C2

"costos de tubería y otros"
 "costos de construcción"
 "costos de equipamiento y construcción"

C_variosP2[1] = PEC_P2*0.33
 C_variosP2[2] = PEC_P2*0.1
 C_variosP2[3] = PEC_P2*0.12
 C_variosP2[4] = PEC_P2*0.13
 C_variosP2[5] = PEC_P2*0.10
 C_variosP2[6] = PEC_P2*0.25

"instalación de equipo"
 "Tubería"
 "Control e instrumentación"
 "Equipo eléctrico y materiales"
 "Campo"
 "Ingeniería y comprobación"

DC_P2 = $\text{sum}(C_variosP2[n], n=1,6)$
 Cconst_P2 = DC_P2*0.15
 C_E&CP2 = DC_P2 + Cconst_P2

"costos de tubería y otros"
 "costos de construcción"
 "costos de equipamiento y construcción"

C_variosH2[1] = PEC_H2*0.33
 C_variosH2[2] = PEC_H2*0.1
 C_variosH2[3] = PEC_H2*0.12
 C_variosH2[4] = PEC_H2*0.13
 C_variosH2[5] = PEC_H2*0.10
 C_variosH2[6] = PEC_H2*0.25

"instalación de equipo"
 "Tubería"
 "Control e instrumentación"
 "Equipo eléctrico y materiales"
 "Campo"
 "Ingeniería y comprobación"

DC_H2 = $\text{sum}(C_variosH2[n], n=1,6)$
 Cconst_H2 = DC_H2*0.15
 C_E&CH2 = DC_H2 + Cconst_H2

"costos de tubería y otros"
 "costos de construcción"
 "costos de equipamiento y construcción"

"Costo de O&M"

C2_O&M_Plant = $(W_G + W_G_ORC)*TOP*C_Prom$
 C2_O&M_ELE = $C_inf[21]*0.04$
 C2_O&M = C2_O&M_Plant + C2_O&M_ELE

"Costo de O&M del ORC y la planta"
 "Costo de O&M del electrolizador"
 "Costo de O&M total"

"Costo de inversión anualizado"

I0_C2 = PEC_C2 + C_E&C2
 C_añoC2 = I0_C2*FRC

"Costo de inversión anualizado"

C_añoP2 = $(PEC_P2 + C_E\&CP2)*FRC$
 C_añoH2 = $(PEC_H2 + C_E\&CH2)*FRC$

"Ingresos por venta de electricidad e hidrogeno"

E_añoC2 = $(W_G + W_G_ORC - E_IN)*TOP*C_ELE$
 H2_añoC2 = $(m_dot[46]*3600)*TOP*C_H2$

C_ingC2 = E_añoC2 + H2_añoC2

"VPN o NPV"

CF_C2 = C_ingC2 - C_añoC2 - C2_O&M

"!SEGUNDO PERIÓDO DE 10 A 20 AÑOS"

PEC_C2_10 = C_inf[21]

"Costo de inversión anualizado"

I10_C2 = PEC_C2_10
 C_añoC2_10 = I10_C2*FRC

C_añoH2_10 = C_añoC2_10

"VPN o NPV"
 $CF_C2_10 = C_ingC2 - C_añoC2_10 - C2_O\&M$

"!Total de los dos periodos"

"VPN"
 $VPN_2 = - I0_C2 + CF_C2 / ((1+d)^1) + CF_C2 / ((1+d)^2) + CF_C2 / ((1+d)^3) + CF_C2 / ((1+d)^4) + CF_C2 / ((1+d)^5) + CF_C2 / ((1+d)^6) + CF_C2 / ((1+d)^7) + CF_C2 / ((1+d)^8) + CF_C2 / ((1+d)^9) + (CF_C2 - I10_C1) / ((1+d)^10) + CF_C2_10 / ((1+d)^11) + CF_C2_10 / ((1+d)^12) + CF_C2_10 / ((1+d)^13) + CF_C2_10 / ((1+d)^14) + CF_C2_10 / ((1+d)^15) + CF_C2_10 / ((1+d)^16) + CF_C2_10 / ((1+d)^17) + CF_C2_10 / ((1+d)^18) + CF_C2_10 / ((1+d)^19) + CF_C2_10 / ((1+d)^20)$

"PRS o PBP"
 $PRS_C2 = (I0_C2 + I10_C2) / (CF_C2 + CF_C2_10)$

"TIR"
 $\{0 = - I0_C2 + CF_C2 / ((1+TIR_2)^1) + CF_C2 / ((1+TIR_2)^2) + CF_C2 / ((1+TIR_2)^3) + CF_C2 / ((1+TIR_2)^4) + CF_C2 / ((1+TIR_2)^5) + CF_C2 / ((1+TIR_2)^6) + CF_C2 / ((1+TIR_2)^7) + CF_C2 / ((1+TIR_2)^8) + CF_C2 / ((1+TIR_2)^9) + (CF_C2 - I10_C1) / ((1+TIR_2)^10) + CF_C2_10 / ((1+TIR_2)^11) + CF_C2_10 / ((1+TIR_2)^12) + CF_C2_10 / ((1+TIR_2)^13) + CF_C2_10 / ((1+TIR_2)^14) + CF_C2_10 / ((1+TIR_2)^15) + CF_C2_10 / ((1+TIR_2)^16) + CF_C2_10 / ((1+TIR_2)^17) + CF_C2_10 / ((1+TIR_2)^18) + CF_C2_10 / ((1+TIR_2)^19) + CF_C2_10 / ((1+TIR_2)^20) \}$

Duplicate n = 1,20
 $LCoE_C2[n] = ((C_añoP2 + C2_O\&M_Plant) / ((1+d)^n)) / (E_t / ((1+d)^n))$
End

$LCoE_C2 = \text{sum}(LCoE_C2[n], n=1,20)$ "Ambos periodos juntos"

"LCoE"
Duplicate n = 1,10
 $LCoH_numeradorC2[n] = (C_añoH2 + C2_O\&M_ELE) / ((1+d)^n)$
End

Duplicate n = 1,10
 $LCoH_numeradorC2_10[n] = (C_añoH2_10 + C2_O\&M_ELE) / ((1+d)^n)$
End

Duplicate n = 1,10
 $LCoH_denominadorC2[n] = H_t / ((1+d)^n)$
End

$SUMA_numeradorH2 = \text{sum}(LCoH_numeradorC2[n] + LCoH_numeradorC2_10[n], n=1,10)$
 $SUMA_denominadorH2 = \text{sum}(LCoH_denominadorC2[n] + LCoH_denominadorC2[n], n=1,10)$

$LCoH_C2 = SUMA_numeradorH2 / SUMA_denominadorH2$

Anexo 13. Estados termodinámicos U-6.

Estado Termodinámico	T(°C)	P(kPa)	\dot{m} (kg/s)	\dot{m}_{GNC} (kg/s)	h(kJ/kg)	s(kJ/kg*K)	\dot{B} (kW)
1	20	83					
2	217.47	2209.65	133.232	0.616	980.13	2.61	29849.14
3	170	800	133.232	0.616	980.13	2.65	28343.35
4	170	800	115.632	0	720.86	2.05	14349.96
5	170	800	17.600	0.616	2683.54	6.60	13993.39
6	170	800	17.600	0.616	2683.54	6.60	13993.39
7	170	800	17.600	0.616	2683.54	6.60	13993.39
8	94.48	83	17.600	0.616	2328.43	6.62	7604.57
9	170	800	115.546	-	720.86	2.05	14339.29
10	170	800	0.086	-	720.86	2.05	10.67
11	150	800	115.546	-	632.38	1.84	11032.41
12	150	800	0.086	-	632.38	1.84	8.21
13	150	800	115.632	-	632.38	1.84	11040.62
14	38.089	1000	43.454	-	247.49	1.16	264.47
15	110	1000	43.454	-	482.77	1.81	2181.73
16	64.73	200	43.454	-	455.05	1.83	790.95
17	37.70	200	43.454	-	246.77	1.16	236.08
18	20	1500	72.875	-	85.32	0.30	0
19	49.73	1500	72.875	-	209.51	0.70	533.54
20	20	83	0.046	-	83.99	0.30	0
21	60	83	0.046	-	251.23	0.83	0.48
22	60	83	11.495	-	251.23	0.83	120.30
23	60	83	11.450	-	251.23	0.83	119.86
24	60	83	0.0404	-	303.47	6.56	0.09

Anexo 14. Estados termodinámicos U-13.

Estado Termodinámico	T(°C)	P(kPa)	\dot{m} (kg/s)	\dot{m}_{GNC} (kg/s)	h(kJ/kg)	s(kJ/kg*K)	\dot{B} (kW)
1	213.8	2059	498.22	1.946	995.54	2.64	114418.88
2	174.5	883	498.22	1.946	995.54	2.68	108540.70
3	174.5	883	432.41	0	739.01	2.09	56372.84
4	174.5	883	65.82	1.946	2680.95	6.53	53018.20
5	174.5	883	0	0	2772.29	6.63	0.00
6	174.5	883	0	0	2772.29	6.63	0.00
7	94.48	83	0	0	2326.16	6.50	0.00
8	174.5	883	65.82	1.946	2680.95	6.53	53018.20
9	173.6	863	8.56	0	734.75	2.08	1102.78
10	173.6	863	57.26	1.946	2689.10	6.57	46169.43
11	173.6	863	1.66	0	2771.40	6.64	1375.84
12	0	0	0	0	0	0	0
13	173.6	863	1.66	0	2771.40	6.64	1375.84
14	173.6	863	55.60	1.946	2686.68	6.57	44790.16
15	173.6	863	55.60	1.946	2686.68	6.57	44790.16
16	173.6	863	55.60	1.946	2686.68	6.57	44790.16
17	51.03	13	55.60	1.946	2157.10	6.83	11179.95
18	49.9	12	4.17	1.946	1490.64	6.85	234.18
19	49.9	12	1485.00	0	206.91	0.70	8487.07
20	49.44	245	1485.00	0	207.19	0.70	8843.26
21	26.89	83	55.31	0	112.81	0.39	18.44
22	26.89	83	1429.69	0	112.81	0.39	476.61
23	26.9	245	1429.69	0	113.00	0.39	710.03
24	26.9	245	129.69	0	532.52	1.60	8603.87
25	26.9	245	1300	0	113.00	0.39	645.55
26	49.42	12	133.57	0	206.91	0.70	763.36
27	49.42	83	1.95	1.946	234.71	4.98	2.31
28	20	83	0	-	293.56	5.74	0.00
29	44.44	83	0	-	318.12	5.82	0.00
30	174.5	883	432.34	-	739.01	2.09	56363.46
31	174.5	883	0.072	-	739.01	2.09	9.39
32	154.5	883	432.34	-	652.02	1.89	43946.47
33	150	883	0.072	-	632.43	1.84	6.88
34	154.5	883	432.41	-	652.01	1.89	43953.34
35	38.12	1000	159.88	-	247.54	1.16	973.44
36	110	1000	159.88	-	482.77	1.81	8027.01
37	64.73	200	159.88	-	455.05	1.83	2910.04
38	37.7	200	159.88	-	246.77	1.16	868.60
39	20	1500	268.12	-	85.32	0.30	0.00
40	49.73	1500	268.12	-	209.51	0.70	1963.01
41	20	83	0.0459	-	83.99	0.30	0.00
42	60	83	0.0459	-	251.23	0.83	0.48
43	60	83	14.50	-	251.23	0.83	151.73
44	60	83	14.45	-	251.23	0.83	151.30
45	60	83	0.0407	-	303.47	6.56	0.09
46	60	3100	0.0051	-	4703.59	52.25	22.66

Anexo 15. Flujos de costo de los cuatro casos para un periodo de 20 años.

Flujos de costo				
Año	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
0	-1.13E+07	-2.60E+07	-1.91E+07	-8.69E+07
1	-99204	-2.49E+06	4.66E+06	-6.37E+06
2	-99204	-2.49E+06	4.66E+06	-6.37E+06
3	-99204	-2.49E+06	4.66E+06	-6.37E+06
4	-99204	-2.49E+06	4.66E+06	-6.37E+06
5	-99204	-2.49E+06	4.66E+06	-6.37E+06
6	-99204	-2.49E+06	4.66E+06	-6.37E+06
7	-99204	-2.49E+06	4.66E+06	-6.37E+06
8	-99204	-2.49E+06	4.66E+06	-6.37E+06
9	-99204	-2.49E+06	4.66E+06	-6.37E+06
10	-2099204	-4.49E+06	2.66E+06	-8.37E+06
11	1.42E+06	1.42E+06	7.45E+06	7.45E+06
12	1.42E+06	1.42E+06	7.45E+06	7.45E+06
13	1.42E+06	1.42E+06	7.45E+06	7.45E+06
14	1.42E+06	1.42E+06	7.45E+06	7.45E+06
15	1.42E+06	1.42E+06	7.45E+06	7.45E+06
16	1.42E+06	1.42E+06	7.45E+06	7.45E+06
17	1.42E+06	1.42E+06	7.45E+06	7.45E+06
18	1.42E+06	1.42E+06	7.45E+06	7.45E+06
19	1.42E+06	1.42E+06	7.45E+06	7.45E+06
20	1.42E+06	1.42E+06	7.45E+06	7.45E+06
VPN	-\$9,341,415.02	-\$38,715,676.91	\$26,371,620.91	-\$109,112,231.43
TIR	-0.07%	-10.22%	25.18%	-5.38%
PRS	10.10	-26.15	1.75	81.92

Referencias

- [1] SENER, “Demanda y consumo 2021-2035”, 2021.
- [2] SENER, *BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2021*. 2021.
- [3] IEA, “World Energy Balances 2022”. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview>
- [4] IEA, “The world’s electricity demand growth slowed only slightly in 2022, despite headwinds from the energy crisis, and is expected to accelerate in the years ahead”. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/news/low-emissions-sources-are-set-to-cover-almost-all-the-growth-in-global-electricity-demand-in-the-next-three-years>
- [5] SENER, “Balance Nacional de Energía: Oferta interna bruta total por energético”. [En línea]. Disponible en: <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=IE14C01>
- [6] SENER, “Balance Nacional de Energía: Indicadores económicos y energéticos”. [En línea]. Disponible en: <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=IEOC01>
- [7] INEGI, “Población Total”, 2020, [En línea]. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/temas/estructura/>
- [8] A. Harjanne y J. M. Korhonen, “Abandoning the concept of renewable energy”, *Energy Policy*, vol. 127, núm. September 2018, pp. 330–340, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.12.029.
- [9] Pronaces, “Energía y Cambio Climático”. [En línea]. Disponible en: <https://conacyt.mx/pronaces/pronaces-energia-y-cambio-climatico/>
- [10] V. Quispicuro, “Descripción de los efectos de los óxidos de carbono (CO₂ y CO) en ambientes interiores y exteriores”, *Revista de investigación universitaria*, vol. 4, núm. 1, pp. 11–15, 2015.
- [11] H. Andrade, C. Céspedes, y M. Madrigal, “Emisión de gases de efecto invernadero por uso de combustibles fósiles en Ibagué, Tolima (Colombia)”, *Corpoica Ciencia y Tecnología Agropecuaria*, vol. 18, núm. 1, pp. 103–112, 2017, doi: 10.21930/rcta.vol18_num1_art:561.
- [12] IEA, “CO₂ emissions”. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021/co2-emissions>
- [13] IEA, “Global Hydrogen Review 2021”, *Global Hydrogen Review 2021*, pp. 11–270, 2021, doi: 10.1787/39351842-en.
- [14] K. Ruiz y A. Sánchez, “Hidrógeno, el futuro de la sostenibilidad, una revisión sistemática de la realidad internacional en la última década – 2021”, Universidad César Vallejo, 2021.
- [15] IEA, “The Future of Hydrogen”, *The Future of Hydrogen*, núm. June, 2019, doi: 10.1787/1e0514c4-en.

- [16] J. Bermudez, S. Evangelopoulou, y F. Pavan, “Hydrogen Energy system overview”, IEA. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/hydrogen>
- [17] M. Arrieta, A. Castaño, y A. Olivera, “Propulsión eléctrica a partir de celdas de hidrógeno: impacto en mitigación de huella de carbono”, *UIS Ingenierías*, vol. 22, pp. 43–56, 2023, [En línea]. Disponible en: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistauisingenierias>
- [18] E. Nieto, “Obtención y aplicaciones del hidrógeno”. Asociación Española del Hidrógeno, pp. 1–40, 2018.
- [19] G. Rivera, R. Baquero, y M. Yasuhiro, “El hidrógeno como fuente alterna de energía”, Cinvestav, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.cinvestav.mx/bitstream/handle/cinvestav/1453/SSIT0014060.pdf>
- [20] HINICIO, “Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación”, *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*, vol. Tomo VI, pp. 1–48, 2021, [En línea]. Disponible en: www.energypartnership.mxwww.giz.de/en/worldwide/76471.html
- [21] RAE, “electrólisis”. [En línea]. Disponible en: <https://www.rae.es/dpd/electrolisis>
- [22] K. Laidler, “Historia de la electrólisis”, *SITESA*, pp. 1–5, 2018, [En línea]. Disponible en: <https://revistas.unam.mx/index.php/req/article/view/66993>
- [23] A. Albistur, “Diseño y evaluación de electrolizadores basado en membrana de intercambio aniónico (AEM)”, 2022.
- [24] M. Sánchez, “Desarrollo y validación de un modelo para la simulación de sistemas de electrólisis alcalina para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables”, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energías, 2019.
- [25] M. Ghazvini, M. Sadeghzadeh, y M. Hossein, “Geothermal energy use in hydrogen production : A review”, núm. April, pp. 1–29, 2019, doi: 10.1002/er.4778.
- [26] RAE, “central”. [En línea]. Disponible en: <https://dle.rae.es/central?m=form>
- [27] FundéuRAE, “planta/central energética, términos válidos”. [En línea]. Disponible en: <https://www.fundeu.es/recomendacion/central-no-planta-energetica-532/>
- [28] A. Ayala y E. Baldemar, “Reducción de Costos en Mantenimiento del Sistema de Control de una Central Geotermoeléctrica”, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, 2019.
- [29] M. Salazar-Pereyra, A. Mora-Ortega, A. E. Bonilla-Blancas, R. Lugo-Leyte, y H. D. Lugo-Méndez, “Análisis paramétrico de las centrales geotermoeléctricas: Vapor seco, cámara flash y ciclos híbridos”, *Dyna (Medellin)*, vol. 84, núm. 203, p. 16, 2017, doi: 10.15446/dyna.v84n203.66126.
- [30] N. Nandaliasyad, D. T. Maulana, y P. S. Darmanto, “Study of Development Scenarios for Bottoming Unit Binary Cycle to Utilize Exhaust Steam from Back Pressure Turbine Geothermal Power Plant”, en *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Institute of Physics Publishing, feb. 2020, pp. 1–3. doi: 10.1088/1755-1315/417/1/012017.

- [31] K. Bucher y I. Stober, *Geothermal Energy: From Theoretical Models to Exploration and Development, 2nd Edition*. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.springer.com/gp/book/9783662501931>
- [32] E. Michaelides, "Future directions and cycles for electricity production from geothermal resources", *Energy Convers Manag*, vol. 107, pp. 186–192, 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2015.07.057.
- [33] R. Maya y N. L. Gutiérrez, "Recursos geotérmicos para generar electricidad en México", *Revista Digital Universitaria*, vol. 8, núm. 12, pp. 1–13, 2007, [En línea]. Disponible en: http://www.revista.unam.mx/vol.8/num12/art91/dic_art91.pdf
- [34] SENER, "Capacidad instalada de CFE por tecnología". [En línea]. Disponible en: <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cveca=IIIA1C04>
- [35] M. Mahmoud, M. Ramadan, S. Naher, K. Pullen, M. Ali, y A. Olabi, "A review of geothermal energy-driven hydrogen production systems", *Thermal Science and Engineering Progress*, vol. 22, núm. November 2020, p. 100854, 2021, doi: 10.1016/j.tsep.2021.100854.
- [36] Y. E. Yuksel, M. Ozturk, y I. Dincer, "Thermodynamic analysis and assessment of a novel integrated geothermal energy-based system for hydrogen production and storage", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 43, núm. 9, pp. 4233–4243, 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.08.137.
- [37] K. Almutairi, S. S. Hosseini Dehshiri, A. Mostafaeipour, A. Issakhov, K. Techato, y J. Arockia Dhanraj, "Performance optimization of a new flash-binary geothermal cycle for power/hydrogen production with zeotropic fluid", *J Therm Anal Calorim*, vol. 145, núm. 3, pp. 1633–1650, ago. 2021, doi: 10.1007/s10973-021-10868-2.
- [38] C. Yilmaz, "Thermoeconomic modeling and optimization of a hydrogen production system using geothermal energy", *Geothermics*, vol. 65, pp. 32–43, 2017, doi: 10.1016/j.geothermics.2016.08.008.
- [39] C. Yilmaz, I. Koyuncu, M. Alcin, y M. Tuna, "Artificial Neural Networks based thermodynamic and economic analysis of a hydrogen production system assisted by geothermal energy on Field Programmable Gate Array", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 44, núm. 33, pp. 17443–17459, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.049.
- [40] A. Karapekmez y I. Dincer, "Thermodynamic analysis of a novel solar and geothermal based combined energy system for hydrogen production", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, núm. 9, pp. 5608–5628, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.12.046.
- [41] H. Karakilcik, M. Erden, y M. Karakilcik, "ScienceDirect Investigation of hydrogen production performance of chlor-alkali cell integrated into a power generation system based on geothermal resources", *Int J Hydrogen Energy*, pp. 6–11, 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.095.
- [42] CFE, "Manifestación de Impacto Ambiental, Modalidad Particular Proyecto Geotermoeléctrico Los Azufres III, 75 MW", 2011, [En línea]. Disponible en:

<http://sinat.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/mich/estudios/2011/16MI2011E0009.pdf>

- [43] E. Mendoza-Rangel y C. Hernández-Ayala, “La protección ambiental en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich”, *Geotermia*, vol. 17, núm. 1, pp. 2–9, 2004.
- [44] R. DiPippo, *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact: Fourth Edition*. Elsevier, 2012. doi: 10.1016/C2014-0-02885-7.
- [45] CeMIEGeo, “Geotermia en México”. [En línea]. Disponible en: <https://cemiegeo.org/index.php/geotermia-en-mexico>
- [46] Gobierno de México, “Versión estenográfica | Inauguración de la Unidad 18. Central Geotermoeléctrica ‘Los Azufres’”. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/presidencia/articulos/version-estenografica-inauguracion-de-la-unidad-18-central-geotermoelectrica-los-azufres>
- [47] V. Leontidis *et al.*, “Modelling reinjection of two-phase non-condensable gases and water in geothermal wells”, *Appl Therm Eng*, vol. 223, p. 120018, mar. 2023, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2023.120018.
- [48] R. M. Barragán y V. M. Arellano, “Variación de la composición del vapor en pozos del campo geotérmico de Los Azufres, México, por efecto de la reinyección”, *Geotermia*, vol. 25, núm. 1, p. 4, 2012.
- [49] L. C. A. Gutiérrez y M. Lippmann, “Mexico: thirty-three years of production in the Los Azufres geothermal field 24”, en *Geothermal Power Generation Developments and Innovation*, Woodhead P., R. DiPippo, Ed., 2016, pp. 717–742. doi: 10.1016/B978-0-08-100337-4.00024-3.
- [50] E. González, “COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS EN UN SISTEMA HIDROTÉRMAL ACTUAL-CASO DE LOS AZUFRES, MICHOACÁN, MÉXICO”, *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, vol. 16, p. 210, 1999.
- [51] ENOGIA, “The Small Turbine ORC Company”. Consultado: el 27 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://hirschgroup.pl/common/pdf/Enogia,%20The%20Small%20Turbine%20ORC%20Company%20-%20V10.3%20Standard-S.PDF>
- [52] R. Cadenas, “Residual steam to energy: a project for Los Azufres geothermal field, Mexico”, vol. 28, pp. 395–423, 1999.
- [53] N. Yildirim, “Modeling, Simulation and Optimization of Flashed-Steam Geothermal Power Plants From the Point of View of Noncondensable Gas Removal Systems”, İzmir Institute of Technology, 2010.
- [54] Y. A. Çengel y A. B. Michael, “Termodinámica 8ed”, *Mc Graw Hill*, pp. 1–1041, 2019.
- [55] A. Valero y M. Á. Lozano, *Curso de Termoeconomía*. CLÍOPE, 1994.

- [56] D. A. Díaz, “EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN Y OPERACIÓN DE UNA CENTRAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES GEOTÉRMICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO”, Universidad de Chile, 2012.
- [57] Nafion, “Preguntas frecuentes sobre PEM”. Consultado: el 21 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.nafion.com/es/support/faqs-about-pems>
- [58] E. Trillo, “Electrólisis PEM de baja temperatura y sus aplicaciones industriales”, Escuela Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, 2016.
- [59] O. E. Soto, “ANÁLISIS CONCEPTUAL, CONSTRUCTIVO Y EXPERIMENTAL DE UN ELECTROLIZADOR CON DIFERENTES ELECTRODOS, PARA LA OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO DESDE AGUA PURA Y SALADA”, 2020.
- [60] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, y D. Stolten, “A comprehensive review on PEM water electrolysis”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, núm. 12. pp. 4901–4934, el 22 de abril de 2013. doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.
- [61] A. H. A. Rahim, A. S. Tijani, F. H. Shukri, S. Hanapi, y K. I. Sainan, “Mathematical modelling and simulation analysis of PEM electrolyzer system for hydrogen production”.
- [62] González Rosa de Guadalupe, “Dimensionamiento electrolizadores alcalinos”, Coatzacoalcos: XXIII Congreso Internacional de la Sociedad Mexicana del Hidrógeno, sep. 2023.
- [63] M. Mora Nieto y C. Bordons Alba, “Desarrollo y validación experimental del modelo dinámico de un electrolizador PEM de 1kW para su integración con generación renovable”, en *XLIII Jornadas de Automática: libro de actas: 7, 8 y 9 de septiembre de 2022, Logroño (La Rioja)*, Servicio de Publicacións da UDC, 2022, pp. 560–567. doi: 10.17979/spudc.9788497498418.0560.
- [64] E. Crespi, G. Guandalini, L. Mastropasqua, S. Campanari, y J. Brouwer, “Experimental and theoretical evaluation of a 60 kW PEM electrolysis system for flexible dynamic operation”, *Energy Convers Manag*, vol. 277, feb. 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116622.
- [65] A. J. Bard y L. R. Faulkner, *Electrochemical methods : fundamentals and applications*.
- [66] A. Awasthi, K. Scott, y S. Basu, “Dynamic modeling and simulation of a proton exchange membrane electrolyzer for hydrogen production”, *Int J Hydrogen Energy*, vol. 36, núm. 22, pp. 14779–14786, nov. 2011, doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.03.045.
- [67] James. Larminie y Andrew. Dicks, *Fuel cell systems explained*. J. Wiley, 2003.
- [68] M. Koundi *et al.*, “Investigation of Hydrogen Production System-Based PEM EL: PEM EL Modeling, DC/DC Power Converter, and Controller Design Approaches”, *Clean Technologies*, vol. 5, núm. 2. MDPI, pp. 531–568, el 1 de junio de 2023. doi: 10.3390/cleantechnol5020028.

- [69] Banco de México, “Foreign exchange market portal”. Consultado: el 24 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.banxico.org.mx/tipcamb/main.do?page=tip&idioma=en>
- [70] F. K. Crundwell, *Finance for engineers: Evaluation and funding of capital projects*. Springer London, 2008. doi: 10.1007/978-1-84800-033-9.
- [71] D. M. Himmelblau, L. Lasdon, y T. F. Edgar, “OPTIMIZATION OF CHEMICAL PROCESSES 2nd EDITION”, 2001.
- [72] J. R. Estévez Salas, “Geothermal power plant projects in Central America: technical and financial feasibility assessment model”, School of Engineering and Natural Sciences University of Iceland, 2012.
- [73] A. Bejan, Tsatsaronis G, y Mora M, *Thermal design and optimization*. New York: John Wiley & Sons, Inc, Publication, 1996. Consultado: el 18 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://books.google.com.mx/books?hl=es&lr=&id=sTi2crXeZYgC&oi=fnd&pg=PA1&ots=le4ddpAkQf&sig=c4ztFgTVCXIFo5XD4KeM6Vb_Fhw&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false
- [74] K. Hisham, *Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry*. 2008. Consultado: el 17 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://books.google.com.mx/books?hl=es&lr=&id=BvEtAWVpmFkC&oi=fnd&pg=PR5&ots=rOhu4I_vM&sig=0jig862bLMW6nxJmIRI4RrxbT8k&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false
- [75] V. M. Ambriz, “Integración en Cascada de la Energía Geotérmica para la Generación de Electricidad, Calor y Frio”, Universidad Michoacana de San Nicolás, 2014.
- [76] S. Mohammadzadeh Bina, S. Jalilinasrabad, y H. Fujii, “Exergoeconomic analysis and optimization of single and double flash cycles for Sabalan geothermal power plant”, *Geothermics*, vol. 72, pp. 74–82, mar. 2018, doi: 10.1016/j.geothermics.2017.10.013.
- [77] C. N. Hance y K. Gawell, “Factors Affecting Cost of Geothermal Power Development and Production”, *Geothermal Energy Association*, 2005.
- [78] V. M. Ambriz, I. Y. Rosas, O. Chávez, y C. Rubio, “4E Assessment of an Organic Rankine Cycle (ORC) Activated with Waste Heat of a Flash–Binary Geothermal Power Plant”, *Entropy*, vol. 24, núm. 12, dic. 2022, doi: 10.3390/e24121832.
- [79] J. G. Mejía, “Proyección al año 2025 para el uso del hidrógeno en el sector transporte del Valle de Aburrá”, *Scientia et Technica Año XVIII*, vol. 18, 2013.
- [80] Y. Xu, K. Yang, J. Zhou, y G. Zhao, “Coal-biomass co-firing power generation technology: Current status, challenges and policy implications”, *Sustainability (Switzerland)*, vol. 12, núm. 9, may 2020, doi: 10.3390/su12093692.
- [81] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, “Levelized Cost of Energy (LCOE), Office of Indian Energy”, 2015. Consultado: el 24 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>

- [82] L. M. Soriano, “Potencial de los sistemas Power-To Power para el almacenamiento de energía de origen renovable”, Universidad de Sevilla, 2021.
- [83] J. L. Esparza, “MÉTODOS DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO”. Consultado: el 12 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en:
<http://web.uqroo.mx/archivos/jlesparza/acpsc137/Unidad%205%20Evaluacion.pdf>
- [84] F. Pratama *et al.*, “Thermoeconomic assessment and optimization of wells to flash–binary cycle using pure R601 and zeotropic mixtures in the Sibayak geothermal field”, *Geothermics*, vol. 85, may 2020, doi: 10.1016/j.geothermics.2019.101778.
- [85] T. Voets, T. Kuppens, T. Cornelissen, y T. Thewys, “Economics of electricity and heat production by gasification or flash pyrolysis of short rotation coppice in Flanders (Belgium)”, *Biomass Bioenergy*, vol. 35, núm. 5, pp. 1912–1924, may 2011, doi: 10.1016/j.biombioe.2011.01.034.
- [86] V. M. Ambriz, “Análisis energético y exergoeconómico avanzado de una planta de poligeneración con uso en cascada de la energía geotérmica de media y baja entalpia”, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, 2020.
- [87] nel Hydrogen, “C series PEM Electrolyser”. Consultado: el 27 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://nelhydrogen.com/product/c-series-electrolyser/>
- [88] S. S. Kumar y L. Hankwon, “An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production”, *Energy Reports*, vol. 8, pp. 13793–13813, 2022, [En línea]. Disponible en:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722020625#tbl1>
- [89] L. Gutiérrez, I. Canchola, J. M. Romo, y J. L. Quijano, “Geothermal energy in Mexico: update and perspectives”, *Mexican Geothermal Association*, vol. 466, núm. 4, pp. 1–13, 2021.
- [90] CONABIO, “Temperatura y condiciones ambiente LOS AZUFRES”. Consultado: el 4 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en:
http://www.conabio.gob.mx/conocimiento/regionalizacion/doctos/rhp_063.html
- [91] CONAGUA, “Pronóstico del Tiempo por Municipios; Hidalgo, Michoacán de Ocampo”. Consultado: el 4 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en:
<https://smn.conagua.gob.mx/es/pronostico-del-tiempo-por-municipios>
- [92] CFE, “MÉXICO, POTENCIA EN GEOTERMIA”. [En línea]. Disponible en:
<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2502#:~:text=En México%2C la primera planta,como manantiales y géiseres extintos>
- [93] CFE, *Adquisición de productos químicos para el tratamiento químico en los sistemas de enfriamiento de las unidades 7, 13, 14, 15, 16 y 17 de la central geotermoeléctrica de Los Azufres*. 2016. Consultado: el 1 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en:
<https://potgeneracion6.cfe.mx/XXVIII%20Procedimientos%20de%20adjudicacin%20directa%20inivit/Licitaci%C3%B3n%20P%C3%B3blica%20%20Invitaci%C3%B3n%20Restringida/Fall>

o%20de%20la%20de%20aclaraciones%20o%20al%20documento%20correspondiente/C%20G%20Los%20Azufres/2087_Junta%20de%20aclaraciones_700465301.pdf

- [94] ENOGIA, “DATASHEET ORC ENO-40LT”. [En línea]. Disponible en: www.enogia.com
- [95] J. M. Stansberry y J. Brouwer, “Experimental dynamic dispatch of a 60 kW proton exchange membrane electrolyzer in power-to-gas application”, *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, núm. 16, pp. 9305–9316, mar. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.228.
- [96] A. C. Miranda, “MANUFACTURA DE UN SILENCIADOR DE VAPOR”, Universidad Autónoma de Baja California, 2004.
- [97] H. Alsaemre, A. Ateeq, y A. Kalaf, “Optimum Design Parameters with the Lowest Cost of Basra Refinery Kettle Reboiler”, *European Alliance for Innovation n.o.*, mar. 2022, p. 14. doi: 10.4108/eai.7-9-2021.2314804.
- [98] CENACE, “Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista”, 2023. [En línea]. Disponible en: www.cenace.gob.mx/APSIM.aspx
- [99] J. A. Roldán, “El Precio del Futuro: Cuánto Cuesta un Litro o un Kilogramo de Hidrógeno”. Consultado: el 17 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/el-precio-del-futuro-cu%C3%A1nto-cuesta-un-litro-o-de-rold%C3%A1n-garc%C3%ADa>
- [100] N. García Bernal, “Industria del hidrógeno verde: costos de producción Autor”, 2021.
- [101] mafechu, “CEPCI 2015”, 2015. Consultado: el 8 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/277921333/CEPCI-2015>
- [102] Chemical Engineering, “Interoperability”, 2023. [En línea]. Disponible en: www.chemengonline.com