



Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
Facultad de Ingeniería Química
Colegio de Ingeniería Química



Licenciatura en Ingeniería Química

TESIS PROFESIONAL

Título de Tesis:

**“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE SEGUIMIENTO DE UN
CICLO DE POTENCIA PARA LA GESTIÓN ENERGÉTICA EN EL USO
DE HIDRÓGENO VERDE”**

Que presenta:

BARTOLO DÍAZ JOSÉ MIGUEL

Para obtener el grado:

LICENCIADO EN INGENIERÍA QUÍMICA

Asesor de tesis:

DRA. MAYRA RUIZ REYES

H. Puebla de Z. a 3 de Noviembre de 2022



BUAP

“HUP, 50 años de enseñanza y salud”

Oficio No. FIQ/AC/223/2022
Asunto: Registro de Tema de Tesis

C. JOSÉ MIGUEL BARTOLO DÍAZ
PASANTE DE LA LICENCIATURA EN
INGENIERÍA QUÍMICA
P R E S E N T E:

Por medio del presente me permito informarle, de la aprobación del Registro de Tema de Tesis de la Licenciatura en Ingeniería Química cuyo título es el siguiente:

“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE SEGUIMIENTO DE UN CICLO DE POTENCIA PARA LA GESTIÓN ENERGÉTICA EN EL USO DE HIDRÓGENO VERDE”

Con el siguiente contenido:

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1	ANTECEDENTES
CAPÍTULO 2	METODOLOGÍA
CAPÍTULO 3	RESULTADOS Y DISCUSIÓN

CONCLUSIONES
BIBLIOGRAFÍA

Directora de Tesis: Dra. Mayra Ruiz Reyes.

Lo cual me permito comunicarle para su conocimiento y fines consiguientes aclarando que la vigencia de este tema será **ÚNICAMENTE POR UN AÑO**.

Atentamente

“Pensar Bien, Para Vivir Mejor”
H. Puebla de Z., a 30 de Junio de 2022

Dra. Valeria Jordana González Coronel
Secretaria Académica



C.c.p. Directora de Tesis: Dra. Mayra Ruiz Reyes.
C.c.p. Archivo.

Facultad
de Ingeniería
Química

Av. San Claudio s/n, Col. San
Manuel, Ciudad Universitaria,
Puebla, Pue. C. P. 72590
01 (222) 229 55 00
Exts. 7250 y 7251

C3

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA



Ingeniería Química (X)

Ingeniería Ambiental ()

Ingeniería en Alimentos ()

Ingeniería en Materiales ()

Matricula: 201623342

Al C. Sustentante BARTOLO DIAZ JOSE MIGUEL.

De acuerdo a la **presentación v revisión** de la tesis:

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE SEGUIMIENTO DE UN CICLO DE POTENCIA PARA LA GESTION ENERGÉTICA EN EL USO DE HIDRÓGENO VERDE

se aprueba la impresión y empastado de la misma.

Jurado de examen profesional:

Presidente: Dr. Francisco Manuel Pacheco Aguirre

Secretario: Mtra. Ita-Yetzi Gutiérrez Ortiz

Vocal: Dra. Mayra Ruiz Reyes

Firma

Fecha de examen: 03 de Marzo de 2023

H. Puebla de Zaragoza a 29 de Noviembre de 2022.

Agradecimientos

Esta tesis no hubiera sido posible sin el apoyo de varias personas que han contribuido al proceso y conclusión de este trabajo.

En primer lugar, quiero agradecer a la Dra. Mayra Ruíz Reyes por su labor como tutor, durante la que ha demostrado no solo un gran conocimiento, sino también por el apoyo de manera personal e institucional, y, además, fue quien me alentó a seguir y poder concluir este trabajo brindándome su comprensión, paciencia, empatía y confianza sin las que el trabajo no hubiera sido posible.

Agradezco también, a la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla por abrirme las puertas y permitirme tener tan buena experiencia dentro de la Facultad de Ingeniería Química, gracias por permitirme convertirme en ser un profesional en lo que tanto me apasiona, gracias a cada maestro que hizo parte de este proceso integral de formación que deja como producto terminado esta tesis.

Doy gracias por tener y disfrutar a mi familia, gracias a mi padre Sidronio, mi madre Juana y a mi hermana Dulce por apoyarme en cada decisión y proyecto, gracias por permitirme cumplir con el desarrollo de esta tesis, por creer en mí y por disfrutar de cada día a mi lado.

Es justo dejar una nota de agradecimiento a mis amigos, en especial a Ana Barrón, Sinaí Sánchez, Emmanuel Rodríguez, Alfredo Torres, Gabriel Alonso, Ernesto Galicia, Carlos Fuentes y a todos aquellos que estuvieron presentes durante toda o la mayor parte de la realización y el desarrollo de esta tesis, gracias por creer en mí, por el apoyo, los ánimos y la motivación de seguir adelante. Gracias aquellos que con respeto y decencia realizaron aportes a esta, gracias a todos.

Son muchas las personas que no pude mencionar aquí, pero que me dejaron ya sea marcas, experiencias, o simplemente palabras que me ayudaron a seguir el rumbo. A todas esas personas, muchísimas gracias y espero que yo también las haya apoyado en algún aspecto.

Contenido

Capítulo I: Introducción	9
1.1 Planteamiento del problema.....	11
1.2 Justificación	11
1.3 Hipótesis	12
1.4 Objetivos.....	12
1.4.1 Objetivo General.....	12
1.4.2 Objetivos específicos	12
Capítulo II: Antecedentes	13
2.1 Hidrógeno	14
2.1.1 Producción y usos del hidrógeno.....	15
2.1.2 Producción de Hidrógeno en México	18
2.1.3 Importancia del H ₂ como fuente de energía	19
2.1.4 Uso de Hidrógeno Verde	22
2.1.5 Normatividad para el uso de H ₂	24
2.2 Generación de energía (Generalidades).....	29
2.2.1 Plantas de energía	29
2.2.2 Clasificación de las Plantas de energía.....	30
2.2.3 Energías limpias en México	32
2.2.4 Ciclos de potencia.....	33
2.2.5 Parámetros de desempeño de acuerdo con la normatividad actual	39
2.3 Desarrollo de tecnologías emergentes respecto al diseño de plantas de energía. ..	40
2.4 Gestión de procesos en la ingeniería Química y energética	41
2.4.1 Generalidades	41
Capítulo III: Metodología.....	43
3.1 Base de datos respecto a Normativas, para la selección de indicadores relacionados con el uso de hidrógeno como fuente primaria en plantas de energía.	44
3.2 Herramienta para seguimiento de desempeño y gestión de un ciclo de potencia sujeto a uso de hidrógeno solo o en mezcla con combustible convencional.	48
3.3 Aplicar la herramienta de seguimiento a un caso de estudio basado en simulación en Aspen Plus, en diferentes escenarios.	50
Capítulo IV: Resultados	54

4.1	Indicadores de desempeño relacionados con el uso de hidrógeno en plantas de energía.....	55
4.2	Aplicación de la herramienta de seguimiento a un caso de estudio basado en simulación en Aspen Plus, en diferentes escenarios.....	64
4.2.1	Simulación.....	64
4.2.2	Resultados de las simulaciones.....	67
4.3	Aplicación de la herramienta de seguimiento a un caso de estudio basado en simulación en Aspen Plus, en diferentes escenarios.....	69
4.4	Evaluación de resultados obtenidos de la aplicación de la herramienta de seguimiento para el desarrollo de propuestas de mejora.	86
	Conclusiones.....	95
	Apéndice A.....	96
	Bibliografía.....	99

Índice de Figuras

Figura 2.1-1 Molécula del hidrógeno (dmitryguzhanin, 2022)	14
Figura 2.1.1-1 Tecnologías y colores de producción de hidrógeno (HINICIO, 2021).....	16
Figura 2.1.1-2 Costo mundial promedio de producción de H ₂ por fuente 2019 (HINICIO, 2021).....	17
Figura 2.1.1-3. Usos tradicionales y nuevos del hidrógeno (HINICIO, 2021).....	18
Figura 2.1.2-1 Producción de H ₂ de compañías de gas industrial en México (HINICIO, 2021).....	19
Figura 2.1.4-1 Turbinas de mezcla de gas natural-hidrógeno (HINICIO, 2021).	23
Figura 2.1.5-1 Acciones necesarias para la consideración de energía de hidrógeno verde en el marco regulatorio mexicano (HINICIO, 2021).	28
Figura 2.2.2-1 Tipos de tecnología en México según su fuente primaria de energía y ciclos de potencia que la conforman.	31
Figura 2.2.2-2 Plantas de energía compatibles con H ₂	31
Figura 2.2.4-1 Esquema de una central eléctrica de turbina de vapor (Boyce, 2002).	34
Figura 2.2.4-2. Diagrama de presión-volumen de una central eléctrica común de turbina de vapor (Boyce, 2002).	35
Figura 2.2.4-3. Ciclo Brayton de aire estándar (Boyce, 2002).	36
Figura 2.2.4-4. Ciclo combinado (Boyce, 2002)	38
Figura 2.2.5-1 Parámetros de desempeño de las etapas principales de una planta de energía	39
Figura 3.1-1 Desglose de instrumentos normativos empleadas para el diseño de la herramienta de seguimiento.....	44
Figura 3.2-1 Apartados y factores contemplados en el diseño de la herramienta de seguimiento.....	49
Figura 3.3-1 Gestión de datos recopilados por la herramienta de seguimiento para el ciclo de potencia.....	50
Figura 3.3-2 Elementos que conforman una caldera de recuperación de calor: 1) Entrada al recalentador, 2) Salida del sobrecalentador, 3) Entrada al economizador, 4) Salida de recalentador.	51
Figura 3.3-3 Diagrama de la turbina.....	52
Figura 3.3-4 Diagrama DTI de un compresor	52
Figura 3.3-5 Diagrama de bloques de la ejecución de los análisis de sensibilidad	53
Figura 4.2.1-1 Ciclo combinado empleado en la simulación.	64
Figura 4.2.1-2. Corrientes de alimentación	65
Figura 4.2.1-3. Cámara de combustión.....	65
Figura 4.2.1-4 Reacciones empleadas en el combustor.....	66
Figura 4.2.1-5. Turbina de gas y corriente de salida del ciclo de potencia	66
Figura 4.2.1-6. Ciclo de vapor.....	67
Figura 4.2.2-1 Rango de variación de la proporción aire/combustible para el sistema que trabaja con H ₂ como único combustible	68

Figura 4.2.2-2 Relación de PHI y la potencia neta de la planta de energía.....	68
Figura 4.3-1 Temperatura del COMP1 y COMP2 vs el parámetro PHI	82
Figura 4.3-2 Temperatura de salida de TURB1 y TURB2 vs el parámetro PHI.....	82
Figura 4.3-3 Emisiones de gases NOx vs parámetro PHI	83
Figura 4.3-4 Energía de los combustibles no fósiles vs el parámetro PHI.....	83
Figura 4.3-5 Energía eléctrica neta vs el parámetro PHI.....	84
Figura 4.3-6 Energía total producida vs el parámetro PHI.....	84
Figura 4.3-7 Eficiencia eléctrica vs el parámetro PHI	85
Figura 4.3-8 Energía libre combustible vs el parámetro PHI	85
Figura 4.3-9 Relación entre los parámetros BSFC y PHI.....	86
Figura 4.4-1 Identificación de la capacidad bruta de la planta.....	87
Figura 4.4-2 Identificación de la fuente de energía primaria del ciclo de potencia	87
Figura 4.4-3 Identificación de consumo de fuente de energía primaria en el ciclo de potencia.....	87
Figura 4.4-4 Cálculo de la eficiencia bruta del ciclo de potencia.....	88
Figura 4.4-5 Identificación de la capacidad de generación de energía del ciclo de potencia	88
Figura 4.2.2-6 Energía de los combustibles fósiles calculado.....	88
Figura 4.4-7 Eficiencia eléctrica calculada.....	89
Figura 4.4-8 Identificación del cumplimiento de las especificaciones del ciclo de potencia	89
Figura 4.4-9 Cálculo del porcentaje de energía atribuible al combustible fósil.....	89
Figura 4.4-10 Emisiones registradas de la turbina de gas	90
Figura 4.4-11 Mediciones energéticas de CO ₂	90
Figura 4.4-12 Medición energética de NOx	90
Figura 4.4-13 Identificación de parámetros de operación del compresor	91
Figura 4.4-14 Identificación de parámetros de operación de la cámara de combustión	91
Figura 4.4-15 Identificación de parámetros de operación de la turbina de vapor	91
Figura 4.4-16 Resultados obtenidos en donde se observan los errores mencionados en el manejo de unidades y uso de decimales	92
Figura 4.4-17 Resultados obtenidos en dónde se observa que el operador es capaz de identificar aspectos clave del proceso con el uso de la herramienta	93
Figura 4.4-18 Resultados obtenidos por la aplicación de la encuesta de uso de la herramienta.....	94

Índice de Tablas

Tabla 2.1-1 Propiedades del hidrógeno, metano y propano (Sociedad Mexicana del Hidrógeno, 2002).....	15
Tabla 2.1-2 Datos energéticos de combustibles (Satyapal, 2007).....	20
Tabla 2.1-3 Mención del hidrógeno dentro del marco regulatorio de México.....	24
Tabla 2.1-4 Normas y leyes de referencia para producción de hidrógeno y generación de energía.	26
Tabla 2.1-5 Normas internacionales aplicables para el hidrógeno (Centro de Energía UC, 2020).....	29
Tabla 2.2-1 Generación de Energía Eléctrica en México (SENER, 2018).....	30
Tabla 2.2-2 Energías limpias en México (Diario Oficial de la Federación, 2016).....	32
Tabla 2.2-3 Energías limpias en México (Diario Oficial de la Federación, 2021).....	32
Tabla 2.3-1. Datos técnicos SGT-400	41
Tabla 3.1-1 Valores de referencia para los criterios de eficiencia (Comisión Reguladora de Energía, 2018)	46
Tabla 3.1-2 Parámetros de desempeño	47
Tabla 4.1-1 Síntesis de parámetros de desempeño y sus magnitudes	55

Nomenclatura

GEI: Gases de Efecto Invernadero

CO₂: Dióxido de Carbono

CO: Monóxido de Carbono

H₂O: Agua

H₂: Hidrógeno

O₂: Oxígeno

N₂: Nitrógeno

OH: Grupo hidroxilo

O: Oxígeno monoatómico

H: Hidrógeno monoatómico

H₂O₂: Peróxido de hidrógeno

HO₂: Hidroperoxilo

NO_x: Óxidos de Nitrógeno

SMR: Reformado de Metano a Vapor

CELS: Certificados de Energías Limpias

DLW: Dry Low Emissions (Destilados de bajas emisiones)

HP: Alta presión

IP: Presión intermedia

LP: Baja presión

TIT: Temperatura de entrada a la Turbina

HRSG: Generador de Vapor de Recuperación de Calor

OTSG: Generador de Vapor de Paso Único

MW: MegaWatt

η_b : Eficiencia Bruta

η_{net} : Eficiencia Neta

η_{comp} : Eficiencia del compresor

W_{turbina} : Potencia de la Turbina

$W_{\text{compresor}}$: Potencia del Compresor

$Q_{\text{combustión}}$: Calor generado por la combustión

E : Energía eléctrica neta generada en el ciclo de potencia durante un periodo de tiempo definido

F_{EL} : Energía de los combustibles no fósiles empleados en el ciclo de potencia durante un periodo definido

F : Energía de los combustibles fósiles empleados en el ciclo de potencia durante un periodo de tiempo definido

F_{total} : Cantidad total de energía aportada por los energéticos usados en el ciclo de potencia

η_e : Eficiencia eléctrica del ciclo de potencia

η_{Ref} : Valor de referencia para los criterios de eficiencia

$\%F$: Porcentaje de energía atribuible al combustible fósil

EF : Energía eléctrica proveniente de combustibles fósiles

$\%F_{\text{EL}}$: Porcentaje de energía atribuible a la energía limpia

ELC : Energía libre de combustible, energía proveniente de combustibles no fósiles

$\%ELC$: Porcentaje de energía libre de combustible

$\text{PHI } (\Phi)$: Relación entre aire-combustible estequiométrica y aire-combustible real

$ZMVM$: Zona Metropolitana del Valle de México

ZRP : Zona del Resto de la República

ppmv : Partes por millón en volumen

g/kWh : Emisión energética (BSFC)

MW : MegaWatt

$NFPA$: Asociación Nacional de Protección contra el Fuego

ISO : Organización Internacional de Estandarización

$EIGA$: Asociación Europea de Gases Industriales

IEC : Comisión Electrotécnica Internacional

CRE : Comisión Reguladora de Energía

SEMARNAT: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

LAPEM: Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales

CFE: Comisión Federal de Electricidad

Capítulo I: Introducción

En este capítulo busca introducir al lector el margo general de este trabajo de tesis en este capítulo encontrará, el resumen del trabajo, los objetivos, el planteamiento del problema, la justificación e hipótesis.

Resumen

Debido al continuo crecimiento de la población y actividades industriales, el consumo de combustibles para la generación de energía está en constante aumento. Una de las principales demandas energéticas a nivel mundial es la generación de electricidad, por lo que, en este trabajo de tesis nos enfocaremos a este sector.

En México, la electricidad se obtiene mayormente en centrales térmicas de ciclos de potencia a través de la quema de combustibles fósiles. Debido a la reducción en la disponibilidad de combustibles e incremento en la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), hoy en día es fundamental el desarrollo de centrales eléctricas más eficientes, así como ampliar el uso de energías renovables y fuentes de energía alternas. En este sentido, debido a su potencial como fuente combustible libre de CO₂ y su capacidad de almacenamiento, el papel que el hidrógeno verde tiene en el marco de las estrategias para la reducción de las emisiones de GEI y en el proceso de descarbonización de la economía, es determinante.

Actualmente, uno de los objetivos de los sectores implicados en la industria asociada al hidrógeno verde es conseguir los más altos niveles de seguridad: tanto en el diseño e ingeniería, como en su operación y mantenimiento, asegurando la minimización de accidentes en sus instalaciones y por ende la continuidad de la operación del proceso. Para ello el desarrollo de herramientas que permita el seguimiento sistemático y continuo de las actividades propia de la planta, permitirá la planificación estratégica enfocada al logro de niveles óptimos en indicadores energéticos y reducir situaciones de riesgo. Es por ello, que en este trabajo de tesis se busca desarrollar una herramienta de gestión como parte de la asistencial técnica para el seguimiento del desempeño de un ciclo de potencia sujeto a combustión asistida con hidrógeno verde, que permita identificar los pasos y elementos base del funcionamiento del proceso, de acuerdo con los estándares normados. Para ello se tomará como base la normatividad disponible para ciclos de potencia convencionales, empleando los criterios de seguimiento de desempeño estandarizados para el desarrollo de la herramienta de seguimiento del ciclo de potencia para la gestión en el uso de hidrógeno verde.

Si bien existen referencias que muestran el uso de H₂ como combustible para la generación de energía en motores y turbinas de gas, actualmente la tecnología para el uso de H₂ como combustible en la generación de energía eléctrica en sistemas convencionales está en etapa de investigación. Por lo que, en este trabajo para caracterizar y determinar las variables que deberá incluir la herramienta de gestión, y su implementación, se llevará a cabo la modelación (basado en diseño conceptual) y simulación en Aspen Plus de un ciclo de potencia sujeta a combustión asistida, empleando mezclas de H₂ verde y Metano como

combustible. La simulación será empleada como un laboratorio virtual para la implementación de la herramienta de seguimiento.

1.1 Planteamiento del problema

Hoy en día el hidrógeno verde está tomando importancia como alternativa en la problemática energética ya sea como combustible o vector energético. Sin embargo, su implementación está todavía en desarrollo. Para la transición tecnológica se requiere conocer los límites operativos en el uso de hidrógeno, así como de un proceso sistematizado para el seguimiento y medición de las variables de proceso y parámetros que permitan el adecuado uso de esta fuente de energía. Si bien el hidrógeno actualmente se presume como una alternativa a la problemática energética derivada de los escasos combustibles y problemas ambientales relacionados con la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), no se han definido y estandarizado herramientas que ayuden a identificar, priorizar y seleccionar las acciones para la mejora del desempeño energético de un ciclo de potencia sujeto a la combustión asistida con H₂ verde producido con energía solar.

Los aspectos técnicos y la variabilidad en los límites operativos de los procesos energéticos no convencionales es poco conocida debido a que en su mayoría se encuentra en etapa de investigación y desarrollo; por lo que es todavía más difícil el contar con herramientas metodológicas que ayuden al desarrollo de capacidades organizacionales en el manejo de estos procesos.

1.2 Justificación

Hay dos formas principales de energía necesarias para la sociedad: 1) energía térmica y 2) energía eléctrica. En México la principal problemática energética está relacionada con la producción de electricidad a partir de energías alternas, mismo que ha motivado a dirigir su atención al uso de hidrógeno verde de acuerdo con el Programa Sectorial Derivado del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024. Sin embargo, para lograr la transición energética y tecnológica se requiere de sistemas y herramientas que permitan alcanzar los resultados de desempeño energético deseados. En este sentido, las herramientas de gestión dirigida a la asistencia técnica y a la promoción de buenas prácticas pueden ayudar indicando los pasos o elementos de seguimiento a desarrollar en una instalación para: evitar el desperdicio de energía, mantener niveles óptimos de intensidad energética o reducir el impacto ambiental de las plantas de energía.

Por lo que, en este trabajo de tesis se desarrolló una herramienta que ayuda al seguimiento técnico operativo y caracterización del desempeño de ciclos de potencia en el uso hidrogeno verde, como parte de la asistencia técnica y la promoción de buenas prácticas, indicando los pasos y elementos para que en la operación se mantengan niveles óptimos de intensidad energética o bien minimizar el impacto ambiental. Dichas herramientas podrán contribuir a la adecuada gestión energética en la operación, diseño y evaluación de modificaciones de plantas de energía en donde se desea implantar H₂ como fuente de energía.

1.3 Hipótesis

A partir de la normatividad actual y análisis en entornos virtuales del desempeño de ciclos de potencia sujetas a combustión de H₂ verde, se puede desarrollar una herramienta de seguimiento técnico para la gestión y toma de decisiones en el diseño conceptual o análisis paramétrico del proceso, permitiendo la identificación de las acciones correctivas necesarias.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Desarrollo de una herramienta de seguimiento de un ciclo de potencia para la gestión energética en el uso de hidrógeno verde.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Generar una base de datos respecto Normativas, para la selección de indicadores relacionados al uso de hidrógeno como fuente primaria en plantas de energía.
2. Desarrollar una herramienta para seguimiento de desempeño y gestión de un Ciclo de Potencia sujeto a uso de hidrógeno solo o en mezcla con combustible convencional.
3. Aplicar la herramienta de seguimiento a un caso de estudio basado en simulación en Aspen Plus, en diferentes escenarios.
4. Evaluar los resultados obtenidos de la aplicación de la herramienta de seguimiento para el desarrollo de propuestas de mejora.

Capítulo II: Antecedentes

En este capítulo se presentan información referente a los estudios significativos y relevantes considerados para el desarrollo de este trabajo de tesis. Temas como la Importancia de H₂ como fuente de energía, Descripción y aspectos técnicos de plantas de energía, clasificación y fundamentos teóricos de ciclos de potencia y Normatividad son aspectos abordados en esta sección.

2.1 Hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento de la Tabla Periódica; es químicamente el más simple, el más abundante del Universo, y uno de gran interés en los últimos tiempos debido a su potencial como vector de energía. El hidrógeno no se encuentra en un estado libre en la Tierra, en el aire o en las minas. Es una sustancia que debe obtenerse separándola de compuestos como hidrocarburos o agua.

Desde que fue descubierto en 1766 por Henry Cavendish, el hidrógeno se ha utilizado como materia prima para muchos procesos, especialmente para el sector petroquímico. Los usos tradicionales incluyen desulfuración de gasolinas, además de moléculas orgánicas pesadas o síntesis química, como el amoníaco, el componente más importante de los fertilizantes (HINICIO, 2021).

El hidrógeno es un combustible que presenta beneficios al ser utilizado como portador de energía limpia, en procesos con tecnología de tipo ecológico. El hidrógeno es un gas incoloro, inodoro y no tóxico, con un peso molecular de 2.016, es estable en forma de molécula diatómica, H_2 , (Figura 2.1-1).

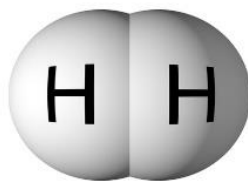


Figura 2.1-1 Molécula del hidrógeno (dmitryguzhanin, 2022)

Tiene el más alto contenido energético de todos los combustibles, con una densidad energética de 119,972 kJ/kg (como se muestra en la Tabla 2.1-1), siendo alta comparada con la gasolina que es de 45.25 kJ/g, 50,020 kJ/kg del gas metano y 46,350 kJ/kg del propano (Sociedad Mexicana del Hidrógeno, 2002).

Tabla 2.1-1 Propiedades del hidrógeno, metano y propano (Sociedad Mexicana del Hidrógeno, 2002).

	H ₂	CH ₄	C ₃ H ₈
Valor calorífico inferior:			
kJ/kg	119 972	50 020	46 350
kWh/kg	33.33	13.90	12.88
MJ/Nm ³	10.783	35.882	93.215
kWh/Nm ³	2.995	9.968	25.893
Valor calorífico superior:			
kJ/kg	141 890	55 530	50 410
kWh/kg	39.41	15.42	14.00
MJ/Nm ³	12.745	39.819	101.242
kWh/m ³	3.509	11.061	28.123
Indice Wobbe inferior:			
MJ/m ³	40.898	48.170	74.744
kWh/m ³	11.361	13.381	20.762
Indice Wobbe superior:			
MJ/m ³	48.34	53.454	81.181
kWh/m ³	13.428	14.848	22.550
Densidad kg/m ³	0.08988	0.7175	2.011
constante del gas J/kgK	4124	518.8	188.5
temperatura ignición en aire °C	530	645	510
limite de ignición en aire %	4.1-72.5	5.1-13.5	2.5-9.3
max. velocidad de flama cm/s	346	43	47

2.1.1 Producción y usos del hidrógeno

Como se mencionó anteriormente, la tecnología de producción de hidrógeno más usada es el Reformado de Metano a Vapor (SMR) debido a sus altas tasas de producción, bajos precios y disponibilidad de materias primas (Gas natural). Sin embargo, es un proceso contaminante que genera aproximadamente 9 kg de CO₂ por kg de H₂ producido.

El hidrógeno verde se produce mediante la electrólisis del agua, un proceso que divide la molécula H₂O con electricidad para separar el hidrógeno y el oxígeno. A diferencia del hidrógeno gris convencional basado en combustibles fósiles, producido principalmente a partir de procesos de reformado en vapor de gas natural (SMR) o de gasificación de carbón, el hidrógeno verde proporciona un combustible bajo en carbono, un vector energético o una materia prima química que se puede producir localmente y es independiente de los hidrocarburos, evitando restricciones en suministro y la volatilidad de los precios. Esto permite nuevos usos trascendentales del hidrógeno en almacenamiento de energía renovable, movilidad eléctrica, productos químicos verdes, descarbonización del gas natural, combustibles sintéticos líquidos, gases renovables, y calor y energía para industria y edificaciones (HINICIO, 2021).

Como se muestra en la Figura 2.1.1-1, con el fin de identificar la fuente de energía, la tecnología de producción y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) relacionadas con la producción de hidrógeno, se le ha asignado “colores” al hidrógeno, siendo el hidrógeno verde el más limpio de todos en términos de potencial de reducción de emisiones, así como en la generación de subproductos (HINICIO, 2021).

Color del hidrógeno	Fuente de energía	Materia prima	Tecnología de producción	Volúmenes de producción	Contribución a los objetivos de descarbonización
Gris	Combustibles fósiles	Metano Carbón	Reformado de metano a vapor Gasificación	100-600 ton H ₂ /día	Altos volúmenes de hidrógeno barato para probar nuevas tecnologías de consumo H ₂ . No hay reducción de emisiones de GEI.
Azul	Combustibles fósiles	Metano Carbón	Reformado de metano a vapor con captura de carbono Gasificación de carbón con captura de carbono	100-600 ton H ₂ /día	Altos volúmenes de hidrógeno barato para probar nuevas tecnologías de consumo H ₂ . Reducción de 80-90% de emisiones de GEI.
Turquesa	Energía renovable o carbono neutral	Metano o biometano	Pirólisis	Escala de laboratorio	Se espera que produzca grandes volúmenes de H ₂ . No hay emisiones de GEI, pero hay carbono negro presente.
Rosa	Energía nuclear	Agua	Electrólisis acoplada con los sistemas de refrigeración de reactores nucleares	0.1-2 ton H ₂ /día	Se espera un volumen medio de producción de hidrógeno. No hay emisiones de GEI, pero los residuos nucleares siguen presentes.
Verde	Energía renovable	Agua	Electrólisis	0.1-2 ton H ₂ /día	Se espera un volumen medio de producción de hidrógeno. No hay emisiones o residuos de GEI debido a los procesos de materias primas/energía.

Figura 2.1.1-1 Tecnologías y colores de producción de hidrógeno (HINICIO, 2021).

Aunque el hidrógeno verde es la vía de producción más limpia, todavía es más costoso que las vías de combustibles fósiles. Esto ocurre por varias razones (HINICIO, 2021):

- Eficiencia y materiales. Aún existe el potencial de reducir los costos de los materiales y mejorar la eficiencia de la electrólisis.
- Escala de producción. Todavía no hay producción en masa de electrolizadores a 2020.
- Cadenas de suministro. Todavía deben optimizarse para el suministro de hidrógeno verde.
- Costo de energía y materias primas. Las energías renovables pueden ser más costosas que la energía basada en fósiles, como se muestra en la Figura 2.1.1-2.

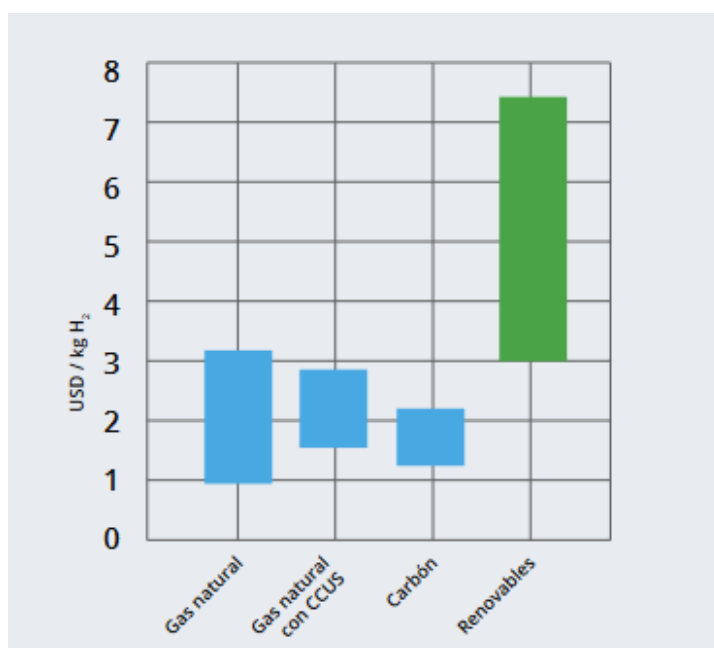


Figura 2.1.1-2 Costo mundial promedio de producción de H₂ por fuente 2019 (HINICIO, 2021).

Se espera que la demanda de hidrógeno crezca principalmente en nuevas aplicaciones como el almacenamiento de energía, la movilidad y la energía para las industrias. A su vez, la transición de hidrógeno gris a verde será gradual. Es importante tener en cuenta que el objetivo de los gobiernos es migrar al hidrógeno verde, tanto para usos tradicionales como innovadores de H₂ (HINICIO, 2021), como se muestra en la Figura 2.1.1-3.

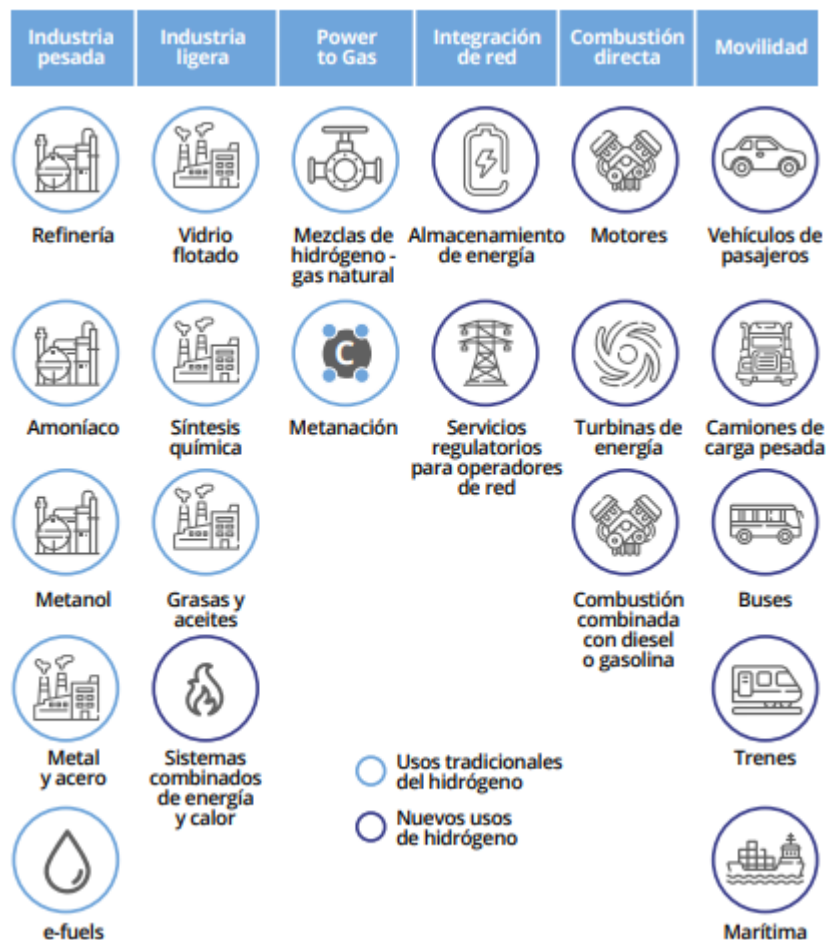


Figura 2.1.1-3. Usos tradicionales y nuevos del hidrógeno (HINICIO, 2021)

2.1.2 Producción de Hidrógeno en México

Los procesos que se harán mención para la obtención de hidrógeno corresponden al periodo de transición energética, ya que se basan en el consumo de combustibles fósiles (Esparza Mata & Pérez García, S/A).

- Reformación del gas natural. Basado en el proceso SMR que consiste en reformación del metano con vapor de agua a altas temperaturas.
- Gasificación integrada. Cuyo objetivo es convertir un combustible líquido o sólido en gas, oxidándolo parcialmente en un gasificador.

En México, el mercado de hidrógeno existente consumió más de 220,000 toneladas/año en 2020, de las cuales el 98.6% son cautivas (producción en sitio) y en manos de PEMEX. La producción de hidrógeno mercante (para venta a terceros) en México es de aproximadamente 2,650 toneladas por año, del cual la mayoría es proporcionada por las empresas Air Liquide, Linde y Cryoinfra. (HINICIO, 2021).

En México, ya existe un mercado de hidrógeno impulsado por la refinación y la petroquímica. En México, 98.6% del hidrógeno está cautivo, y sólo el 1,4% es comercial.

El hidrógeno cautivo en México es producido por PEMEX, con aproximadamente 218 kilo toneladas de H₂ para sus procesos de refinación y producción de amoníaco. La producción de hidrógeno de PEMEX se distribuye a través de sus 6 refinerías. El 42% se obtiene de plantas reformadoras de vapor y el 58% de lo reformado de nafta (producto intermedio del refino de petróleo crudo). Menos del 10% del hidrógeno de PEMEX está destinado a la producción de amoníaco.

La producción de hidrógeno comercial en México es de aproximadamente 2,650 toneladas por año, como se muestra en la Figura 2.1.2-1, todo en manos de 3 empresas: Air Liquide, Linde y Cryo Infra.

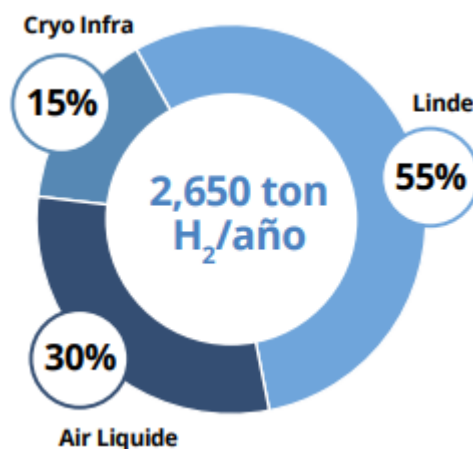


Figura 2.1.2-1 Producción de H₂ de compañías de gas industrial en México (HINICIO, 2021).

2.1.3 Importancia del H₂ como fuente de energía

El hidrógeno como vector energético tiene más de cinco décadas de investigación y desarrollo. En los últimos cinco años, se ha posicionado como una alternativa viable y una prioridad en la agenda energética de muchos países debido a su potencial de descarbonización, la preparación tecnológica a la que ha llegado y la disminución acelerada de los costos de infraestructura. (HINICIO, 2021).

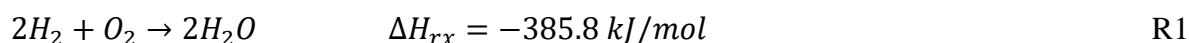
El hidrógeno parece ser uno de los portadores de energía más prometedores, ya que se considera respetuoso con el medio ambiente. Emite solo vapor de agua durante el proceso de combustión, lo que puede reducir la emisión de contaminantes y gases de efecto invernadero. La cantidad de energía producida durante la combustión del hidrógeno es superior a la de cualquier otro combustible en masa, como el metano, la gasolina o el carbón, respectivamente (Tabla 2.1-2). Por lo tanto, las actividades de investigación sobre la producción de H₂ aumenta rápidamente en muchos países. Sin embargo, para que el hidrógeno se convierta en una importante fuente de energía, debe producirse de manera eficiente y sostenible.

Tabla 2.1-2 Datos energéticos de combustibles (Satyapal, 2007)

Combustible	Contenido energético (MJ/kg)
Hidrógeno	120
Gas natural licuado	54.4
Propano	49.6
Etanol	29.6
Metanol	19.7
Coque	27
Madera (seca)	16.2

Durante el siglo XX, la tecnología de producción de hidrógeno más extendida fue el Reformado de Metano a Vapor (SMR, por sus siglas en inglés) debido a sus altas tasas de producción, bajos precios y disponibilidad de materia prima (gas natural). Hoy en día, el SMR sigue siendo la tecnología líder de producción de hidrógeno, con el 95% de la cuota global; sin embargo, el SMR es un proceso contaminante (genera 9 kilogramos de CO₂ por kilogramo de hidrógeno), por lo cual métodos más limpios para disminuir costos, como la pirólisis, la cual consiste en la degradación térmica de biomasa o biogás dentro de un horno de alta temperatura que resulta en la producción de hidrógeno y de carbón negro sólido; y la electrólisis, un método producción de hidrógeno a partir de la división de la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno mediante una corriente eléctrica descargada en el agua. (HINICIO, 2021). Este último ha tomado mayor importancia debido a la posibilidad de incluir energías limpias para la obtención del hoy llamado H₂ verde.

El hidrógeno tiene el potencial de ser una fuente de energía renovable no contaminante para el futuro, ya que, al ser empleado como fuente de energía en procesos de combustión, de acuerdo con la estequiometría de reacción R1, no genera CO₂.



Entre las ventajas del hidrógeno verde:

- Sostenibilidad:
 - Se considera 100% sostenible y sin ningún gas contaminante emitido durante la producción (electrólisis) ni durante su uso.
 - Su uso no genera gases de efecto invernadero, sino sólo vapor de agua en cantidades equivalentes al producido por los motores de combustión interna a gasolina (Ramón Morante, y otros, 2020).

- Las reservas son inagotables, ya que es un combustible renovable.
- Eficiencia:
 - Las eficiencias de las tecnologías de uso asociadas al hidrógeno como la pila de combustible son mucho mayores que la combustión (Ramón Morante, y otros, 2020).
- Almacenamiento:
 - Se puede almacenar físicamente de forma relativamente sencilla, como gas presurizado o como líquido (Ramón Morante, y otros, 2020).
 - Debido a su mayor densidad de energía, mayor es la cantidad de energía almacenada por unidad de masa.
- Innovación:
 - El uso de H₂ promueve un impulso para implementar el conocimiento y desarrollo tecnológico sobre su producción, almacenamiento y usos.

Entre las desventajas se encuentran:

- Seguridad:
 - Se trata de una molécula muy pequeña que presenta elevados coeficientes de difusión, lo que aumenta el riesgo de fugas, así como de debilitamiento de los materiales usados en sus instalaciones, como tuberías de acero, conectores y sellados (Ramón Morante, y otros, 2020).
 - Es altamente inflamable debido a sus condiciones de ignición y a la baja temperatura requerida para que ésta se produzca (Ramón Morante, y otros, 2020).
 - Su llama es incolora e inodora, lo que dificulta su detección en incendios y fugas (Ramón Morante, y otros, 2020).
- Costo:
 - Para procesos convencionales, el proceso de hidrólisis para producir hidrógeno verde es más costoso que la producción de hidrogeno gris y azul, sin embargo, esto puede mejorar al incluir fuentes de energía renovable en el proceso de hidrólisis (HINICIO, 2021).
- Transporte:
 - El H₂ es extremadamente ligero y tienen una densidad de energía volumétrica baja, lo que lo hace más ligero que el He. Por lo que lo hace más difícil de trasportar en comparación con la gasolina (HINICIO, 2021).

Sin embargo, las preocupaciones sobre la seguridad de producir, transportar y almacenar suministros de hidrógeno deben resolverse antes de que sea factible el uso generalizado del hidrógeno como combustible. Uno de los mayores temores es el de la ignición accidental, ya que el hidrógeno tiene límites de inflamabilidad mucho más amplios que la mayoría de los combustibles convencionales.

Al analizar el riesgo de ignición accidental en caso de una liberación incontrolada de hidrógeno, como puede ocurrir durante una colisión de un vehículo o la rotura de una tubería, una fuente probable de ignición es una superficie caliente. Es importante poder predecir, y por lo tanto prevenir, las condiciones bajo las cuales puede ocurrir la ignición cuando una mezcla inflamable se expone a una superficie caliente. (Buckel & Chandra, 1994).

Algunos autores identifican como principal obstáculo para el uso del hidrógeno verde la política energética actual del país y, por tanto, el entorno desfavorable de las inversiones en proyectos de energías renovables en México.

La segunda barrera más importante para el hidrógeno en México es la falta de regulaciones encaminadas a cumplir con los objetivos de descarbonización del Acuerdo de París. Esta falta de regulación en términos de emisiones no ha hecho necesario emitir reglamentos técnicos para las nuevas tecnologías, como la producción y el uso de hidrógeno. (HINICIO, 2021).

Por lo que este trabajo de tesis tiene con fin contribuir al desarrollo de herramientas basadas en aspectos normativos y de gestión, que permitan contribuir en el estudio técnico de escenarios para el desarrollo de políticas de uso de hidrógeno como combustible en la generación de energía.

2.1.4 Uso de Hidrógeno Verde

2.1.4.1 Calor industrial y generación de energía

Una de las ventajas del hidrógeno como vector energético es transformar la energía eléctrica (renovable) en energía química. Como se mencionó en el apartado 2.3, el hidrógeno tiene una alta densidad de energía por unidad de masa, y puede ser utilizado como una fuente de calor para aplicaciones industriales. La combustión de hidrógeno puede alcanzar temperaturas superiores a 1000 °C, por lo que, dependiendo de la configuración del quemador, el H₂ se puede utilizar para producir altas (>400 °C), medias (150-400 °C) y bajas temperaturas (<150 °C).

La combustión del hidrógeno no está ampliamente extendida hoy en día porque el gas no está disponible en abundancia, y continúa siendo más costoso de producir que los combustibles fósiles (HINICIO, 2021). Además, continúan las preocupaciones sobre la seguridad de producir, transportar y almacenar suministros de hidrógeno, que deben resolverse antes de que sea factible el uso generalizado del hidrógeno como combustible (Buckel & Chandra, 1994).

El hidrógeno es un subproducto de muchos procesos industriales, como el reformado del petróleo y la producción de cloro. Las empresas productoras de hidrógeno residual han utilizado este elemento para generar electricidad a través de turbinas, las empresas obtienen hidrógeno como subproducto y queman H₂ mezclado con diésel u otros combustibles en sus calderas.

La empresa General Electric y Siemens ha trabajado en el diseño de turbinas de gas que tienen la capacidad de usar mezclas de hidrógeno en diferentes proporciones que van del 10% al 50%. Con estas mezclas se logran reducir las emisiones de CO₂. Las empresas fabricantes de estas turbinas, planean aumentar las mezclas aceptables de gas natural e H₂ para producir turbinas que operen con hidrógeno puro y estiman que esto suceda a lo largo de 2030 (HINICIO, 2021). Un esquema simple del uso de estas turbinas se muestra en la siguiente Figura 2.1.4-1.

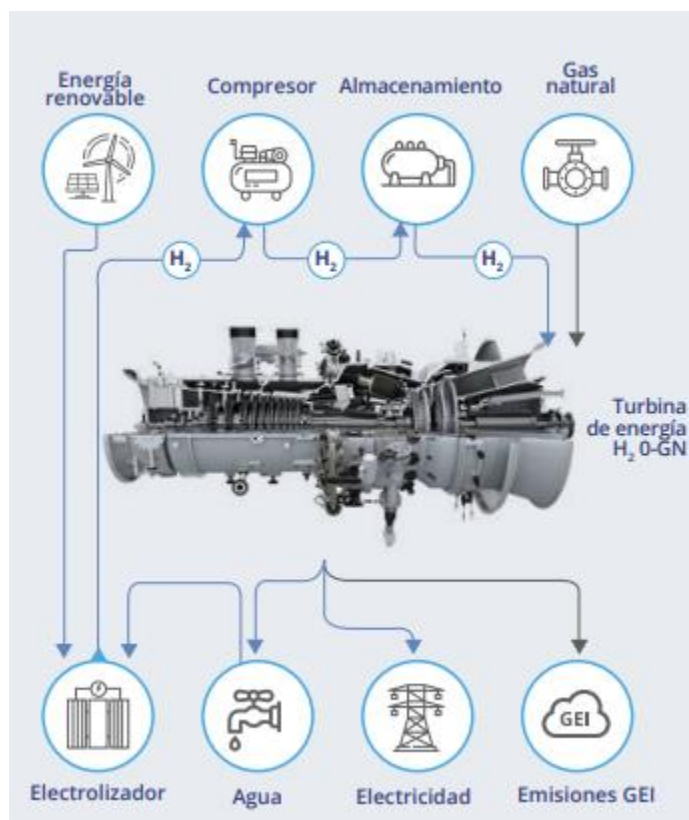


Figura 2.1.4-1 Turbinas de mezcla de gas natural-hidrógeno (HINICIO, 2021).

La combustión de hidrógeno es un proceso altamente exotérmico y como resultado de su combustión produce óxidos de nitrógeno (NOx). Para poder evitar las emisiones de este gas contaminante, las empresas fabricantes de turbinas están desarrollando quemadores especializados que reducen la temperatura de las llamas. Estos quemadores se denominan Dry Low Emission o Dry Low NOx (HINICIO, 2021).

2.1.5 Normatividad para el uso de H₂

2.1.5.1 Nacional

Todavía no hay evidencia de producción de hidrógeno verde en México. Para que este mercado se desarrolle es necesario establecer políticas adecuadas. Por otro lado, el Marco Regulatorio Mexicano ya considera algunos usos energéticos del hidrógeno, sin embargo, se requiere una inclusión formal, definición y regulación. Siendo necesaria una clara diferenciación entre los usos de energía y materias primas, así como incentivos que ayuden a impulsar los desarrollos de hidrógeno verde (HINICIO, 2021).

Dentro de este marco regulatorio, el hidrógeno se menciona en algunos documentos de la siguiente manera:

Tabla 2.1-3 Mención del hidrógeno dentro del marco regulatorio de México

Ley de la industria Eléctrica		
Fuente	El hidrógeno se menciona en:	La mención dice:
Ley de la Industria Eléctrica (Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de Agosto del 2014, última reforma 09 de Marzo de 2021)	Artículo 3: Numeral XXII - Energías Limpias: Inciso (g)	La energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en su ciclo de vida.
Programa Sectorial de Energía		
Fuente	El hidrógeno se menciona en:	La mención dice:
Programa Sectorial Derivado del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (última reforma 08 de Julio	Título 6 Objetivos prioritarios: 6.6 Relevancia del Objetivo prioritario: Principio 5	Aprovechar de manera sustentable todos los recursos energéticos de la Nación, aumentar las

de 2020)		reservas disponibles y aumentar la seguridad energética de la actual y las próximas generaciones de mexicanos. Se deberá vincular de manera directa la política energética con la política sobre los recursos hídricos y del subsuelo de la Nación. Asimismo, explorar la utilización de otras fuentes de energía como el hidrógeno.
Directrices para la emisión y la adquisición de CELs		
Fuente	El hidrógeno se menciona en:	La mención dice:
Certificados de Energías Limpias CEL (Comisión Reguladora de Energía, Agosto 2017)	Título 5: Determinación del %ELC: Caso IV: Aprovechamiento de Hidrógeno	Energía producida por el uso de hidrógeno a través de su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima establecida por el CRE y los criterios de emisión establecidos por la SEMARNAT en su ciclo de vida.

Todas las menciones al hidrógeno en el marco regulatorio mexicano identificaron el hidrógeno como una posibilidad para valorizar el biogás, o como un vector de energía independiente cuando el hidrógeno se obtiene como subproducto. El hidrógeno puede incluso acceder a la emisión de certificados de energía limpia; sin embargo, no hay una definición formal de este gas como una molécula de energía.

Más allá de las referencias explícitas al hidrógeno dentro de las leyes y regulaciones, el marco regulatorio mexicano ofrece posibilidades para la producción y uso de hidrógeno dentro del país, que actualmente es utilizado por los productores privados de

este gas (HINICIO, 2021). Las normas y leyes de referencia para producción de hidrógeno y generación de energía se identifican a continuación.

Tabla 2.1-4 Normas y leyes de referencia para producción de hidrógeno y generación de energía.

Producción		
<p>Si la producción de hidrógeno implica el consumo de gas natural (plantas de reformado), se deberán obtener permisos para su procesamiento, transporte, almacenamiento o manipulación (según corresponda) por parte de la Comisión Reguladora de Energía, cuyos criterios de otorgamiento se estipulan en la Ley de Hidrocarburos.</p>	<p>Si el hidrógeno se va a producir mediante electrólisis, los permisos necesarios son los que normalmente se solicitan para una planta química, por ejemplo: Manifestaciones de Impacto Ambiental (Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental - SEMARNAT), permisos de operación y registro de actividades (Secretaría de Economía) y cumplimiento de las Normas Oficiales Mexicanas de la actividad, por ejemplo, NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas, NOM-002-STPS-2010 Prevención y protección contra incendios, NOM-005- STPS-1998 Manejo, transporte y almacenamiento de sustancias peligrosas, NOM-020-STPS-2011 Recipientes a presión y calderas.</p> <p>En caso de que el proyecto considere la instalación de una central eléctrica para alimentar los electrolizadores es necesaria la obtención de un permiso de generación de la CRE, independientemente de si este se conecta o no a la red.</p>	
Uso en generación de energía		
<p>La generación de energía eléctrica por combustión (turbinas) o celdas de combustible (proceso</p>	<p>En el caso de un generador de energía, para ser conectado a una red eléctrica, el sistema de</p>	<p>En caso de que el hidrógeno se utilice para generación en una nueva central eléctrica, ya sea a través de</p>

<p>electroquímico) está contemplada por la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, siempre que el proceso cumpla con los requisitos técnicos de la CRE (la eficiencia mínima no será inferior al 70% del poder calorífico de los combustibles utilizados en la producción de dicho hidrógeno), la cual es una aplicación de la Guía para la Evaluación de Nuevas Tecnologías y su Formulario de Aplicación (SENER).</p>	<p>energía debe cumplir con los lineamientos del "Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga". En caso de que la autoridad reguladora (CENACE) considere que el equipo no ha sido suficientemente probado en campo en su país de origen o en México, podría exigir pruebas de desempeño, realizadas por laboratorios autorizados, como LAPEM, de la CFE.</p>	<p>combustión o celdas de combustible, también sería necesario presentar una Evaluación de Impacto Social a la SENER.</p>
--	--	---

Dentro del marco regulatorio mexicano se han logrado identificar algunas acciones que son necesarias para la consideración de la energía de hidrógeno verde:

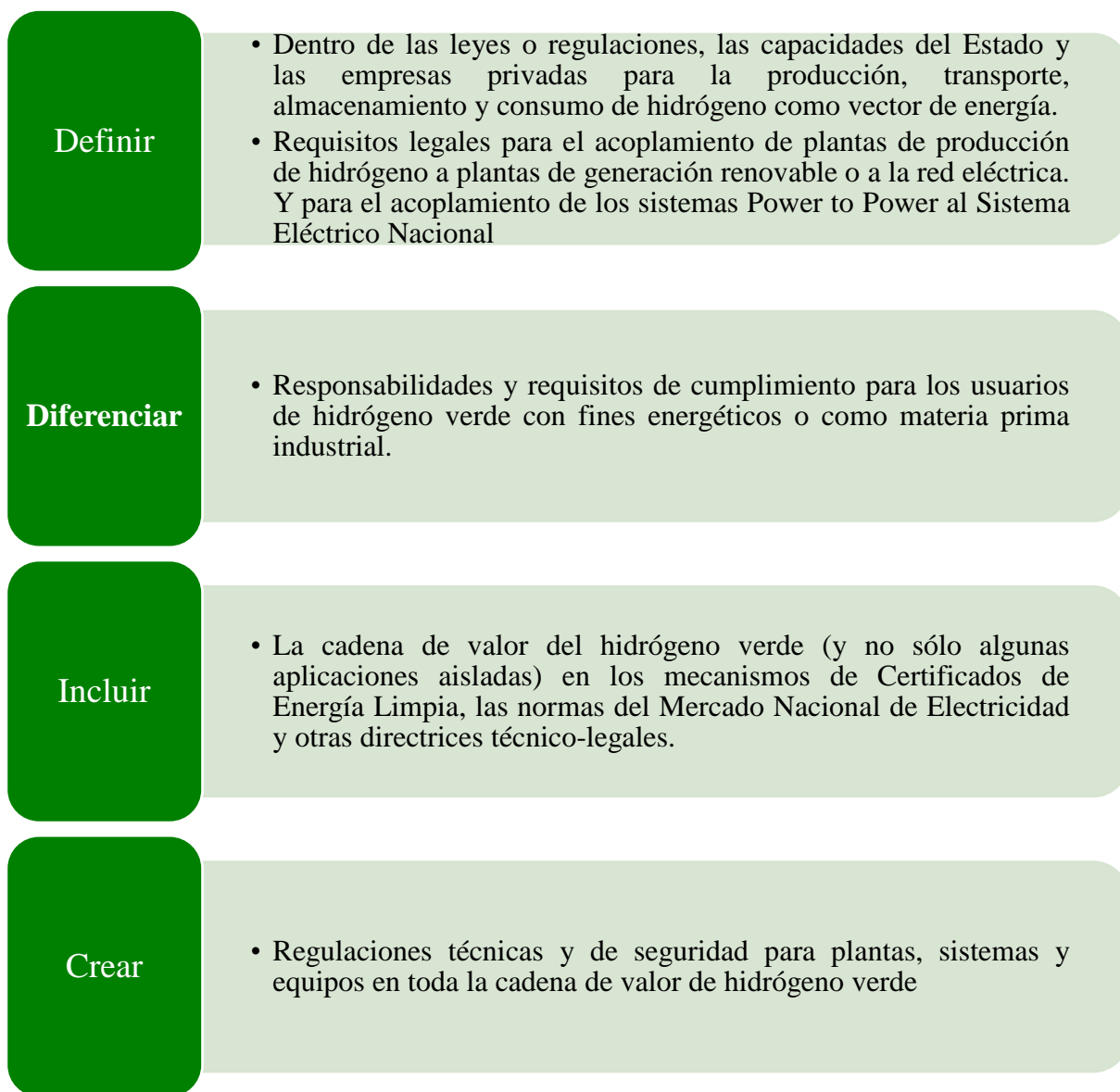


Figura 2.1.5-1 Acciones necesarias para la consideración de energía de hidrógeno verde en el marco regulatorio mexicano (*HINICIO, 2021*).

2.1.5.2 Internacional

A continuación, se enlistan las normas internacionales que podrían ser aplicadas en alguna etapa de la cadena de valor del hidrógeno para producir energía.

Tabla 2.1-5 Normas internacionales aplicables para el hidrógeno (Centro de Energía UC, 2020).

Norma	Tipo	País	Descripción
NFPA 2 cap. 13	Producción	Estados Unidos	Hydrogen Generation Systems
ISO 16110	Producción	Internacional	Hydrogen generators using fuel processing technologies
ISO 22734	Producción	Internacional	Hydrogen generators using water electrolysis-Industrial, commercial, and residential applications
NFPA 2 cap. 7	Almacenamiento	Estados Unidos	Gaseous Hydrogen
EIGA 100/11	Almacenamiento	Europa	Hydrogen Cylinders and Transport Vessels
IEC 62282	Aplicaciones	Internacional	Fuel cell technologies
NFPA 2 cap. 12	Aplicaciones	Estados Unidos	Hydrogen Fuel Cell Power Systems
NFPA 2 cap. 14	Aplicaciones	Estados Unidos	Combustion Applications
NFPA 2 cap. 15	Aplicaciones	Estados Unidos	Special Atmosphere Applications
NFPA 2 cap. 16	Aplicaciones	Estados Unidos	Laboratory Operations
ISO 14687	Aplicaciones	Internacional	Hydrogen fuel quality: Product specification
ISO/TR 15916	Aplicaciones	Internacional	Basic considerations for the safety of hydrogen systems

2.2 Generación de energía (Generalidades)

2.2.1 Plantas de energía

La electricidad nos proporciona grandes beneficios: es la fuente de energía que mueve ciertos medios de transporte (tranvías, el metro y algunos automóviles); en la industria es indispensable para que funcionen máquinas de todo tipo.

Una central eléctrica es una planta que produce electricidad. Estas instalaciones cuentan con muchas máquinas motoras y dispositivos que se utilizan para generar energía eléctrica. Una planta de energía es básicamente una instalación que consume una cierta cantidad de fuentes finitas de energía primaria de la Tierra (carbón, combustible, gas) y la convierte en electricidad a través de un proceso que involucra el uso de turbinas y generadores para cubrir la etapa de conversión de energía mecánica a energía eléctrica. Su uso tiene un impacto significativo en el medio ambiente y su entorno.

En México existen diferentes tipos de tecnología a partir de la cual se genera energía eléctrica; estas se clasifican en tres principales grupos (Tabla 2.2-1) de acuerdo con el insumo que emplea para producir energía eléctrica: Convencional, Renovable, Otras.

Tabla 2.2-1 Generación de Energía Eléctrica en México (SENER, 2018).

Tipo de Tecnología	Generación (GWh)
Convencional	259,766
Ciclo combinado	165,245
Termoeléctrica convencional	42,780
Carboeléctrica	30,557
Turbogás	12,849
Combustión interna	4,006
Lecho fluidizado	4,329
Limpia	69,397
Renovable	51,578
Hidroeléctrica	31,848
Eólica	10,620
Geotérmica	6,041
Solar	344
Bioenergía	1,884
Generación Distribuida (GD)	760
FIRCO	82.11
Otras	17,818
Nucleoeléctrica	10,882.9
Cogeneración eficiente	6,932
Frenos regenerativos	4

2.2.2 Clasificación de las Plantas de energía

En la Figura 2.2.2-1 se muestra la clasificación de las tecnologías de generación de energía eléctrica en México de acuerdo a la fuente de energía primaria y a los ciclos de potencia que la conforman, en el Apéndice A se define cada una de ellas de acuerdo a TECSA (2021). Como se observa en la Figura 2.2.2-1, las actualmente no es identificable las plantas de energía que emplean hidrógeno como combustible o energía química que puede ser empleada en un reactor para generar calor.

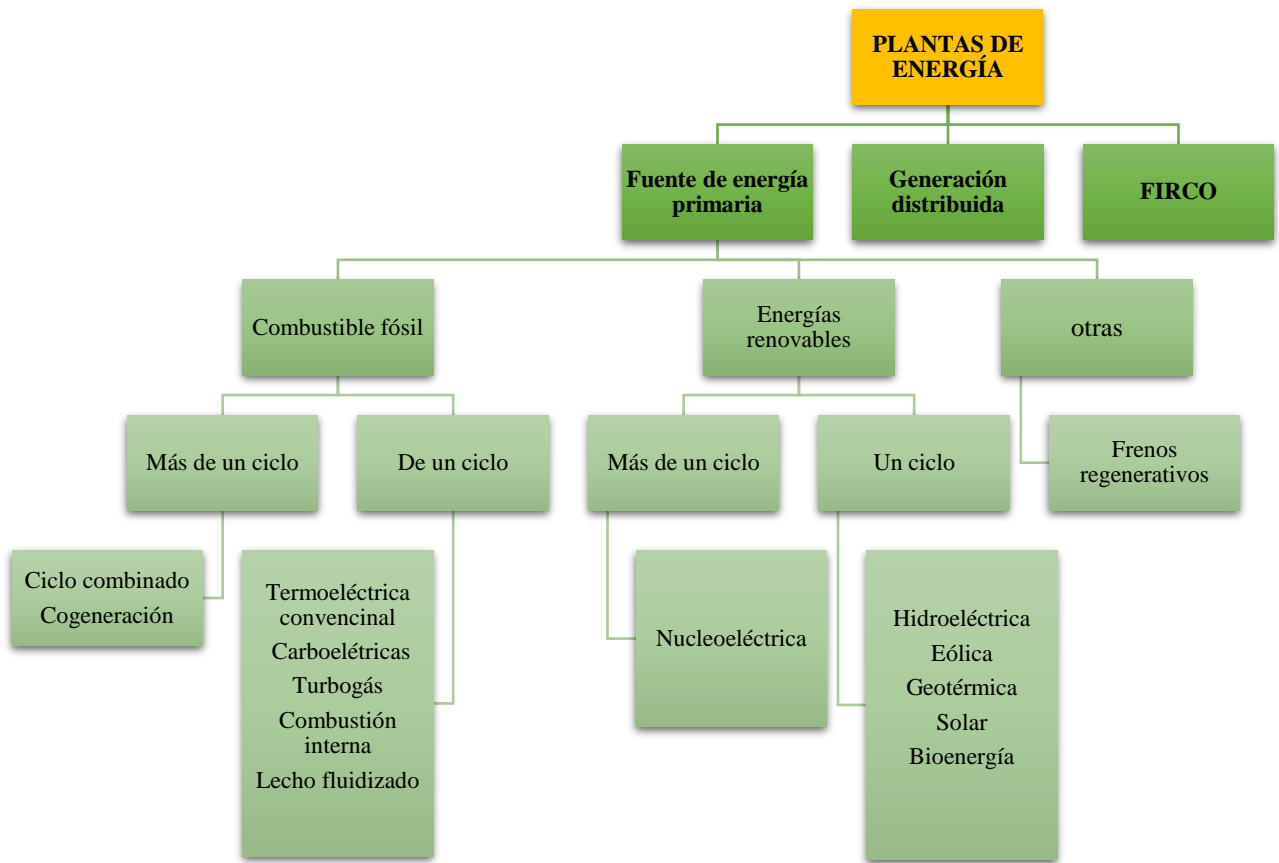


Figura 2.2.2-1 Tipos de tecnología en México según su fuente primaria de energía y ciclos de potencia que la conforman.

De las cuales, las tecnologías que son capaces de aprovechar al H₂ como combustible se presentan en la siguiente Figura 2.2.2-2:

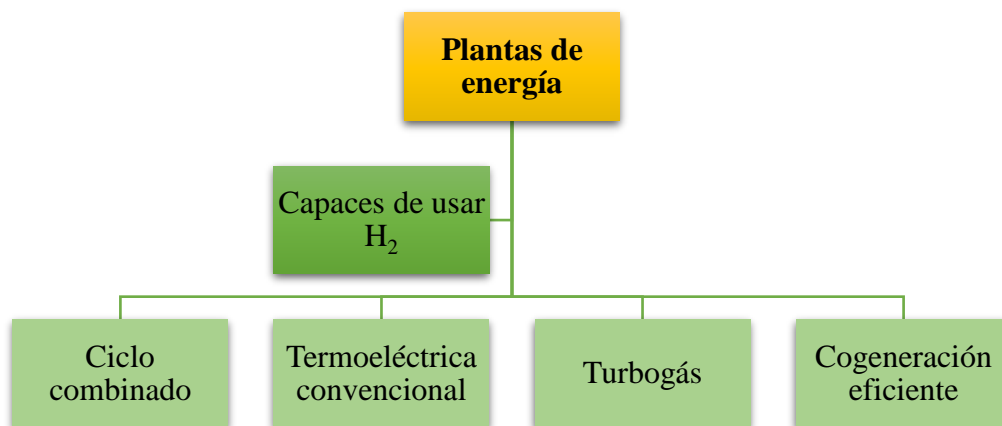


Figura 2.2.2-2 Plantas de energía compatibles con H₂

Así mismo, para definición de los criterios de eficiencia y metodología para generación limpia, de acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía (Diario Oficial de la Federación, 2016) las centrales eléctricas se clasifican en cinco casos (Tabla 2.2-2).

Tabla 2.2-2 Energías limpias en México (Diario Oficial de la Federación, 2016).

Caso	
I	Centrales eléctricas de cogeneración eficiente
II	Centrales eléctricas limpias que utilizan combustibles fósiles
III	Tecnologías de bajas emisiones y centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de carbono
IV	Aprovechamiento de hidrogeno
V	Centrales hidroeléctricas

2.2.3 Energías limpias en México

En el artículo 3, fracción XXII de la Ley de la Industria Eléctrica (Diario Oficial de la Federación, 2021), las energías limpias se definen de acuerdo a la Tabla 2.2-3.

Tabla 2.2-3 Energías limpias en México (Diario Oficial de la Federación, 2021).

Energías limpias en México
1. Viento.
2. Radiación solar.
3. Energía oceánica.
4. Bio-energéticos.
5. Energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de residuales, entre otros.
6. Energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible.
7. Energía proveniente de centrales hidroeléctricas.
8. Energía nucleoelectrica.
9. Energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas (con sus respectivas restricciones).
10. Energía generada por centrales de cogeneración eficiente.
11. Energía generada por ingenios azucareros.

12. Energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de dióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de bióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
13. Tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales.
14. Otras tecnologías que definan las autoridades.

Actualmente, la generación de electricidad es un servicio que se realiza en libre competencia, con la participación de empresas públicas y privadas. Si bien México todavía se encuentra en un periodo de transición donde la Comisión Federal de Electricidad se reestructura como empresa productiva del estado, y que recién empezó las subastas en el mercado mayorista de generación de electricidad, es preciso conocer por parte de las autoridades el plan energético que existe en el futuro, con el objetivo de saber cómo se va alcanzar generar una participación mínima de generación de electricidad por parte de energías limpias. (Ramonés Fernández, 2016). En este contexto, conocer y diversificar las fuentes de energía para incrementar el uso de energías limpias, sin embargo, se requiere de metodologías y tecnologías para poder gestionar la variabilidad y el uso de estas fuentes de energía, para poder asegurar el su funcionamiento, por lo que, este trabajo de tesis sirve como propuesta para el uso de energía limpia.

2.2.4 Ciclos de potencia

Los ciclos de potencia son un conjunto de elementos o dispositivos que se integran para formar una máquina o una central de energía. Hoy en día, con el fin de reducir las emisiones de GEI, principalmente el CO₂, se busca aumentar la eficiencia energética de los ciclos térmicos existentes y desarrollar ciclos avanzados de mayor eficiencia, en el que la eficiencia térmica es una medida de rendimiento de una central eléctrica.

Los principales ciclos termodinámicos empleados en la generación de electricidad son los ciclos Rankie y Brayton, también conocidos como ciclos de potencia. Estos ciclos de potencia termodinámica son la base para la generación de la mayor parte de la energía eléctrica del mundo (Connor, 2019). Por lo que, la base teórica de estos ciclos permite definir las variables operativas a optimizar o que pueden ser empleadas como parámetros de desempeño.

Estos ciclos de potencia convierten cierta entrada de calor en una salida de trabajo mecánico. En el uso de combustibles no convencionales como el hidrógeno, la energía química liberada en el proceso de combustión (del hidrógeno) en la generación de energía termoeléctrica, es muy importante considerar los diversos tipos de centrales eléctricas o ciclos termodinámicos que se pueden implementar para este fin. Debido a que la eficiencia

del proceso cambia con respecto al ciclo. Por lo que a continuación se describe el fundamento teórico de los ciclos Rankine y Brayton.

2.2.4.1 Ciclo Rankine

El primer ciclo de potencia que se puede emplear para aprovechar la combustión del hidrógeno para generar energía es el ciclo de Rankine, también llamado ciclo de vapor. Las etapas se muestran a continuación:

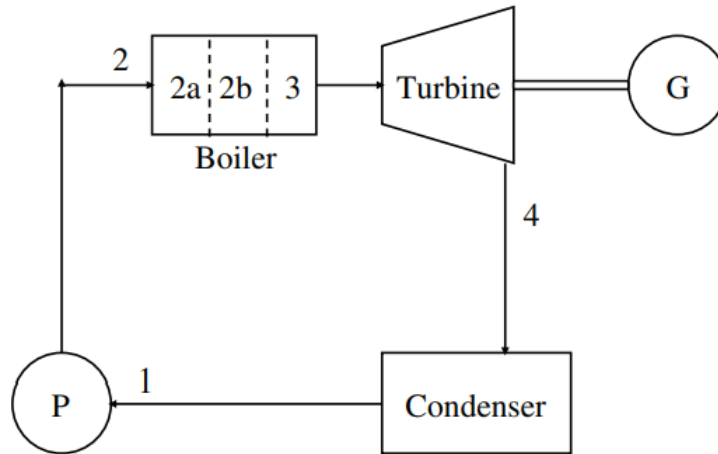


Figura 2.2.4-1 Esquema de una central eléctrica de turbina de vapor (Boyce, 2002).

Etapas y equipos del ciclo Rankie (Boyce, 2002).

- *Bomba* (Etapa 1 → 2)
El agua ingresa a la bomba de agua de alimentación de la caldera en el punto 1 y se bombea isoentrópicamente a la caldera.
- *Caldera o generador de vapor* (Etapa 2 → 2a → 2b → 3)
El líquido comprimido en el punto 2 se calienta hasta que se satura en el punto 2a, después de lo cual se evapora a vapor en el punto 2b y luego se sobrecalienta en el punto 3.
- *Turbina de vapor* (Etapa 3 → 4)
El vapor sale de la caldera en el punto 3, se expande isentrópicamente la turbina al punto 4, y pasa al condensador. La turbina de vapor tiene como función proporcionar trabajo absorbiendo energía de un fluido (en este caso vapor) cambiando la energía cinética del rotor debido a la expansión del fluido a alta presión y temperatura, donde se restablece la energía mecánica en el eje. Este proceso reduce la temperatura del vapor a la salida de la turbina y se supone que es isentrópico en un ciclo de Rankine teórico.

Las temperaturas del vapor pueden llegar hasta los 600 °C en algunas unidades y, dependiendo de la presión, la turbina tiene varias etapas. Una etapa de alta presión (HP) con presiones de 100 a 310 bar, etapa de presión intermedia (IP) entre 20,6 a 41,7 bar, y de baja presión (LP) entre 3,1 a 6,1 bar.

- *Condensador* (Etapa 4 → 1)

El agua en circulación condensa el vapor a un líquido saturado en el punto 1, desde cuyo estado se repite el ciclo. Estos condensadores funcionan a una presión muy baja, cercana a los 0.1 bar. El vapor que ingresa al condensador generalmente tiene un título de 0.92 a 0.96, es decir, contiene de 8 % a 4 % de líquido en el vapor.

Los diagramas termodinámicos correspondientes a la planta de energía de vapor en la Figura 2.2.4-1, los estados termodinámicos se muestran en el diagrama de presión-volumen (P-V) en la Figura 2.2.4-2.

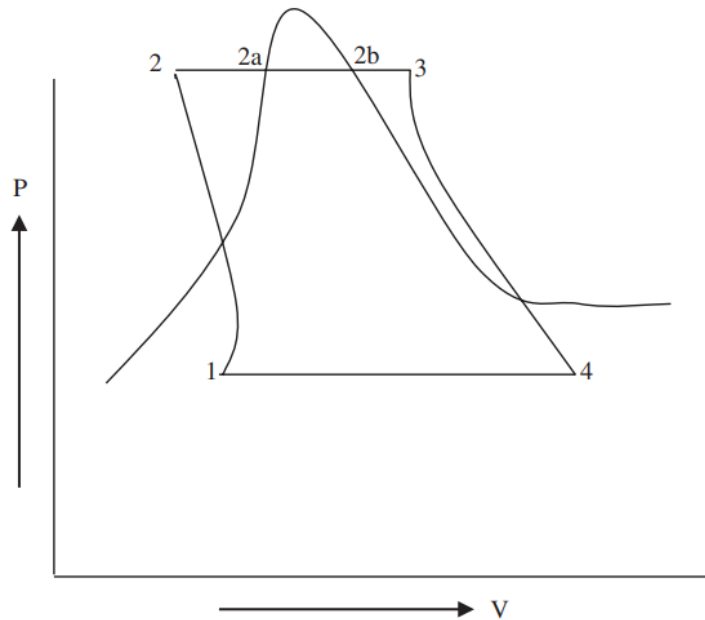


Figura 2.2.4-2. Diagrama de presión-volumen de una central eléctrica común de turbina de vapor (Boyce, 2002).

Aunado a lo anterior, se puede comentar que en el ciclo Rankine es un ciclo ideal para las centrales eléctricas de vapor. Para el ciclo Rankine ideal, no se consideran irreversibilidades internas.

2.2.4.2 Ciclo Brayton

Otro ciclo que puede aprovechar la combustión del hidrógeno para generar energía eléctrica es el ciclo Brayton con una turbina de gas.

El ciclo de Brayton en su forma ideal (Figura 2.2.4-3) consta de dos procesos isobáricos y dos procesos isoentrópicos. Los dos procesos isobáricos consisten en el sistema de combustión de la turbina de gas y el intercambiador de calor. Los dos procesos isoentrópicos representan los procesos de compresión (Compresor) y expansión (Expansor de turbina) en la turbina de gas (Boyce, 2002).

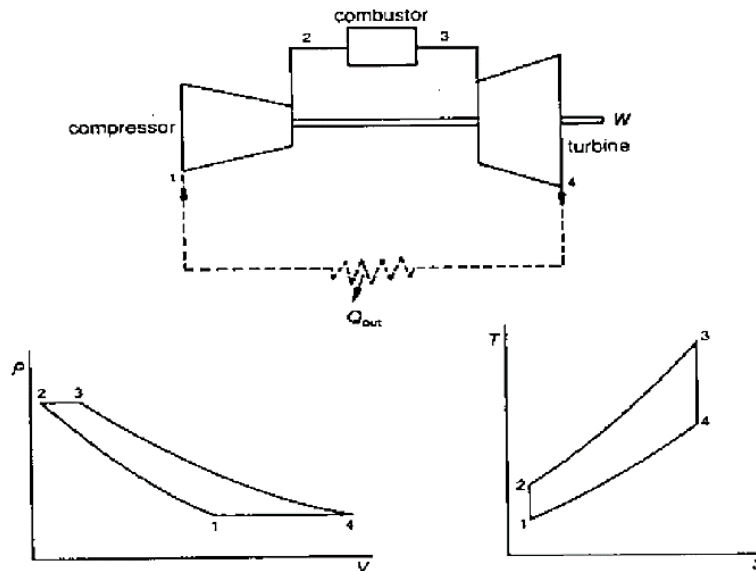


Figura 2.2.4-3. Ciclo Brayton de aire estándar (Boyce, 2002).

Etapas y equipos del ciclo Brayton (Díaz Adasme, 2021).

- *Compresor* (Etapa 1 \rightarrow 2)

El compresor utilizado en el ciclo Brayton es el componente a través del cual el aire entra en un estado altamente comprimido y alimenta la cámara de combustión. En teoría, se supone que este proceso es isoentrópico.

El compresor en una turbina a gas consume parte del trabajo generado por la turbina en el ciclo (30% - 40% aproximadamente) y presenta una eficiencia típica cercana al 87%.

Actualmente los compresores compatibles con el uso de hidrógeno son los compresores de diafragma (mencionado en el apartado

Desarrollo de tecnologías emergentes), gracias a que tienen una buena disipación de calor, una estructura simple y eficiente, se puede lograr una alta presión mediante la

compresión en dos etapas y, al mismo tiempo, puede estar cerca de la compresión isotérmica. (Sollant manufacturer and exporter, 2022).

- *Cámara de combustión* (Etapa 2 → 3)

La cámara de combustión es un calentador de aire de combustión directa, en el que el combustible se quema aproximadamente de forma estequiométrica con un tercio o menos del aire de escape del compresor. Después, los productos de la combustión se mezclan con el aire restante para alcanzar la temperatura de entrada a la turbina (TIT) adecuada.

Actualmente, se maneja la temperatura del aire a la entrada del quemador de 50-650 °C, pero la temperatura de combustión en la parte más caliente del quemador puede alcanzar los 2230 °C. Dado que el hidrógeno se quema con el aire, el valor de llama adiabática está muy cerca de este valor (2390 °K, 2116.85 °C aproximadamente), por lo que se puede reducir la temperatura en la cámara de combustión controlando la relación aire-combustible o inyectando agua/vapor.

- *Turbina* (Etapa 3 → 4)

En esta parte de la turbina de gas, los gases de combustión se expanden, convirtiendo la energía suministrada por el combustible en energía mecánica, haciendo girar el eje de la turbina y produciendo torque. Este proceso se supone teóricamente que es isoentrópico.

La turbina de gas SGT-400 (mencionada en el apartado

Desarrollo de tecnologías emergentes) ha sido diseñada para ser compatibles con la quema de diferentes tipos de combustibles, entre ellos, hidrógeno con volúmenes de 10% hasta 65%. La temperatura de salida es de hasta 510°C además de presentar una baja emisión de $\text{NO}_x \leq 15$ ppmvd (Siemens Energy, 2020).

- *Intercambiador de calor* (Etapa 4 → 1)

Los gases generados por la expansión en la turbina pueden eliminarse del ciclo (ciclo abierto) o pasar a través de un intercambiador de calor para reducir su temperatura y volver a entrar en el compresor (ciclo cerrado).

El ciclo Brayton es utilizado como base para las centrales que utilizan turbinas a gas como generadoras de energía, gracias a la versatilidad de combustibles que se pueden emplear, por lo que, es relevante para este trabajo de tesis.

2.2.4.3 Ciclo combinado

Como se observó en la Tabla 2.2-3, el ciclo combinado es la principal tecnología para producir energía eléctrica en México.

El ciclo combinado, que consta de una configuración de dos ciclos, un ciclo superior que genera una gran cantidad de calor residual y un ciclo inferior que utiliza este calor para impulsar o alimentar otro ciclo de energía. El ciclo Brayton se suele utilizar como ciclo superior y el ciclo Rankine como ciclo inferior. Usando una turbina de gas, el gas residual se usa para generar vapor en un intercambiador de calor para impulsar una turbina de vapor (Figura 2.2.4-4). Aunque los componentes son básicamente similares al ciclo Brayton y Rankine, el intercambiador de calor es conocido en la industria termoeléctrica como generador de vapor de recuperación de calor (HRSG), y su construcción incluye varios dispositivos e intercambiadores de calor, sustituyendo las calderas del ciclo Rankine. Esta unidad generalmente presenta configuraciones horizontales, verticales u OTSG (generador de vapor de paso único) que cambian el diseño de los intercambiadores de calor dentro de la unidad.

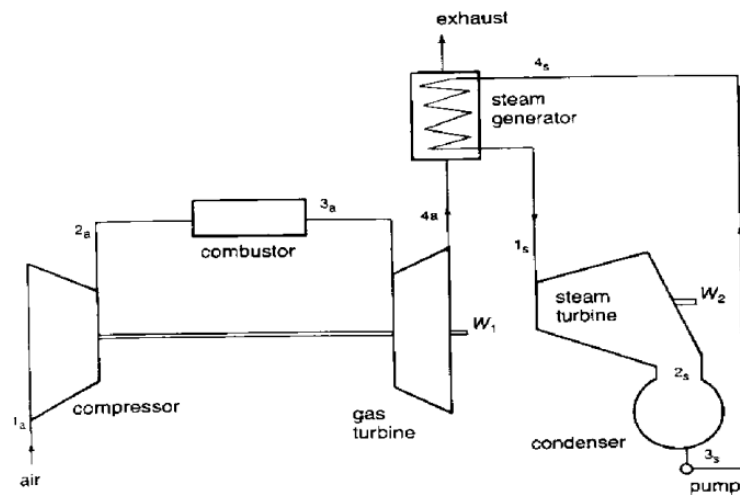


Figura 2.2.4-4. Ciclo combinado (Boyce, 2002)

Etapas del ciclo combinado (Díaz Adasme, 2021).

- *Primera etapa*
En la primera etapa del ciclo combinado convencional, comienza a producir electricidad en el ciclo Brayton. En el ciclo Brayton, el gas residual de la turbina de gas está cerca de la presión atmosférica y tiene una temperatura de salida entre 510°C y 650°C.
- *Segunda Etapa*
El gas de salida ingresa al HRSG y pasa a través de varias secciones del intercambiador de calor. La temperatura de operación del intercambiador de calor se reduce a medida que el gas caliente pasa a través del HRSG, transfiriendo energía al

fluido de trabajo del ciclo de vapor. La energía aprovechable de los gases de escape de la turbina de gas es cerca del 36%.

La combinación de la turbina de gas con la turbina de vapor es una propuesta atractiva, especialmente para las centrales eléctricas y las industrias de proceso donde se utilice vapor, gracias a su flexibilidad de operación y eficiencia alta, por lo que es considerado en este trabajo de tesis.

La importancia de analizar las variables operativas de un ciclo de potencia radica en que, se proporciona un conjunto completo de datos de medición para la respuesta de los parámetros más importantes durante el procedimiento de arranque. Estas mediciones son de gran relevancia para otros investigadores, ya que la publicación de datos experimentales detallados de la planta de energía real a menudo no es posible debido a razones de propiedad (Alobaid, y otros, 2015).

2.2.5 Parámetros de desempeño de acuerdo con la normatividad actual

En la Figura 2.2.5-1, se listan los parámetros de desempeño de las etapas principales de una planta de energía basada en la operación de ciclos de potencia ((Estándar Británico, 1997), (Comisión Federal de Electricidad, 1998), (Comisión Federal de Electricidad, 1995)). Las magnitudes de cada parámetro dependen de las características de la planta de energía y su capacidad de producción.

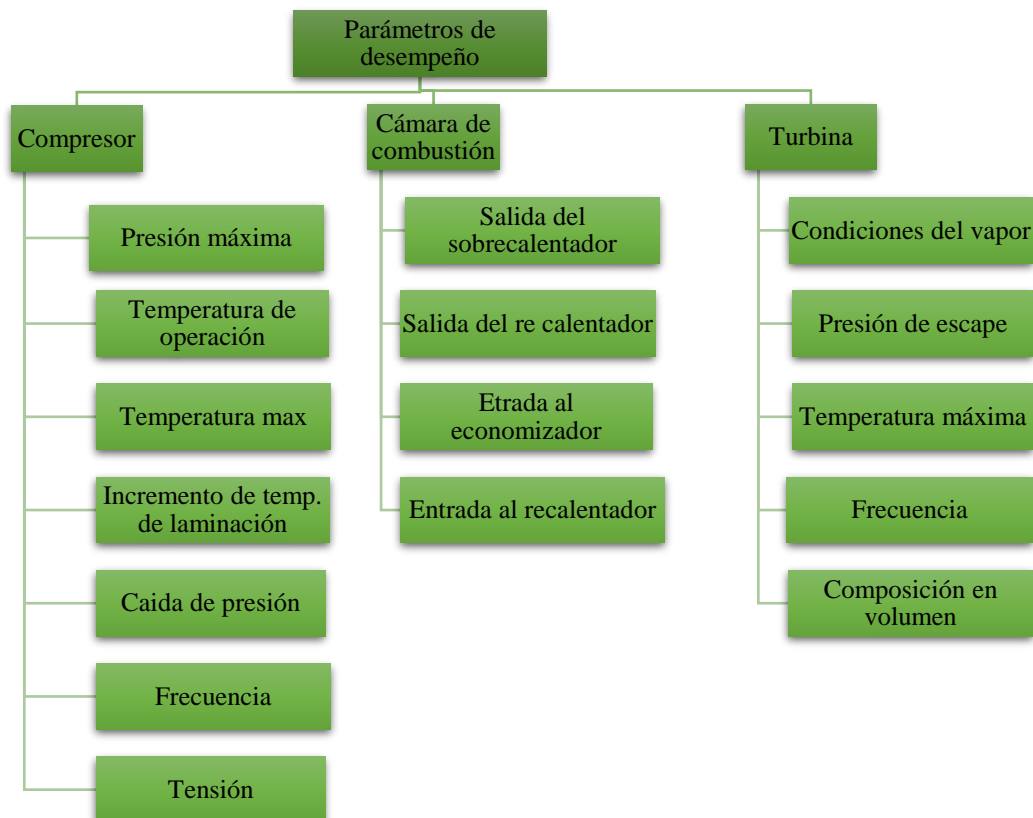


Figura 2.2.5-1 Parámetros de desempeño de las etapas principales de una planta de energía

2.3 Desarrollo de tecnologías emergentes respecto al diseño de plantas de energía.

Dentro de las tecnologías que se han desarrollado a través de los años para el uso de hidrógeno, entre otros tipos de combustibles, las que destacan son las turbinas de la serie SGT, (mencionada en el apartado 2.1.4.1) que cuentan con tecnología de quemadores Dry Low Emission o Dry Low NOx.

- *Turbina de gas SGT – 400*

El SGT-400 está equipado con un sistema de combustión DLE (Dry Low Emissions) y funciona con gas natural o destilados con bajas emisiones de NOx y CO en todo el rango de carga. El SGT-400 ha mostrado una mayor flexibilidad de combustible utilizando el sistema DLE y la expansión a combustibles de valor calorífico medio. (Ward & Johnson-Hirt, 2010)

El sistema de combustión SGT-400 DLE tiene tres secciones principales (Lam, Geipel, & Larfeldt, 2014):

- 1- *El cuerpo del piloto* alberga las galerías de combustible del piloto e inyectores para combustibles gaseosos y líquidos. En la cara frontal del piloto, hay un termopar en la punta del piloto para monitorear la temperatura.
- 2- *El quemador principal* alberga el remolino de aire radial con los principales sistemas de gas y combustible líquido. Para estabilizar la llama se establece un flujo alto en el remolino para inducir una ruptura de vórtice en la cámara de combustión.
- 3- *La cámara de combustión* tiene un diseño de lata con un precalentador de entrada más estrecho. Tiene un diseño de enfriamiento por impacto de doble capa con orificios de dilución en la zona de combustión secundaria para garantizar un patrón deseado de temperatura de gas caliente de salida de la cámara de combustión y oxidación de CO. La capa interior tiene un diseño de atenuación dinámica de combustión de pared blanda basado en el principio de amortiguación acústica del revestimiento perforado.

Es una turbina de gas de doble eje simple y robusta, adecuada tanto para aplicaciones de generación de energía como de accionamiento mecánico. Trabaja potencias de 10 a 15 MW, puede quemar una amplia gama de composiciones de combustible y funcionar de manera eficiente en todas las cargas. El motor, equipado con quemadores DLE, es capaz de quemar hasta un 10% en volumen de hidrógeno (H₂). Equipado con quemadores de difusión con emisiones de NOx constantes, puede quemar hasta un 65% en volumen de hidrógeno (H₂).

Tabla 2.3-1. Datos técnicos SGT-400

Tipo de turbina	Versión de 11 MW
Potencia Bruta	10.5 MW(e)
Combustible	Gas Natural, combustible líquido, doble combustible
Frecuencia	50/60 Hz
Eficiencia Bruta	35.4%
Tasa de calor bruta	10,173 kJ/kWh
Velocidad de la turbina	11,500 rpm
Proporción de presión	16.1:1
Flujo másico de salida	34.2 kg/s
Temperatura de salida	510°C (950°F)
Emisiones NOx	≤15 ppmvd

El modelo de la turbina fue seleccionado de acuerdo con la capacidad necesaria para el ciclo de potencia que usará este trabajo de tesis.

2.4 Gestión de procesos en la ingeniería Química y energética

2.4.1 Generalidades

La información relacionada con la energía permite evaluar el potencial de optimización y mejora de las medidas de eficiencia energética. Por lo tanto, se vuelve importante proporcionar conocimiento que resalte el estado general de la fábrica y su desempeño en cuanto al consumo de energía. En este sentido, los indicadores de desempeño sirven como una medida para decidir si un sistema está funcionando como fue diseñado y ayudan a definir el progreso hacia un objetivo preestablecido. Esto permite un mejor seguimiento y control del consumo de energía, que es de suma importancia tanto para las empresas actuales como para las futuras a fin de mejorar la eficiencia energética en la producción (May, Barletta, Stahl, & Taisch, 2015).

Para hacer una toma de decisiones en la producción se requieren indicadores de rendimiento relacionados con la energía, entre ellos se encuentran (May, Barletta, Stahl, & Taisch, 2015):

1. Identificar los impulsores energéticos específicos de la empresa en su sistema de producción.
2. Hacer que el perfil de comportamiento energético del sistema de producción sea transparente.
3. Reconocer las relaciones causa-efecto.
4. Preparar acciones para las medidas de mejora.

5. Comunicar el status quo adecuadamente con otras áreas inter e intra funcionales.

Los indicadores de rendimiento desempeñan un papel importante en la evaluación de la eficiencia y eficacia de los sistemas de fabricación para un área de rendimiento objetivo. En este contexto, se ha discutido sobre medidas de eficiencia energética, estándares, regulaciones métricas y medición del desempeño del proceso. Por ejemplo, (Boyd, Dutrow, & Tunnessen, 2008) describieron la importancia de indicadores para comparar el consumo de energía de la planta, (Tanaka, 2008) exploró diferentes formas de medir el rendimiento de la eficiencia energética, también, (Bunse, Vodicka, Schönsleben, Brühlhart, & O.Ernstb, 2011) destacó la importancia de los indicadores de rendimiento de la producción relacionados con la energía como una necesidad clave de la industria manufacturera para identificar las ineficiencias en el consumo de energía de una planta, poniendo especial énfasis en el potencial de mejora a nivel de herramienta y maquinaria.

La revisión de la literatura pertinente revela que tanto la academia como la industria aún carecen de enfoques y herramientas para comprender mejor el comportamiento del consumo de energía y las ineficiencias de las máquinas herramienta, particularmente con un enfoque en las sinergias y compensaciones con otras decisiones de gestión de producción (por ejemplo, calidad, mantenimiento, planificación de la producción, etc.). Por lo tanto, el objetivo principal de este trabajo de tesis es presentar una herramienta que ayude a las plantas de energía a tener una buena gestión en el uso de hidrógeno verde como combustible.

Capítulo III: Metodología

En este capítulo se describirán los procedimientos empleados para la realización de la base de datos respecto a normas para seleccionar indicadores relacionados con el uso de hidrógeno como fuente de energía, parámetros de desempeño del ciclo de potencia, clasificación y estatus del ciclo de potencia. Así como el desarrollo de la herramienta de seguimiento.

3.1 Base de datos respecto a Normativas, para la selección de indicadores relacionados con el uso de hidrógeno como fuente primaria en plantas de energía.

Tomando como referencia la normatividad vigente y la Ley de la Industria Eléctrica dentro del marco regulatorio de México, se generó una base de datos de los parámetros de desempeño y especificaciones requeridas de la planta de energía. Los tres aspectos que se tomaron en cuenta y las referencias empleadas en cada aspecto se muestran en la Figura 3.1-1.

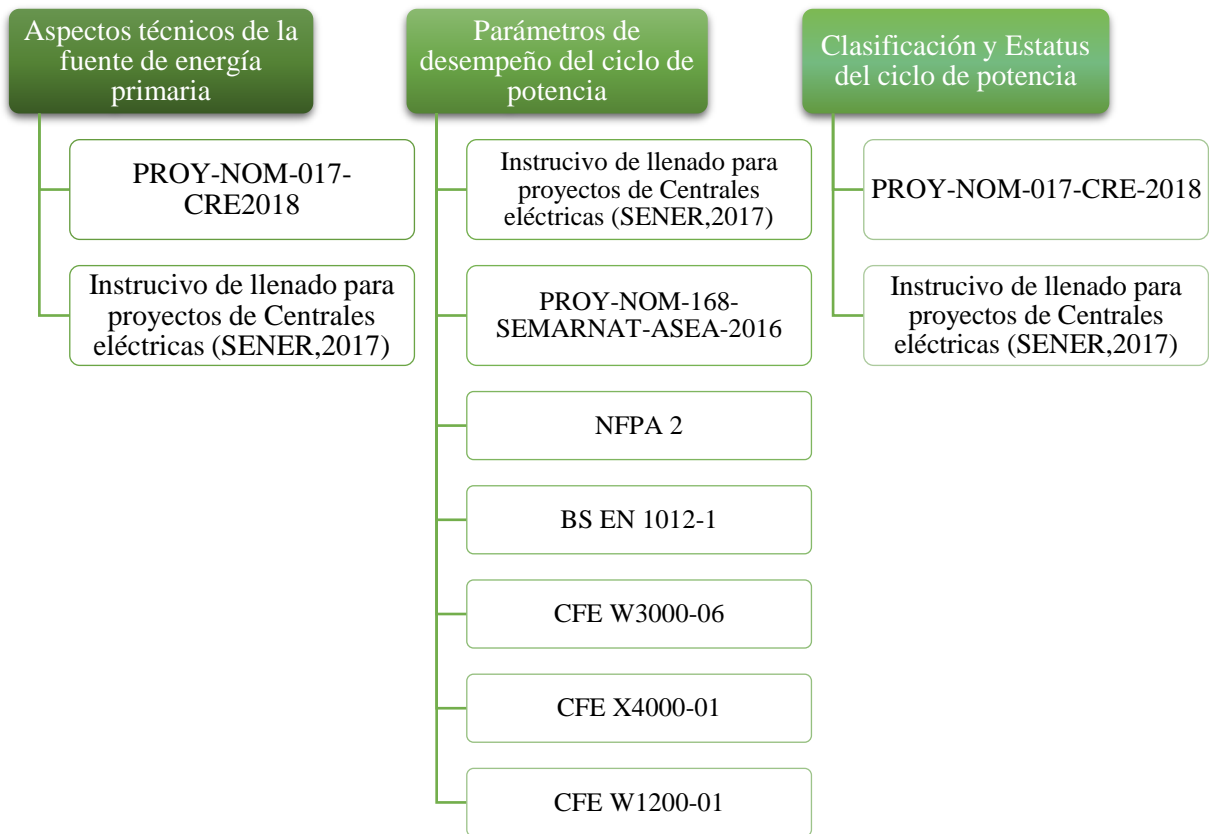


Figura 3.1-1 Desglose de instrumentos normativos empleadas para el diseño de la herramienta de seguimiento.

Los parámetros seleccionados y especificaciones de cada aspecto por instrumento consultado se listan a continuación:

PROY-NOM-017-CRE2018 (Diario Oficial de la Federación, 2016).

1. El ciclo de potencia debe hacer uso de Tecnología de generación de hidrógeno verde
2. La escala de capacidad debe ser menor a 10MW
3. Tipo de ciclo de potencia
4. Esquema del ciclo de potencia
5. Tipo de cogeneración (sólo si el tipo de ciclo de potencia es cogeneración)
6. Sector de implementación

ANEXO: Instructivo de llenado del formato de información de proyectos de centrales eléctricas. Del Aviso para presentar información sobre proyectos de centrales eléctricas para PRODESEN 2017-2031 (SENER, 2016).

1. Estatus del ciclo de potencia
 - a) Estatus
 - b) Fecha de arranque programada
 - c) Régimen de operación del ciclo
 - d) Riesgos y problemáticas actuales identificados, referentes a situaciones ajenas al proyecto
 - e) Vida útil del ciclo de potencia
 - f) Tiempo de antigüedad
2. Datos técnicos
 - a) Capacidad bruta
 - b) Capacidad neta
 - c) Generación neta media
 - d) Usos propios medio
3. Combustible
 - a) Tipo de combustible primario
 - b) Consumo medio de combustible primario
 - c) Tipo de combustible secundario
 - d) Consumo medio de combustible secundario
4. Eficiencia
 - a) Eficiencia bruta (η_b) (Eficiencia de la turbina)

$$\eta_b = \frac{W_{turbina}}{Q_{combustión}} \quad \text{Ec 1}$$

- b) Eficiencia neta (η_{net})

$$\eta_{net} = \frac{(W_{turbina} - W_{compresor})}{Q_{combustión}} \quad \text{Ec 2}$$

- c) Eficiencia del compresor (η_{comp})

$$\eta_{comp} = \frac{P_{comp}}{\text{Flujo volumétrico}} \quad \text{Ec 3}$$

5. Eficiencia y energía libre de combustible

- a) Tipo de energía empleada en el ciclo de potencia
- b) Energía eléctrica neta generada en el ciclo de potencia durante un periodo de tiempo definido (E)
- c) Energía de los combustibles no fósiles empleados en el ciclo de potencia durante un periodo definido (F_{EL})
- d) Energía de los combustibles fósiles empleados en el ciclo de potencia durante un periodo de tiempo definido (F)
- e) Cantidad total de energía aportada por los energéticos usados en el ciclo de potencia (F_{total})

$$F_{total} = F + F_{EL} \quad \text{Ec 4}$$

- f) Eficiencia eléctrica del ciclo de potencia (η_e)

$$\eta_e = \frac{E}{F_{total}} * 100 \quad \text{Ec 5}$$

- g) Criterio de eficiencia ($n_e \geq \eta_{Ref}$)

Tabla 3.1-1 Valores de referencia para los criterios de eficiencia (Comisión Reguladora de Energía, 2018)

Tecnología	n_{Ref}
Ciclo Combinado	50%
Combustión Interna	30%
Turbina de Gas	25%
Turbina de Vapor	22%

- h) Porcentaje de energía atribuible al combustible fósil (%F)

$$\%F = \frac{F}{F_{total}} \quad \text{Ec 6}$$

- i) Energía eléctrica proveniente de combustibles fósiles (EF)

$$EF = \%F * E \quad \text{Ec 7}$$

- j) Porcentaje de energía atribuible a la energía limpia ($\%F_{EL}$)

$$\%F_{EL} = \frac{F_{EL}}{F_{total}} \quad \text{Ec 8}$$

- k) Energía libre de combustible, energía proveniente de combustibles no fósiles (ELC)

$$ELC = \%F_{EL} * E \quad \text{Ec 9}$$

- l) Porcentaje de energía libre de combustible (%ELC)

$$\%ELC = \frac{ELC}{E} * 100 \quad \text{Ec 10}$$

6. Solar

- a) Radiación media del ciclo de potencia en un periodo de tiempo definido
- b) Radiación media mensual
- c) Horas de máxima radiación solar

PROY-NOM-168-SEMARNAT-ASEA-2016 (Diario Oficial de la Federación, 2016).

1. Tipo de turbina
2. Niveles máximos permisibles de emisión de las turbinas existentes
3. Niveles máximos permisibles de emisión de las turbinas nuevas

BS EN 1012-1 (British Standar, 1997)

1. Presión máxima del compresor
2. Temperatura de operación del compresor

NFPA 2 (NFPA, 2020)

1. Temperatura máxima de operación del hidrógeno antes de la autoignición

CFE W3000-06 (Comisión Federal de Electricidad, 1987)

2. Incremento de temperatura de la laminación en el compresor
3. Frecuencia del compresor
4. Tensión del compresor

CFE X4000-01 (Comisión Federal de Electricidad, 1998)

1. Condiciones de salida del sobrecalentador
2. Condiciones de salida del recalentador
3. Entrada al economizador
4. Entrada al recalentador

CFE W1200-01 (Comisión Federal de Electricidad, 1995)

1. Condiciones de vapor de la turbina
2. Presión de escape de la turbina
3. Temperatura máxima de la turbina
4. Frecuencia de la turbina
5. Composición en volumen

En una primera etapa se diseñó un documento que sintetiza los parámetros de desempeño y sus magnitudes de las etapas principales de una planta de energía. La estructura del documento se muestra en la *Tabla 3.1-2*, esta tabla será anexada a la herramienta de seguimiento operativo con el fin de que el personal pueda evaluar el estatuto del proceso. La tabla contendrá los valores estándar y límites operativos de acuerdo a la norma.

Tabla 3.1-2 Parámetros de desempeño

Equipo	Variable	Valor	Referencia
Compresor	Presión máxima		BS EN 1012-1 5.5.3.3

						Internacional
	Temperatura de operación					BS EN 1012-1 5.5.3.3 Internacional
	Temperatura máxima					NFPA 2-6.5.1.2 Internacional
	Incremento de temperatura de la laminación					CFE W3000-06 4.2.1.9.1 inciso h Nacional
	Frecuencia					CFE W3000-06 4.2.1.9.1 Nacional
	Tensión					CFE W3000-06 4.2.4.9.1 inciso b Nacional
Cámara de combustión	Salida del sobrecalentador					CFE X4000-01 5.1 Tabla 1 Nacional
	Salida de recalentador					CFE X4000-01 5.1 Tabla 1 Nacional
	Entrada al economizador					CFE X4000-01 5.1 Tabla 1 Nacional
	Entrada al recalentador					CFE X4000-01 5.1 Tabla 1 Nacional
Turbina	Condiciones de vapor					CFE W1200-01 5.5 Nacional
	Presión de escape					CFE W1200-01 5.6 Nacional
	Temperatura máxima					(Díaz Adasme, 2021) Internacional
	Frecuencia					CFE W1200-01 6.4 Nacional
	Composición en volumen					CFE W1200-01 7.2.6 Nacional
	Composición gases de descarga					PROY-NOM-168-SEMARNAT- ASEA-2016

Las celdas coloreadas de color amarillo representan los indicadores que deben ser determinados en la simulación.

3.2 Herramienta para seguimiento de desempeño y gestión de un ciclo de potencia sujeto a uso de hidrógeno solo o en mezcla con combustible convencional.

Los datos recopilados de la sección 3.1, se tomaron como base para diseñar la herramienta de seguimiento estableciendo cuatro principales aspectos: 1) Mediciones en Campo, 2) Identificadores del ciclo de potencia, 3) Estatus del ciclo de potencia y 4) Datos técnicos. Los factores que incluye cada apartado se describen en la Figura 3.2-1.

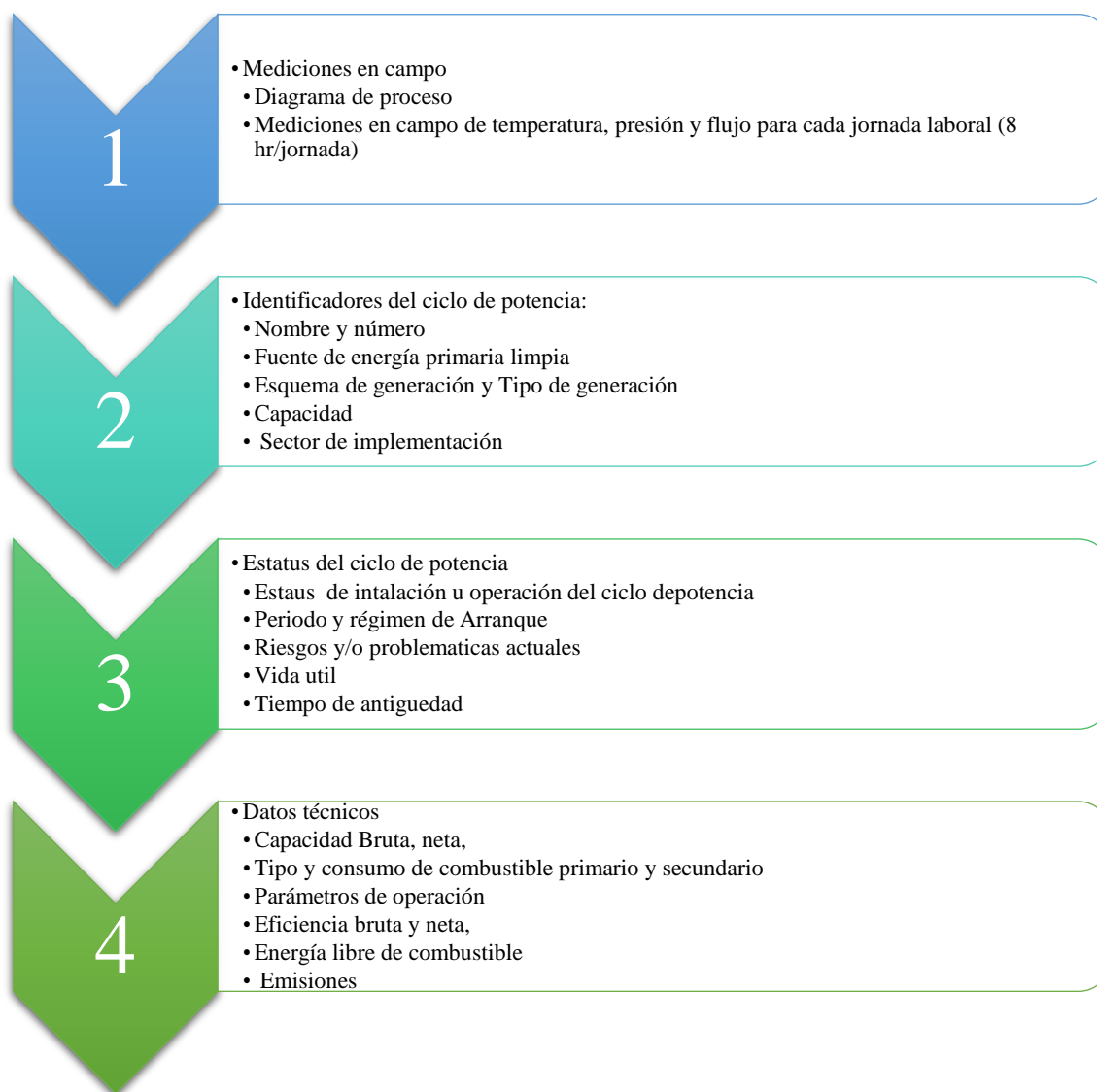


Figura 3.2-1 Apartados y factores contemplados en el diseño de la herramienta de seguimiento.

La información obtenida en la aplicación de este instrumento de seguimiento en la operación de un ciclo de potencia permitirá realizar estudios de evaluación de riesgos y análisis de optimización o mejoras del proceso operativo mediante: Análisis de fallas, Diagramas de causa-efecto, Chek list, etc.

3.3 Aplicar la herramienta de seguimiento a un caso de estudio basado en simulación en Aspen Plus, en diferentes escenarios.

El manejo de los datos energéticos recopilados con la herramienta de seguimiento para el ciclo de potencia, así como, el personal encargado del manejo de los datos se muestra en el siguiente diagrama de bloques (Figura 3.3-1).

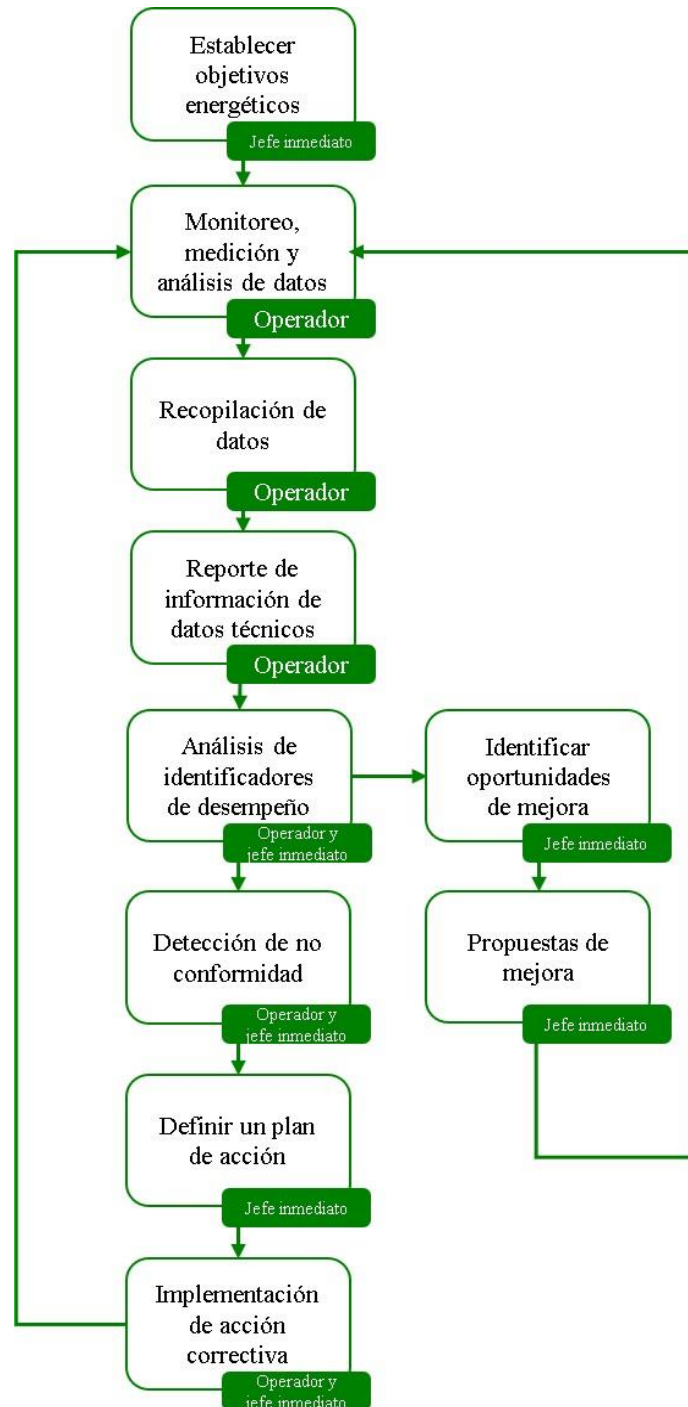


Figura 3.3-1 Gestión de datos recopilados por la herramienta de seguimiento para el ciclo de potencia

Se realizó la modelación conceptual de la planta de energía en Aspen Plus V8.8 contemplando las etapas principales del ciclo de potencia, empleando los métodos termodinámicos Peng-Robinson e Ideal para el cálculo de propiedades termodinámicas. Para la modelación se despreciaron las caídas de presión debido a tuberías y acoplamientos, considerando que las principales caídas de presión son desarrolladas por el compresor, bomba y turbinas, así mismo, se establecieron las siguientes consideraciones:

- Combustor

Para el caso específico de la caldera o sistema de recuperación de calor HRSG (heat recovery steam generator), tomando como base el diseño conceptual del esquema mostrado en la Figura 3.3-2. Este equipo en la simulación representa el punto de acoplamiento entre la turbina de gas y el ciclo de vapor.

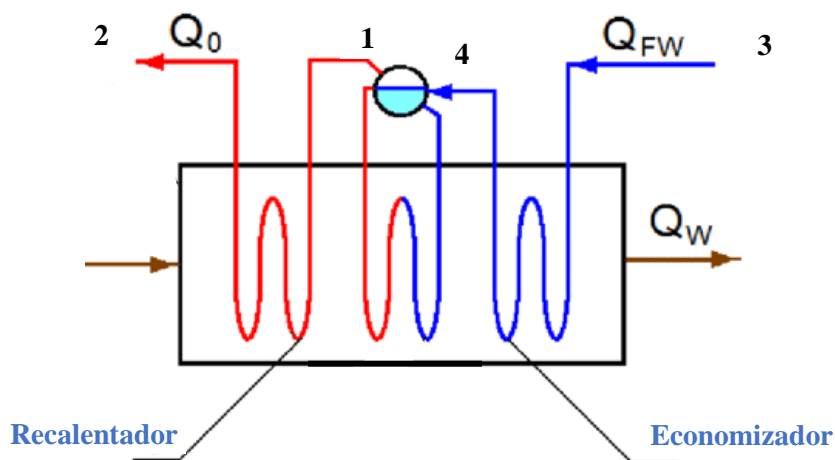


Figura 3.3-2 Elementos que conforman una caldera de recuperación de calor: 1) Entrada al recalentador, 2) Salida del sobrecalentador, 3) Entrada al economizador, 4) Salida de recalentador.

Para llevar a cabo la reacción de combustión se consideraron las cinéticas por puestas por Fernández, et al (2009).

- Turbina y compresor

Para la turbina, considerando que estas deben contar al menos con un lazo de control como el que se describe en la Figura 3.3-3. En la Figura 3.3-4 se muestra el típico de un compresor. Se considera que el seguimiento de los parámetros: condiciones térmicas del vapor, presión de escape, temperatura, flujo y composición de los gases de descarga, pueden ser determinados mediante las variables de estado de las corrientes de entrada y salida de la turbina.

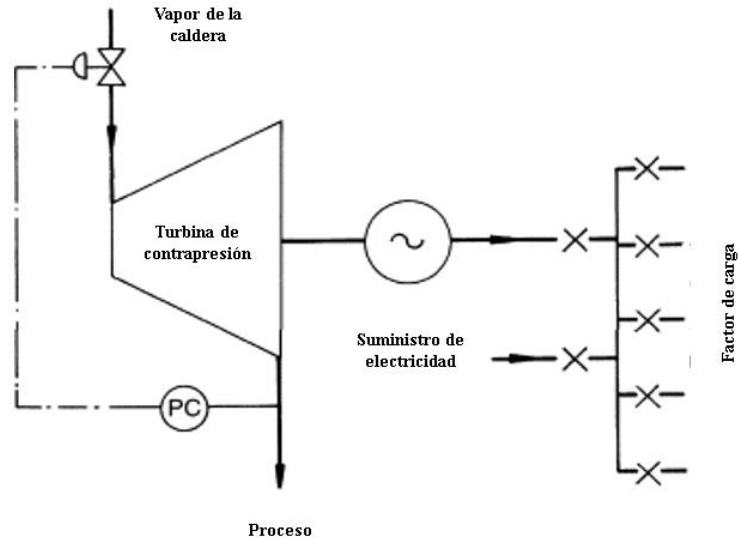


Figura 3.3-3 Diagrama de la turbina

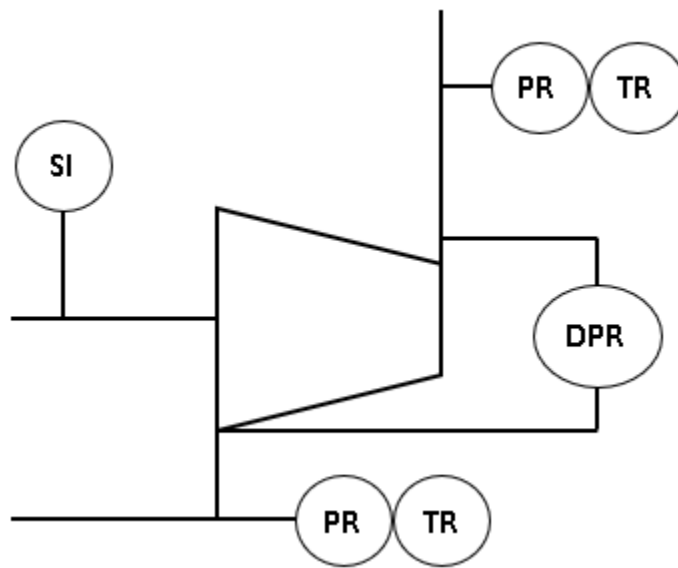


Figura 3.3-4 Diagrama DTI de un compresor

La dinámica de variación de las variables de estado en el fluido de trabajo de los ciclos de potencia puede ser simulada a partir de una sucesión de estados cuasi-estacionarios, por lo que se realizaron análisis de sensibilidad para evaluar el desempeño del proceso ante perturbaciones en la relación aire/combustible. El esquema del análisis de sensibilidad se muestra en la Figura 3.3-5.

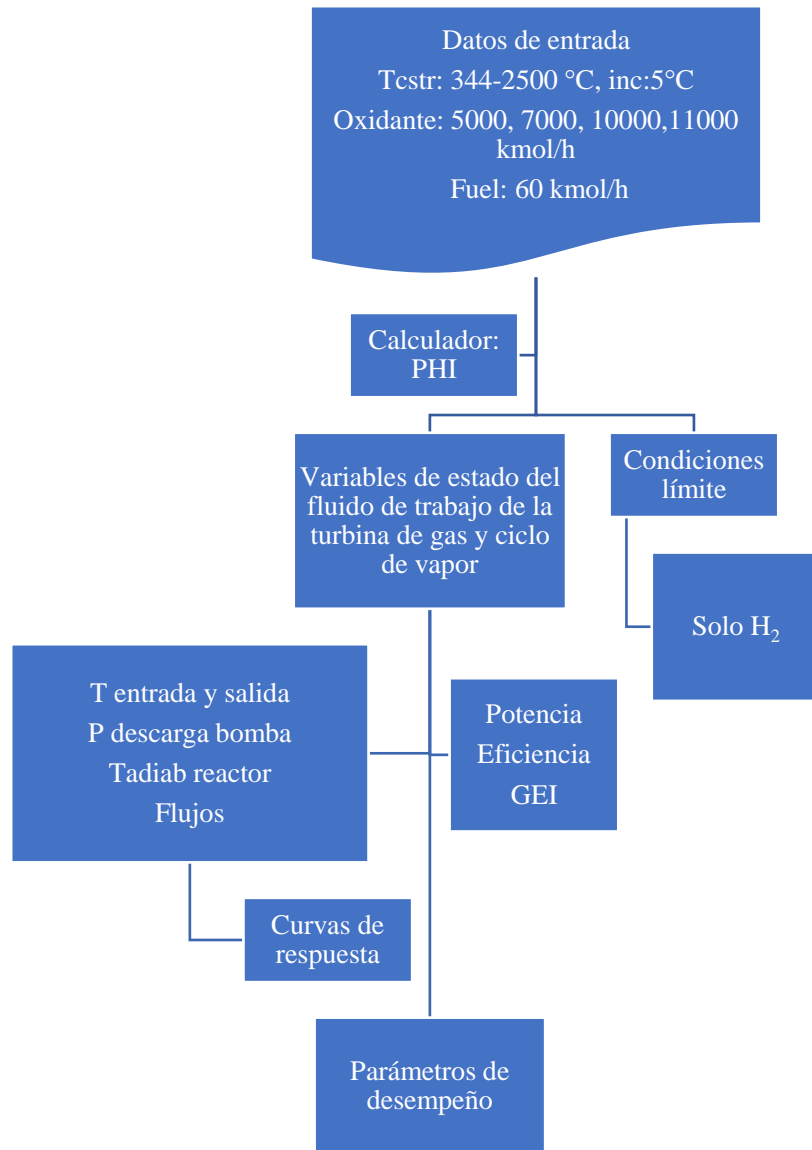


Figura 3.3-5 Diagrama de bloques de la ejecución de los análisis de sensibilidad

Capítulo IV: Resultados

En este apartado se muestran los resultados obtenidos de la base de datos generada, el diseño de la herramienta de seguimiento del ciclo de potencia, así como la implementación de la misma en diferentes casos de estudio.

4.1 Indicadores de desempeño relacionados con el uso de hidrógeno en plantas de energía.

En la Tabla 4.1-1 se muestra el documento generado respecto a la síntesis de parámetros de desempeño y sus magnitudes.

Tabla 4.1-1 Síntesis de parámetros de desempeño y sus magnitudes

Equipo	Variable	Valor				Referencia
Compresor	Presión máxima	1 Etapa <10 bar	1 Etapa ≥10 bar	Múltiples Etapas <10 bar	Múltiples Etapas ≥10 bar	BS EN 1012-1 5.5.3.3
	Temperatura de operación	1 Etapa 220°C	1 Etapa 200°C	Múltiples Etapas 180°C	Múltiples Etapas 160°C	BS EN 1012-1 5.5.3.3
	Temperatura máxima	<538°C				NFPA 2- 6.5.1.2
	Incremento de temperatura de la laminación	T<80°C				CFE W3000-06 4.2.1.9.1 inciso h
	Frecuencia	60 Hz				CFE W3000-06 4.2.1.9.1
	Tensión	460 V				CFE W3000-06 4.2.4.9.1 inciso b
Cámara de combustión	Salida del sobrecalentador	Presión manométrica del vapor 13.047 kPa		Temperatura de vapor 541°C		CFE X4000-01 5.1 Tabla 1
	Salida de recalentador	Presión manométrica del vapor 3237 kPa		Temperatura 541°C		CFE X4000-01 5.1 Tabla 1
	Entrada al economizador	Temperatura T=237°C				CFE X4000-01 5.1 Tabla 1
	Entrada al recalentador	Presión manométrica del		Temperatura de vapor 363°C		CFE X4000-01

		vapor 3434 kPa		5.1 Tabla 1
Turbina	Condiciones de vapor	Vapor inicial y Vapor recalentado T=538°C P=12.41 Mpa		CFE W1200-01 5.5
	Presión de escape	Absoluta P=11.1 kPa	Esfuerzo termodinámico P=5.1 kPa	CFE W1200-01 5.6
			Esfuerzo dinámico P=16.1 kPa	
	Temperatura máxima	<2116.85 °C Temperatura de flama adiabática		(Díaz Adasme, 2021)
	Frecuencia	58.5 a 60.5 Hz		CFE W1200-01 6.4
Composición en volumen	60% aire 40% hidrógeno		CFE W1200-01 7.2.6	

A continuación, se muestra la herramienta de seguimiento resultado de la integración de información recabada respecto a la normatividad en relación con los identificadores y datos técnicos de una planta de energía que emplea H₂ como combustible solo o en combinación con combustibles fósiles.

1. IDENTIFICACIÓN DEL CICLO DE POTENCIA

1.1 Nombre del ciclo de potencia			
1.2 Hace uso de Tecnología de generación de Hidrógeno Verde	<input type="checkbox"/> Si Continuar con los siguientes apartados	<input type="checkbox"/> No Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018	
1.3 Tipo de ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> Ciclo de vapor <input type="checkbox"/> Ciclo de gas <input type="checkbox"/> Ciclo combinado <input type="checkbox"/> Cogeneración		
1.4 Esquema del ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> Autoabastecimiento <input type="checkbox"/> Cogeneración <input type="checkbox"/> Exportación <input type="checkbox"/> Generación	<input type="checkbox"/> Importación <input type="checkbox"/> Pequeña producción <input type="checkbox"/> Usos Propios Continuos <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)	
1.5 Tipo de cogeneración	Seleccionar sólo si el tipo de esquema corresponde a cogeneración. Si el tipo de ciclo de potencia seleccionado es ciclo combinado, este apartado no aplica. <input type="checkbox"/> Tipo A <input type="checkbox"/> Tipo B <input type="checkbox"/> Tipo C		
1.6 Escala de capacidad instalada	<input type="checkbox"/> ≤ 10 MW Continuar con los siguientes apartados	<input type="checkbox"/> ≥ 10 MW Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018	
1.7 Sector de implementación	<input type="checkbox"/> Agricultura y Ganadería <input type="checkbox"/> Alimentos <input type="checkbox"/> Azucarero <input type="checkbox"/> Cementero <input type="checkbox"/> Comercio <input type="checkbox"/> Exportación <input type="checkbox"/> Farmacéutico <input type="checkbox"/> Generador <input type="checkbox"/> Gobierno	<input type="checkbox"/> Importación <input type="checkbox"/> Industrias Diversas <input type="checkbox"/> Manufacturero <input type="checkbox"/> Maquilador <input type="checkbox"/> Minero <input type="checkbox"/> Municipal <input type="checkbox"/> Productor Independiente <input type="checkbox"/> Papelero	<input type="checkbox"/> Pequeño productor <input type="checkbox"/> Petrolero <input type="checkbox"/> Petroquímico <input type="checkbox"/> Químico <input type="checkbox"/> Servicios <input type="checkbox"/> Siderúrgico <input type="checkbox"/> Textil <input type="checkbox"/> Turismo <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)

2. ESTATUS DEL CICLO DE POTENCIA

2.1 Estatus del ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> En diseño <input type="checkbox"/> Por iniciar obras <input type="checkbox"/> En construcción <input type="checkbox"/> Obra terminada (en fase de pruebas)	<input type="checkbox"/> Suspendido <input type="checkbox"/> Cancelado <input type="checkbox"/> Inactivo
-----------------------------------	--	--

2.2 Fecha programada de arranque del ciclo de potencia (dd/mm/aaa)	
2.3 Régimen de operación del ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> Arranques y paradas diarias <input type="checkbox"/> Arranques y paradas semanales <input type="checkbox"/> Funcionamiento continuo
2.4 Riesgos y problemáticas actuales identificados, referentes a situaciones ajenas al proyecto	<input type="checkbox"/> Sociales <input type="checkbox"/> Ambientales <input type="checkbox"/> Problemas en el suministro de combustible <input type="checkbox"/> Falta de infraestructura
2.5 Vida útil del ciclo de potencia (años)	<input type="checkbox"/> Menos de 25 años <input type="checkbox"/> Más de 25 años
2.6 Tiempo de antigüedad del ciclo de potencia (años)	T: _____ Años

3. DATOS TÉCNICOS

3.1 Capacidad Bruta (MW)	<input type="checkbox"/> < 10 MW Especificar: _____ MW	<input type="checkbox"/> >10 MW Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018
3.2 Capacidad Neta (MW)	<input type="checkbox"/> < 10 MW Especificar: _____ MW	<input type="checkbox"/> >10 MW Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018
3.3 Generación Bruta media (MWh) en 8 horas	Especificar: _____ MWh	
3.4 Generación Neta media (MWh) en 8 horas	Especificar: _____ MWh	
3.5 Usos propios medio (MWh) en 8 horas	Especificar: _____ MWh	

4. COMBUSTIBLE

4.1 Tipo de combustible primario	<input type="checkbox"/> Gas Natural <input type="checkbox"/> Bioenergéticos/biomasa <input type="checkbox"/> Hidrógeno verde <input type="checkbox"/> Hidrocarburos <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)	Porcentaje (%): _____
4.2 Consumo medio de combustible primario en 8 horas	Especificar: _____ Kg	
4.3 Tipo de combustible secundario	<input type="checkbox"/> Gas Natural <input type="checkbox"/> Bioenergéticos/biomasa <input type="checkbox"/> Hidrógeno verde <input type="checkbox"/> Hidrocarburos <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)	Porcentaje (%): _____
4.4 Consumo medio de combustible secundario en 8 horas	Especificar: _____ Kg	

5. PARÁMETROS DE OPERACIÓN

5.1 Compresor	Presión máxima	1 Etapa <10 bar	1 Etapa ≥10 bar	Múltiples Etapas <10 bar	Múltiples Etapas ≥10 bar
	Valor medido	P= bar	P= bar	P= bar	P= bar
	Temperatura de operación	1 Etapa 220°C	1 Etapa 200°C	Múltiples Etapas 180°C	Múltiples Etapas 160°C
	Valor medido	T= °C	T= °C	T= °C	T= °C
	Temperatura máxima	T<538°C			
	Incremento de temperatura	T<80°C			
	Frecuencia	Norma: 60 Hz		Valor medido= Hz	
	Tensión	Norma: 460 V		Valor medido= V	
5.2 Cámara de combustión	Entrada al recalentador	Presión manométrica del vapor P=3434 kPa		Temperatura de vapor T=363°C	
	Valor medido	P= kPa		T= °C	
	Salida del recalentador	Presión manométrica del vapor P=3237 kPa		Temperatura T=541°C	
	Valor medido	P= kPa		T= °C	
	Salida del sobrecalentador	Presión manométrica del vapor P=13.047kPa		Temperatura de vapor T=541°C	
	Valor medido	P= kPa		T= °C	
5.3 Turbina	Entrada al economizador	Temperatura norma T=237°C		Temperatura medida T= °C	
	Condiciones de vapor	Vapor inicial y Vapor recalentado T=538°C P=12.41 Mpa		Valores medidos T= °C P= Mpa	
	Presión de escape	Absoluta P=11.1 kPa	Esfuerzo termodinámico P=5.4 kPa	Esfuerzo dinámico P=16.1 kPa	
	Valor medido	P= kPa	P= kPa	P= kPa	
	Temperatura máxima	Temperatura de flama adiabática T<2116.85°C		Valor medido T= °C	
	Frecuencia	58.5 a 60.5 Hz		Valor medido Frecuencia= Hz	
Composición en volumen	Aire=60% Hidrógeno=40%		Aire= % Hidrógeno= %		

6. EFICIENCIA

6.1 Eficiencia Bruta (%)	Especificar (%): _____
6.2 Eficiencia Neta (%)	Especificar (%): _____

7. EFICIENCIA Y ENERGÍA LIBRE DE COMBUSTIBLE

Aspectos a considerar, criterios de eficiencia y porcentaje de energía libre

7.1 Tipo de energía empleada en el ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> Energía generada por el aprovechamiento de hidrógeno verde mediante su combustión. Omitir los puntos 6.4, 6.8 y 6.9	<input type="checkbox"/> Energía generada por el aprovechamiento de combustión de la mezcla de hidrógeno verde y combustible fósil.
7.2 Energía eléctrica neta generada en el ciclo de potencia durante 8 horas. (MWh)	E: _____ MWh	
7.3 Energía de los combustibles no fósiles empleados en el ciclo de potencia durante 8 horas, medida sobre el poder calorífico inferior (MWh)	F_{EL} : _____ MWh	
7.4 Energía de los combustibles fósiles empleados en el ciclo de potencia durante 8 horas, medida sobre el poder calorífico inferior (MWh)	F: _____ MWh	
7.5 Cantidad total de energía aportada por los energéticos usados en el ciclo de potencia (MWh)	$F_{Total} = F + F_{EL}$ F_{Total} : _____ MWh	
7.6 Eficiencia eléctrica del ciclo de potencia, expresada en porcentaje (%)	$\eta_e = \frac{E}{F_{Total}}$ η_e : _____ %	
7.7 Criterio de eficiencia, dependerá del tipo de tecnología utilizada en el ciclo de potencia.	$\eta_e \geq \eta_{Ref}$ Para: <input type="checkbox"/> Ciclo combinado: $\eta_{Ref} = 50\%$ <input type="checkbox"/> Combustión interna: $\eta_{Ref} = 30\%$ <input type="checkbox"/> Turbina de Gas: $\eta_{Ref} = 25\%$ <input type="checkbox"/> Turbina de Vapor: $\eta_{Ref} = 22\%$	$\eta_e \geq \eta_{Ref}$ η_e : _____ Cumple el criterio <input type="checkbox"/> Sí, Continuar con los puntos 6.8 a 6.12. <input type="checkbox"/> No, ajustar el proceso.
7.8 Porcentaje de energía atribuible al combustible fósil	$\%F = \frac{F}{F_{total}}$ %F: _____	
7.9 Energía eléctrica proveniente de combustibles fósiles (MWh)	$E_F = \%F * E$ E_F : _____ MWh	
7.10 Porcentaje de energía atribuible a la energía limpia	$\%F_{EL} = \frac{F_{EL}}{F_{total}}$ %F _{EL} : _____	
7.11 Energía libre de combustible, energía	$ELC = \%F_{EL} * E$ ELC: _____ MWh	

proveniente de combustibles no fósiles	
7.12 Porcentaje de energía libre de combustible	$\%ELC = \frac{ELC}{E}$ %ELC: _____

8. SOLAR

8.1 Radiación solar media del ciclo de potencia 8 horas (kWh/m ²)	Especificar: _____ kWh/m ²
8.2 Radiación media mensual (kWh/m ²)	Especificar: _____ kWh/m ²
8.3 Hora(s) de máxima radiación solar (h)	Especificar: _____ h

9. EMISIONES

9.1 Tipo de Turbina	<input type="checkbox"/> Turbina existente	<input type="checkbox"/> Turbina nueva
	Consultar apartado 8.2 para determinar el nivel máximo permisible de emisión	Consultar apartado 8.3 para determinar el nivel máximo permisible de emisión

9.2 Registro de emisiones de la turbina del ciclo de potencia

No. De medición	Óxidos de Nitrógeno Concentración en la emisión (ppmv)	Bióxido de azufre Concentración en la emisión (ppmv)	Compuesto		
			Emisión (ppmv)	Emisión total (ton)	Emisión energética (g/kWh)
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

9.2 Niveles máximos permisibles de emisión de las turbinas existentes	Óxidos de nitrógeno ppmv		Bióxido de azufre ppmv		Partículas totales mg/m ³	
	ZMVM 42	ZRP 93	ZMVM NA	ZRP 110	NA	NA
9.3 Niveles máximos permisibles de emisión de las turbinas nuevas	Óxidos de nitrógeno ppmv		Bióxido de azufre ppmv		Partículas totales mg/m ³	
	ZMVM 26	ZRP 26	ZMVM NA	Zrp 110	NA	NA

4.2 Aplicación de la herramienta de seguimiento a un caso de estudio basado en simulación en Aspen Plus, en diferentes escenarios.

4.2.1 Simulación

Empleando el simulador Aspen Plus V8.8 se realizó la modelación de un ciclo combinado el cual emplea como combustible hidrógeno (H_2). El proceso consiste en una turbina de gas acoplada energéticamente con un ciclo de vapor, en el cual el calor excedente del ciclo de la turbina de gas es aprovechado para producir el fluido de trabajo de la turbina de vapor, todo el ciclo se muestra en la Figura 4.2.1-1.

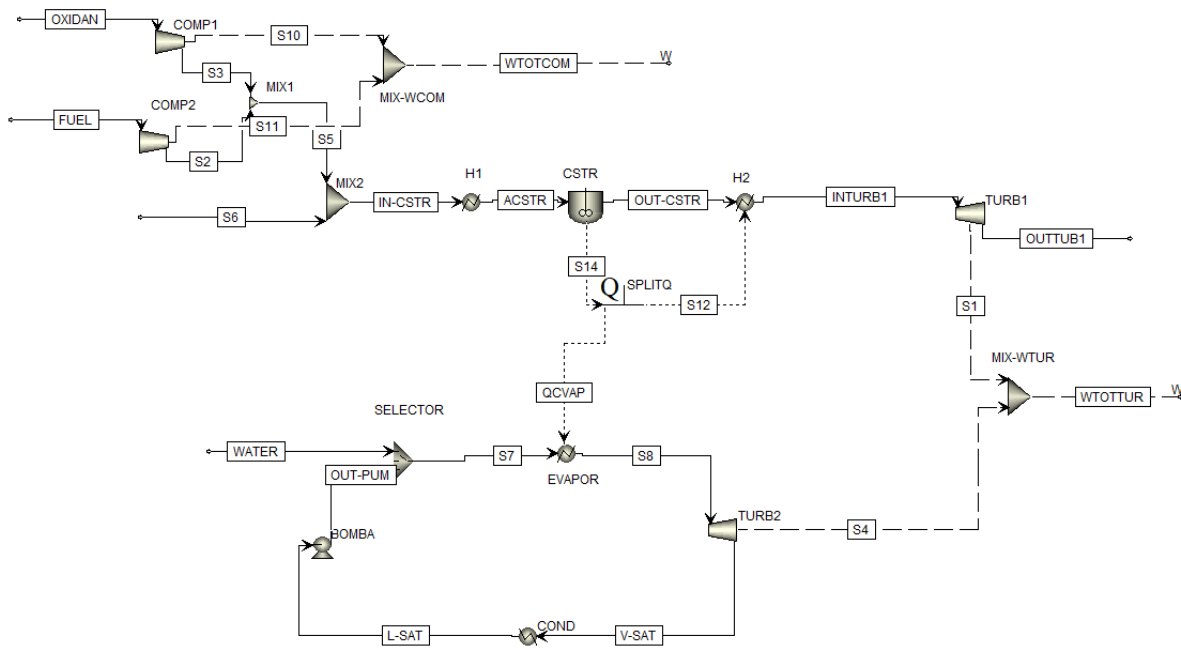


Figura 4.2.1-1 Ciclo combinado empleado en la simulación.

El proceso cuenta con dos alimentaciones frescas, en la primera corriente (OXIDAN) se alimenta aire a una temperatura de $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 1 atm , con la siguiente composición en fracción molar: 0.21 O_2 , 0.79 N_2 . La segunda corriente (FUEL), donde se alimenta el combustible a una temperatura de $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 1 atm , cuenta con la siguiente composición en fracción molar: 1.0 H_2 . Cada alimentación fresca es enviada al compresor (COMP1) y (COMP2) para ajustar la presión a 4 atm respectivamente, para posteriormente ser enviadas a un mezclador (MIX1) (Figura 4.2.1-2).

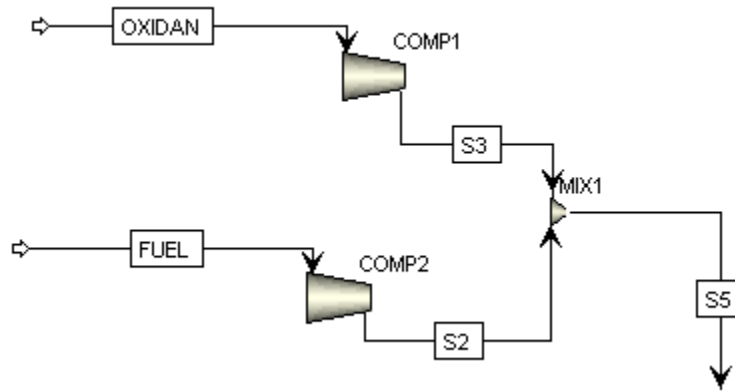


Figura 4.2.1-2. Corrientes de alimentación

La mezcla de aire-combustible resultante pasa por la corriente (IN-CSTR) hacia el intercambiador de calor (H1) para ser precalentada a una temperatura de 350 °C, siendo el valor medio del rango de temperaturas mencionadas en el apartado Ciclo Brayton, es enviada a un bloque combustor, representado en la Figura 4.2.1-3 con un recuadro en color rojo, compuesto por un reactor (CSTR), que opera a 344 °C y 4 atm, un Split (SPLITQ) y un intercambiador de calor (H2) que opera a la presión de salida del reactor, la corriente producto (OUT-CSTR) llega al intercambiador de calor (H2) en el cual se lleva a cabo la integración energética entre la turbina de gas (TURB1) y el evaporador (EVAPOR) del ciclo de vapor.

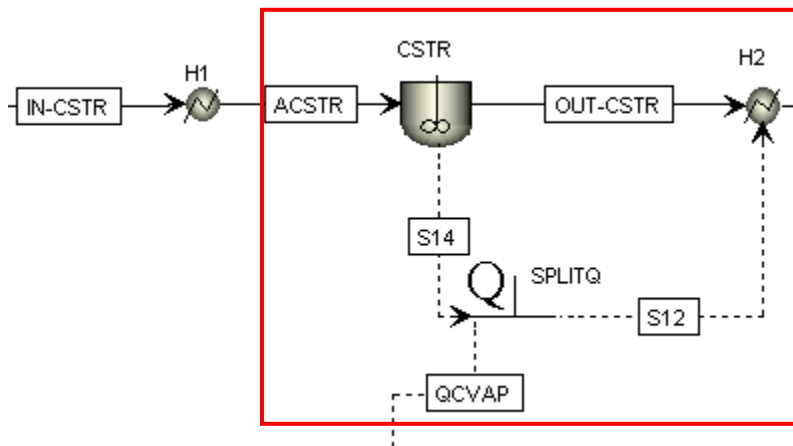


Figura 4.2.1-3. Cámara de combustión

Las cinéticas empleadas para la modelación del combustor son las reportadas por Fernández, et al. (2009). El mecanismo de reacción del proceso de combustión del H₂ (Fernández, et al., 2009) está conformado por 3 reacciones reversibles limitadas por el equilibrio y 4 reacciones irreversibles, representadas en la Figura 4.2.1-4. En donde la principal problemática es la presencia de radicales.

Stoichiometry	
H + O2	--> OH(MIXED) + O(MIXED)
H2 + O	--> OH(MIXED) + H(MIXED)
H2 + OH	--> WATER(MIXED) + H(MIXED)
HO2 + H	--> 2 OH(MIXED)
HO2 + H	--> H2(MIXED) + O2(MIXED)
HO2 + OH	--> WATER(MIXED) + O2(MIXED)
H + O2	--> HO2(MIXED)

Figura 4.2.1-4 Reacciones empleadas en el combustor

La corriente (INTURB1) que sale del combustor y de la integración energética con el ciclo de vapor, se conecta a una turbina de gas (TURB1), mostrado en la Figura 4.2.1-5, que opera a una temperatura no mayor a 510 °C y una presión de 1 atm, en donde los gases de combustión salen del ciclo por medio de la corriente (OUTTUB1).

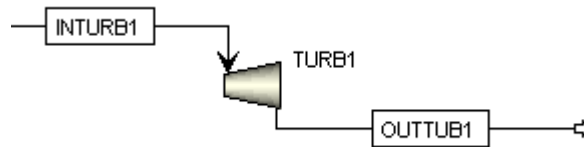


Figura 4.2.1-5. Turbina de gas y corriente de salida del ciclo de potencia

En la parte inferior del ciclo se encuentra una alimentación fresca de agua en la corriente (WATER) a una temperatura de 50°C y 4 atm. Esta corriente se conecta a un mezclador (SELECTOR), la corriente resultante (S7) se conecta a un evaporador (EVAPOR) que está programado para trabajar por medio de la integración energética de la cámara de combustión y la turbina de gas del ciclo, evaporando la corriente de agua que sale por la corriente (S8) donde se conecta la turbina de vapor (TURB2), la cual se estableció como criterio de diseño que la temperatura máxima de la turbina de vapor es de 600°C. El vapor saturado que sale de la turbina pasa por un condensador (CONDE) por medio de la corriente (V-SAT) para cambiar el estado del agua a líquido saturado que sale por la corriente (L-SAT) que se conecta a una bomba (BOMBA) para elevar la presión del agua a 4 atm y así pueda ser conectada por medio de la corriente (OUT-PUM) al mezclador (SELECTOR) y de esta manera cerrar el ciclo de potencia de la turbina de vapor. Lo anterior explicado se muestra en la Figura 4.2.1-6.

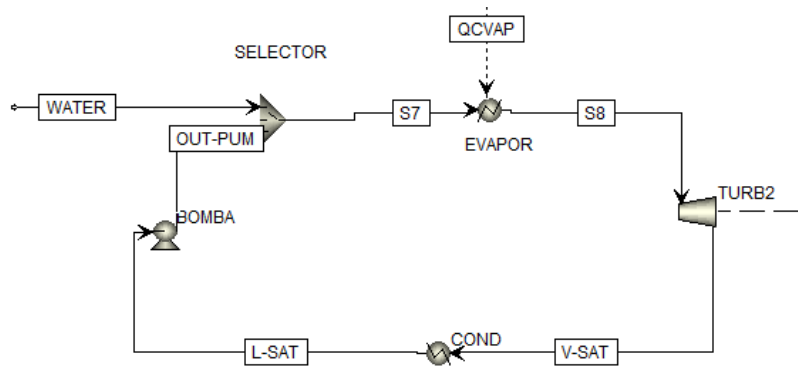


Figura 4.2.1-6. Ciclo de vapor

Para evaluar el efecto de la relación aire/combustible y la temperatura de entrada al sistema de reacción se realizó un análisis de sensibilidad en donde se definió ϕ , para cada valor de ϕ se determinó la cantidad de aire en la alimentación fresca considerando dos escenarios: 1) la alimentación fresca del combustible constante (10 kmol/hr), 2) el flujo total aire-combustible es constante. Para esta etapa se programó un código en fortran empleando un computador. Ya que al variar la relación aire/combustible las condiciones térmicas varían afectando la selectividad del mecanismo de reacción promoviendo la formación de radicales y compuestos no deseados como: OH, HO₂, O, H y H₂O₂, se programó una especificación de diseño para encontrar la temperatura que minimiza la presencia de estos compuestos en la descarga del reactor y maximizando la presencia de H₂O. Encontrándose que la concentración de estos compuestos son altamente sensibles a la temperatura por arriba de los 600°C. Sin embargo trabajando con $\phi < 0.2$ la sensibilidad disminuye.

Los indicadores de desempeño fueron evaluados empleando un análisis de sensibilidad.

4.2.2 Resultados de las simulaciones

En la Figura 4.2.2-1 se muestra la relación entre la proporción aire/combustible y el parámetro PHI, es importante mencionar que los rangos de variación del flujo de aire en relación al flujo del combustible alimentado se definieron en función de: 1) limitar la formación de radicales propios de mecanismo de reacción del proceso de combustión del H₂, así como, 2) satisfacer las necesidades de la capacidad máxima de potencia para la aplicación de la herramienta de seguimiento (10 MW). En la Figura 4.2.2-2 se muestra el resultado en cuanto a potencia neta de la planta de energía dentro del mismo rango de variación.

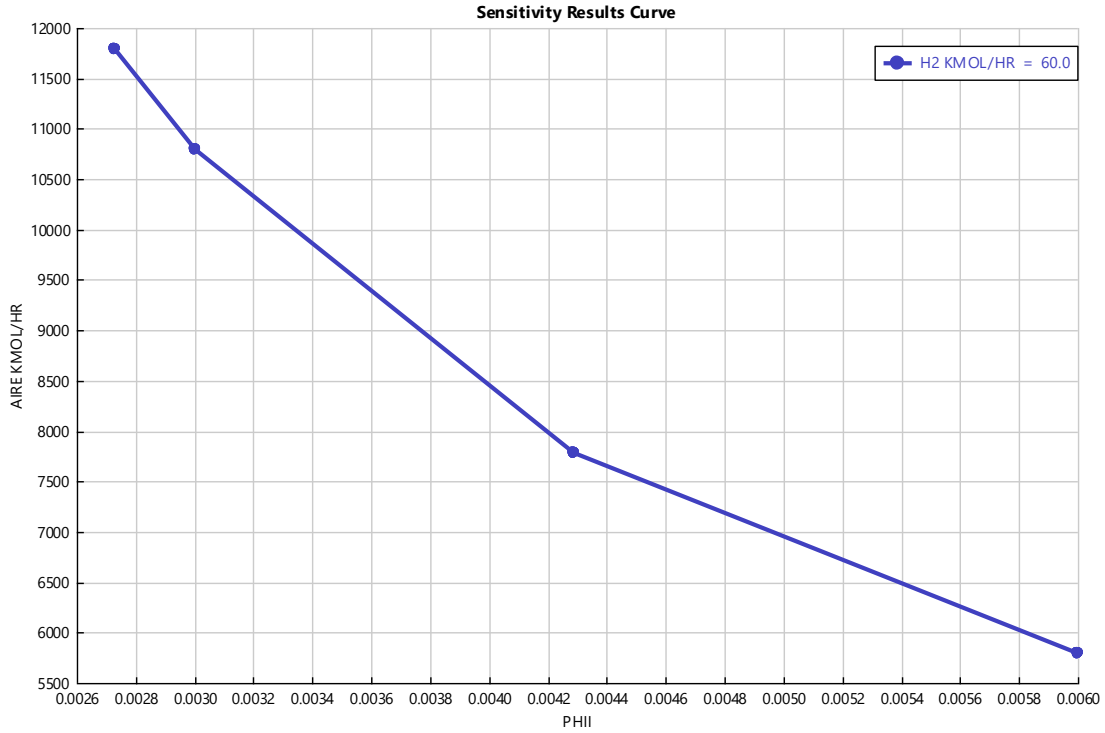


Figura 4.2.2-1 Rango de variación de la proporción aire/combustible para el sistema que trabaja con H₂ como único combustible

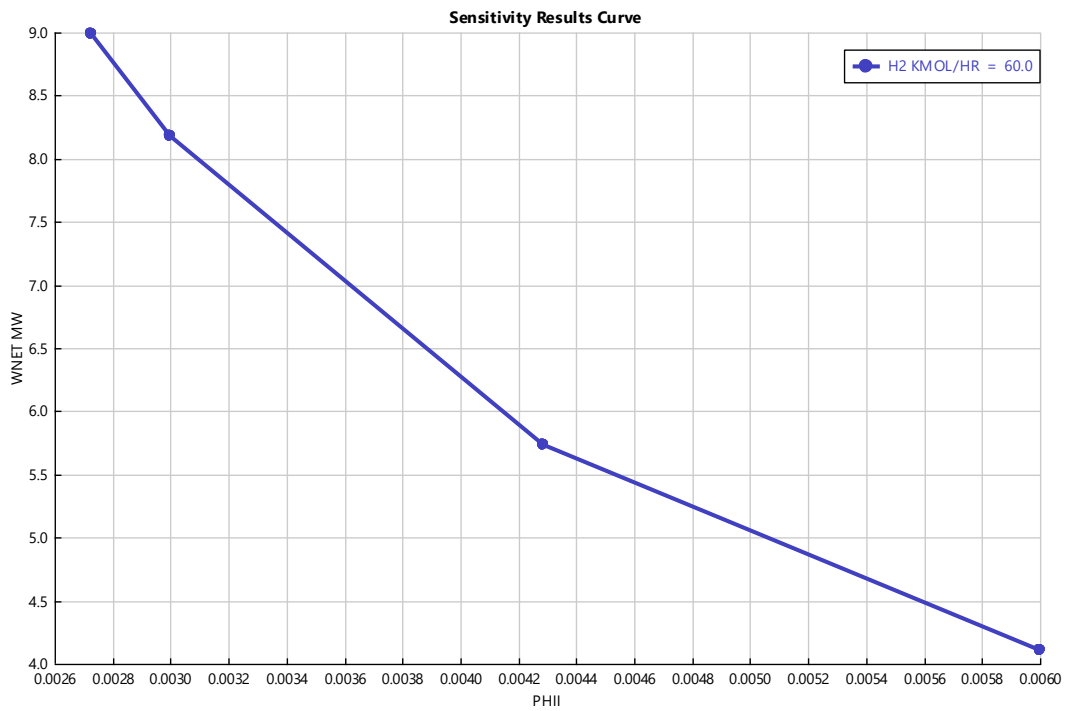
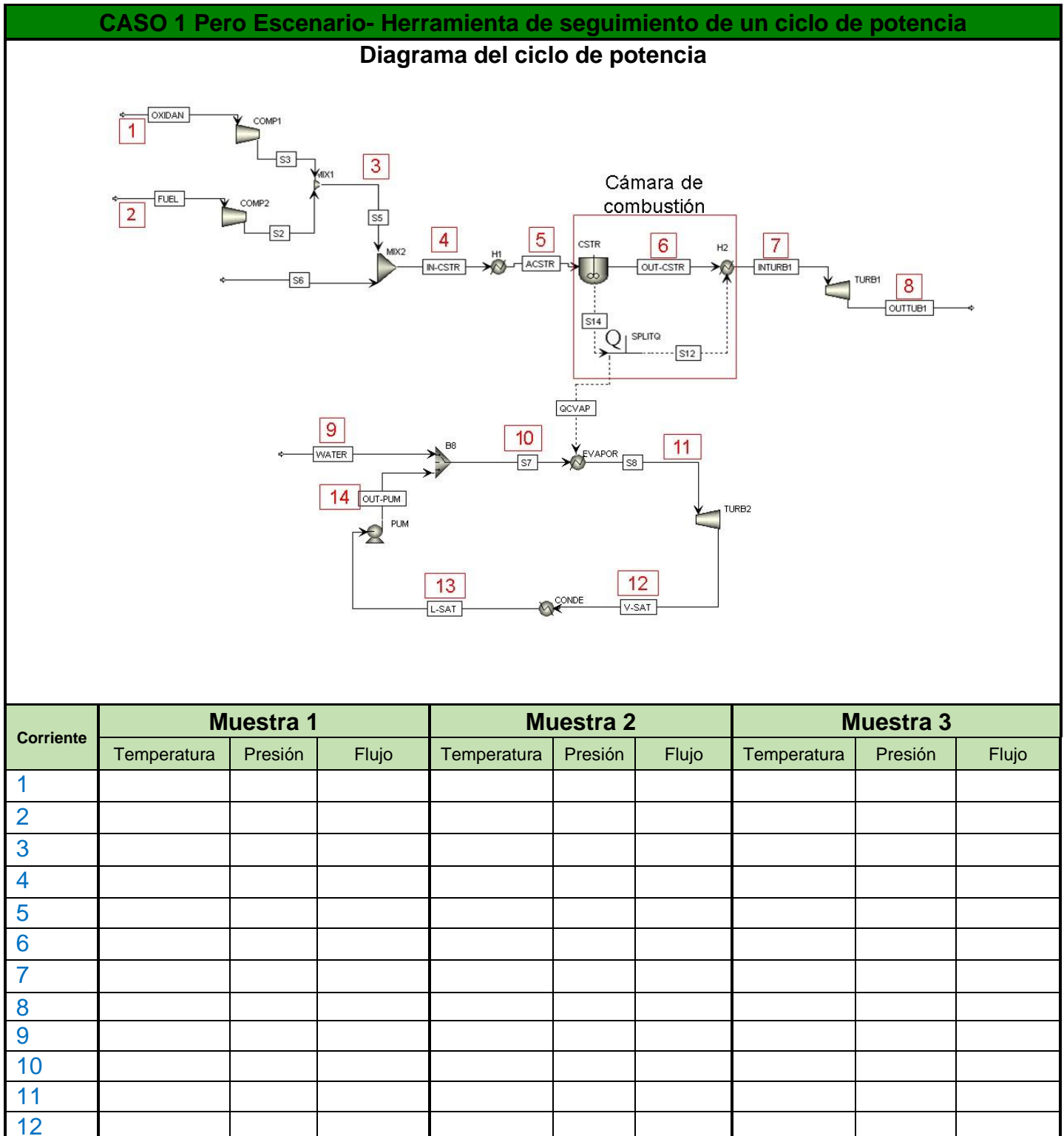


Figura 4.2.2-2 Relación de PHI y la potencia neta de la planta de energía

4.3 Aplicación de la herramienta de seguimiento a un caso de estudio basado en simulación en Aspen Plus, en diferentes escenarios.

A continuación, se muestran dos casos de estudio, evaluados en la herramienta de seguimiento en la cual, se busca mostrar el “mejor” y “peor” escenario.



1. IDENTIFICACIÓN DEL CICLO DE POTENCIA			
1.1 Nombre del ciclo de potencia	Facultad de Ingeniería Química, BUAP		
1.2 Hace uso de Tecnología de generación de Hidrógeno Verde	<input checked="" type="checkbox"/> Si Continuar con los siguientes apartados	<input type="checkbox"/> No Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018	
1.3 Tipo de ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> Ciclo de vapor <input type="checkbox"/> Ciclo de gas <input checked="" type="checkbox"/> Ciclo combinado <input type="checkbox"/> Cogeneración		
1.4 Esquema del ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> Autoabastecimiento <input type="checkbox"/> Cogeneración <input type="checkbox"/> Exportación <input type="checkbox"/> Generación	<input type="checkbox"/> Importación <input checked="" type="checkbox"/> Pequeña producción <input type="checkbox"/> Usos Propios Continuos <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)	
1.5 Tipo de cogeneración	Seleccionar sólo si el tipo de esquema corresponde a cogeneración. Si el tipo de ciclo de potencia seleccionado es ciclo combinado, este apartado no aplica. <input type="checkbox"/> Tipo A <input type="checkbox"/> Tipo B <input type="checkbox"/> Tipo C		
1.6 Escala de capacidad instalada	<input checked="" type="checkbox"/> ≤ 10 MW Continuar con los siguientes apartados	<input type="checkbox"/> ≥ 10 MW Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018	
1.7 Sector de implementación	<input type="checkbox"/> Agricultura y Ganadería <input type="checkbox"/> Alimentos <input type="checkbox"/> Azucarero <input type="checkbox"/> Cementero <input type="checkbox"/> Comercio <input type="checkbox"/> Exportación <input type="checkbox"/> Farmacéutico <input type="checkbox"/> Generador <input type="checkbox"/> Gobierno	<input type="checkbox"/> Importación <input type="checkbox"/> Industrias Diversas <input type="checkbox"/> Manufacturero <input type="checkbox"/> Maquilador <input type="checkbox"/> Minero <input type="checkbox"/> Municipal <input type="checkbox"/> Productor Independiente <input type="checkbox"/> Papelero	<input checked="" type="checkbox"/> Pequeño productor <input type="checkbox"/> Petrolero <input type="checkbox"/> Petroquímico <input type="checkbox"/> Químico <input type="checkbox"/> Servicios <input type="checkbox"/> Siderúrgico <input type="checkbox"/> Textil <input type="checkbox"/> Turismo <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)
2. ESTATUS DEL CICLO DE POTENCIA			
2.1 Estatus del ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> En diseño <input type="checkbox"/> Por iniciar obras <input type="checkbox"/> En construcción <input checked="" type="checkbox"/> Obra terminada (en fase de pruebas)	<input type="checkbox"/> Suspendido <input type="checkbox"/> Cancelado <input type="checkbox"/> Inactivo	
2.2 Fecha programada de arranque del ciclo de potencia (dd/mm/aaaa)	01/10/2022		
2.3 Régimen de operación del ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> Arranques y paradas diarias <input type="checkbox"/> Arranques y paradas semanales		

	<input checked="" type="checkbox"/> Funcionamiento continuo	
2.4 Riesgos y problemáticas actuales identificados, referentes a situaciones ajenas al proyecto	<input type="checkbox"/> Sociales <input type="checkbox"/> Ambientales <input checked="" type="checkbox"/> Problemas en el suministro de combustible <input type="checkbox"/> Falta de infraestructura	<input type="checkbox"/> Planes de ordenamiento territorial <input type="checkbox"/> Crecimiento demográfico <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)
2.5 Vida útil del ciclo de potencia (años)	<input checked="" type="checkbox"/> Menos de 25 años	<input type="checkbox"/> Más de 25 años
2.6 Tiempo de antigüedad del ciclo de potencia (años)	T: <u>0</u> Años	

3. DATOS TÉCNICOS

3.1 Capacidad Bruta (MW)	<input type="checkbox"/> < 10 MW Especificar: <u>10</u> MW	<input type="checkbox"/> >10 MW Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018
3.2 Capacidad Neta (MW)	<input type="checkbox"/> < 10 MW Especificar: <u>4.082</u> MW	<input type="checkbox"/> >10 MW Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018
3.3 Generación Bruta media (MWh) en 8 horas	Especificar: <u>61.724</u> MWh	
3.4 Generación Neta media (MWh) en 8 horas	Especificar: <u>32.656</u> MWh	
3.5 Usos propios medio (MWh) en 8 horas	Especificar: <u>61.724</u> MWh	

4. COMBUSTIBLE

4.1 Tipo de combustible primario	<input type="checkbox"/> Gas Natural <input type="checkbox"/> Bioenergéticos/biomasa <input checked="" type="checkbox"/> Hidrógeno verde <input type="checkbox"/> Hidrocarburos <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)	Porcentaje (%): <u>100</u>
4.2 Consumo medio de combustible primario en 8 horas	Especificar: <u>60</u> Kg	
4.3 Tipo de combustible secundario	<input type="checkbox"/> Gas Natural <input type="checkbox"/> Bioenergéticos/biomasa <input type="checkbox"/> Hidrógeno verde <input type="checkbox"/> Hidrocarburos <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)	Porcentaje (%): _____
4.4 Consumo medio de combustible secundario en 8 horas	Especificar: _____ Kg	

5. PARÁMETROS DE OPERACIÓN

5.1 Compresor	Presión máxima	1 Etapa <10 bar	1 Etapa ≥10 bar	Múltiples Etapas <10 bar	Múltiples Etapas ≥10 bar
---------------	----------------	-----------------	-----------------	--------------------------	--------------------------

	Valor medido	P= bar	P= bar	P= bar	P= bar
	Temperatura de operación	1 Etapa 220°C	1 Etapa 200°C	Múltiples Etapas 180°C	Múltiples Etapas 160°C
	Valor medido	T= °C	T= °C	T= °C	T= °C
	Temperatura máxima	T<538°C			
	Incremento de temperatura	T<80°C			
	Frecuencia	Norma: 60 Hz		Valor medido= Hz	
	Tensión	Norma: 460 V		Valor medido= V	
5.2 Cámara de combustión	Entrada al recalentador	Presión manométrica del vapor P=3434 kPa		Temperatura de vapor T=363°C	
	Valor medido	P= kPa		T= °C	
	Salida del recalentador	Presión manométrica del vapor P=3237 kPa		Temperatura T=541°C	
	Valor medido	P= kPa		T= °C	
	Salida del sobrecalentador	Presión manométrica del vapor P=13.047kPa		Temperatura de vapor T=541°C	
	Valor medido	P= kPa		T= °C	
	Entrada al economizador	Temperatura norma T=237°C		Temperatura medida T= °C	
5.3 Turbina	Condiciones de vapor	Vapor inicial y Vapor recalentado T=538°C P=12.41 Mpa		Valores medidos T= °C P= Mpa	
	Presión de escape	Absoluta P=11.1 kPa	Esfuerzo termodinámico P=5.4 kPa	Esfuerzo dinámico P=16.1 kPa	
	Valor medido	P= kPa	P= kPa	P= kPa	
	Temperatura máxima	Temperatura de flama adiabática T<2116.85°C		Valor medido T= °C	
	Frecuencia	58.5 a 60.5 Hz		Valor medido Frecuencia= Hz	
	Composición en volumen	Aire=60% Hidrógeno=40%		Aire= % Hidrógeno= %	
6. EFICIENCIA					
6.1 Eficiencia Bruta (%)	Especificar (%): _____				
6.2 Eficiencia Neta (%)	Especificar (%): _____				
7. EFICIENCIA Y ENERGÍA LIBRE DE COMBUSTIBLE					
Aspectos a considerar, criterios de eficiencia y porcentaje de energía libre					

7.1 Tipo de energía empleada en el ciclo de potencia	<input checked="" type="checkbox"/> Energía generada por el aprovechamiento de hidrógeno verde mediante su combustión. Omitir los puntos 6.4, 6.8 y 6.9	<input type="checkbox"/> Energía generada por el aprovechamiento de combustión de la mezcla de hidrógeno verde y combustible fósil.
7.2 Energía eléctrica neta generada en el ciclo de potencia durante 8 horas. (MWh)	E: <u>32.83</u> MWh	
7.3 Energía de los combustibles no fósiles empleados en el ciclo de potencia durante 8 horas, medida sobre el poder calorífico inferior (MWh)	F _{EL} : <u>235.735</u> MWh	
7.4 Energía de los combustibles fósiles empleados en el ciclo de potencia durante 8 horas, medida sobre el poder calorífico inferior (MWh)	F: <u>NO APLICA</u> MWh	
7.5 Cantidad total de energía aportada por los energéticos usados en el ciclo de potencia (MWh)	F _{Total} : F + F _{EL} F _{Total} : <u>235.735</u> MWh	
7.6 Eficiencia eléctrica del ciclo de potencia, expresada en porcentaje (%)	$\eta_e = \frac{E}{F_{Total}}$ η_e : <u>13.92</u> %	
7.7 Criterio de eficiencia, dependerá del tipo de tecnología utilizada en el ciclo de potencia.	$\eta_e \geq \eta_{Ref}$ Para: <input checked="" type="checkbox"/> Ciclo combinado: $\eta_{Ref} = 50\%$ <input type="checkbox"/> Combustión interna: $\eta_{Ref} = 30\%$ <input type="checkbox"/> Turbina de Gas: $\eta_{Ref} = 25\%$ <input type="checkbox"/> Turbina de Vapor: $\eta_{Ref} = 22\%$	$\eta_e \geq \eta_{Ref}$ η_e : <u>13.92</u> Cumple el criterio <input type="checkbox"/> Sí, Continuar con los puntos 6.8 a 6.12. <input checked="" type="checkbox"/> No, ajustar el proceso.
7.8 Porcentaje de energía atribuible al combustible fósil	$\%F = \frac{F}{F_{total}}$ %F: <u>NO APLICA</u>	
7.9 Energía eléctrica proveniente de combustibles fósiles (MWh)	$E_F = \%F * E$ E _F : <u>NO APLICA</u> MWh	
7.10 Porcentaje de energía atribuible a la energía limpia	$\%F_{EL} = \frac{F_{EL}}{F_{total}}$ %F _{EL} : <u>100</u>	
7.11 Energía libre de combustible, energía proveniente de combustibles no fósiles	$ELC = \%F_{EL} * E$ ELC: <u>3283.74</u> MWh	

7.12 Porcentaje de energía libre de combustible	$\%ELC = \frac{ELC}{E}$	%ELC: <u>100</u>
---	-------------------------	------------------

8. SOLAR

8.1 Radiación solar media del ciclo de potencia 8 horas (kWh/m ²)	Especificar: _____ kWh/m ²
8.2 Radiación media mensual (kWh/m ²)	Especificar: _____ kWh/m ²
8.3 Hora(s) de máxima radiación solar (h)	Especificar: _____ h

9. EMISIONES

9.1 Tipo de Turbina	<input type="checkbox"/> Turbina existente	<input checked="" type="checkbox"/> Turbina nueva
	Consultar apartado 8.2 para determinar el nivel máximo permisible de emisión	Consultar apartado 8.3 para determinar el nivel máximo permisible de emisión

9.2 Registro de emisiones de la turbina del ciclo de potencia

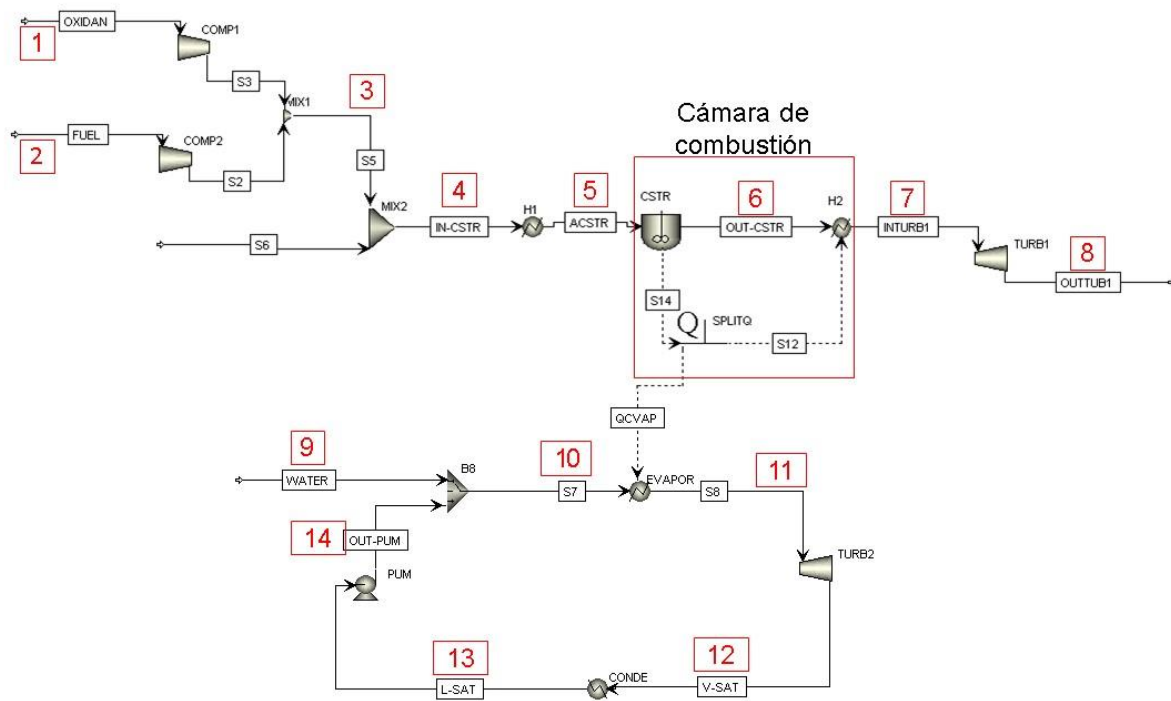
No. De medición	Óxidos de Nitrógeno Concentración en la emisión (ppmv)	Bióxido de azufre Concentración en la emisión (ppmv)	Compuesto		
			Emisión (ppmv)	Emisión total (ton)	Emisión energética (g/kWh)
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

9.3 Niveles máximos permisibles de emisión de las turbinas existentes	Óxidos de nitrógeno ppmv		Bióxido de azufre ppmv		Partículas totales mg/m ³	
	ZMVM 42	ZRP 93	ZMVM NA	ZRP 110	NA	NA

9.4 Niveles máximos permisibles de emisión de las turbinas nuevas	Óxidos de nitrógeno ppmv		Bióxido de azufre ppmv		Partículas totales mg/m ³	
	ZMVM 26	ZRP 26	ZMVM NA	Zrp 110	NA	NA

CASO 2 Mejor escenario - Herramienta de seguimiento de un ciclo de potencia

Diagrama del ciclo de potencia



Corriente	Muestra 1			Muestra 2			Muestra 3		
	Temperatura	Presión	Flujo	Temperatura	Presión	Flujo	Temperatura	Presión	Flujo
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									

1. IDENTIFICACIÓN DEL CICLO DE POTENCIA			
1.1 Nombre del ciclo de potencia	Facultad de Ingeniería Química, BUAP		
1.2 Hace uso de Tecnología de generación de Hidrógeno Verde	<input checked="" type="checkbox"/> Si Continuar con los siguientes apartados		<input type="checkbox"/> No Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018
Tipo de ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> Ciclo de vapor <input type="checkbox"/> Ciclo de gas <input checked="" type="checkbox"/> Ciclo combinado <input type="checkbox"/> Cogeneración		
Esquema del ciclo de potencia	2 Autoabastecimiento 3 Cogeneración 4 Exportación 5 Generación		<input type="checkbox"/> Importación <input checked="" type="checkbox"/> Pequeña producción <input type="checkbox"/> Usos Propios Continuos <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)
5.1 Tipo de cogeneración	Seleccionar sólo si el tipo de esquema corresponde a cogeneración. Si el tipo de ciclo de potencia seleccionado es ciclo combinado, este apartado no aplica. 6 Tipo A 7 Tipo B 8 Tipo C		
8.1 Escala de capacidad instalada	9 <input checked="" type="checkbox"/> 10 MW Continuar con los siguientes apartados		<input type="checkbox"/> ≥ 10 MW Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018
9.1 Sector de implementación	<input type="checkbox"/> Agricultura y Ganadería <input type="checkbox"/> Alimentos <input type="checkbox"/> Azucarero <input type="checkbox"/> Cementero <input type="checkbox"/> Comercio <input type="checkbox"/> Exportación <input type="checkbox"/> Farmacéutico <input type="checkbox"/> Generador <input type="checkbox"/> Gobierno	<input type="checkbox"/> Importación <input type="checkbox"/> Industrias Diversas <input type="checkbox"/> Manufacturero <input type="checkbox"/> Maquilador <input type="checkbox"/> Minero <input type="checkbox"/> Municipal <input type="checkbox"/> Productor Independiente <input type="checkbox"/> Papelero	<input checked="" type="checkbox"/> Pequeño productor <input type="checkbox"/> Petrolero <input type="checkbox"/> Petroquímico <input type="checkbox"/> Químico <input type="checkbox"/> Servicios <input type="checkbox"/> Siderúrgico <input type="checkbox"/> Textil <input type="checkbox"/> Turismo <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)
2. ESTATUS DEL CICLO DE POTENCIA			
2.1 Estatus del ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> En diseño <input type="checkbox"/> Por iniciar obras <input type="checkbox"/> En construcción <input checked="" type="checkbox"/> Obra terminada (en fase de pruebas)		<input type="checkbox"/> Suspendido <input type="checkbox"/> Cancelado <input type="checkbox"/> Inactivo
2.2 Fecha programada de arranque del ciclo de potencia (dd/mm/aaaa)	01/10/2022		

2.3 Régimen de operación del ciclo de potencia	<input type="checkbox"/> Arranques y paradas diarias <input type="checkbox"/> Arranques y paradas semanales <input checked="" type="checkbox"/> Funcionamiento continuo	
2.4 Riesgos y problemáticas actuales identificados, referentes a situaciones ajenas al proyecto	<input type="checkbox"/> Sociales <input type="checkbox"/> Ambientales <input checked="" type="checkbox"/> Problemas en el suministro de combustible <input type="checkbox"/> Falta de infraestructura	<input type="checkbox"/> Planes de ordenamiento territorial <input type="checkbox"/> Crecimiento demográfico <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)
2.5 Vida útil del ciclo de potencia (años)	<input checked="" type="checkbox"/> Menos de 25 años	<input type="checkbox"/> Más de 25 años
2.6 Tiempo de antigüedad del ciclo de potencia (años)	T: <u>0</u> Años	

3. DATOS TÉCNICOS

3.1 Capacidad Bruta (MW)	<input type="checkbox"/> < 10 MW Especificar: <u>10</u> MW	<input type="checkbox"/> >10 MW Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018
3.2 Capacidad Neta (MW)	<input type="checkbox"/> < 10 MW Especificar: <u>8.991</u> MW	<input type="checkbox"/> >10 MW Esta herramienta no aplica, consultar PROY-NOM-017-CRE-2018
3.3 Generación Bruta media (MWh) en 8 horas	Especificar: <u>119.51</u> MWh	
3.4 Generación Neta media (MWh) en 8 horas	Especificar: <u>71.934</u> MWh	
3.5 Usos propios medio (MWh) en 8 horas	Especificar: <u>119.51</u> MWh	

4. COMBUSTIBLE

4.1 Tipo de combustible primario	<input type="checkbox"/> Gas Natural <input type="checkbox"/> Bioenergéticos/biomasa <input checked="" type="checkbox"/> Hidrógeno verde <input type="checkbox"/> Hidrocarburos <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)	Porcentaje (%): <u>100</u>
4.2 Consumo medio de combustible primario en 8 horas	Especificar: <u>60</u> Kg	
4.3 Tipo de combustible secundario	<input type="checkbox"/> Gas Natural <input type="checkbox"/> Bioenergéticos/biomasa <input type="checkbox"/> Hidrógeno verde <input type="checkbox"/> Hidrocarburos <input type="checkbox"/> Otro (Especificar)	Porcentaje (%): _____
4.4 Consumo medio de combustible secundario en 8 horas	Especificar: _____ Kg	

1. PARÁMETROS DE OPERACIÓN

5.1 Compresor	Presión máxima	1 Etapa <10 bar	1 Etapa ≥10 bar	Múltiples Etapas	Múltiples Etapas
---------------	----------------	-----------------	-----------------	------------------	------------------

				<10 bar	≥10 bar
	Valor medido	P= bar	P= bar	P= bar	P= bar
	Temperatura de operación	1 Etapa 220°C	1 Etapa 200°C	Múltiples Etapas 180°C	Múltiples Etapas 160°C
	Valor medido	T= °C	T= °C	T= °C	T= °C
	Temperatura máxima	T<538°C			
	Incremento de temperatura	T<80°C			
	Frecuencia	Norma: 60 Hz		Valor medido= Hz	
Tensión	Norma: 460 V		Valor medido= V		
5.2 Cámara de combustión	Entrada al recalentador	Presión manométrica del vapor P=3434 kPa		Temperatura de vapor T=363°C	
	Valor medido	P= kPa		T= °C	
	Salida del recalentador	Presión manométrica del vapor P=3237 kPa		Temperatura T=541°C	
	Valor medido	P= kPa		T= °C	
	Salida del sobrecalentador	Presión manométrica del vapor P=13.047kPa		Temperatura de vapor T=541°C	
	Valor medido	P= kPa		T= °C	
5.3 Turbina	Entrada al economizador	Temperatura norma T=237°C		Temperatura medida T= °C	
	Condiciones de vapor	Vapor inicial y Vapor recalentado T=538°C P=12.41 Mpa		Valores medidos T= °C P= Mpa	
	Presión de escape	Absoluta P=11.1 kPa	Esfuerzo termodinámico P=5.4 kPa	Esfuerzo dinámico P=16.1 kPa	
	Valor medido	P= kPa	P= kPa	P= kPa	
	Temperatura máxima	Temperatura de flama adiabática T<2116.85°C		Valor medido T= °C	
	Frecuencia	58.5 a 60.5 Hz		Valor medido Frecuencia= Hz	
Composición en volumen	Aire=60% Hidrógeno=40%		Aire= % Hidrógeno= %		
5. EFICIENCIA					
5.1 Eficiencia Bruta (%)	Especificar (%): _____				
5.2 Eficiencia Neta (%)	Especificar (%): _____				
6. EFICIENCIA Y ENERGÍA LIBRE DE COMBUSTIBLE					
Aspectos a considerar, criterios de eficiencia y porcentaje de energía libre					

6.1 Tipo de energía empleada en el ciclo de potencia	<input checked="" type="checkbox"/> Energía generada por el aprovechamiento de hidrógeno verde mediante su combustión. Omitir los puntos 6.4, 6.8 y 6.9	<input type="checkbox"/> Energía generada por el aprovechamiento de combustión de la mezcla de hidrógeno verde y combustible fósil.
6.2 Energía eléctrica neta generada en el ciclo de potencia durante 8 horas. (MWh)	E: <u>71.934</u> MWh	
6.3 Energía de los combustibles no fósiles empleados en el ciclo de potencia durante 8 horas, medida sobre el poder calorífico inferior (MWh)	F _{EL} : <u>107.611</u> MWh	
6.4 Energía de los combustibles fósiles empleados en el ciclo de potencia durante 8 horas, medida sobre el poder calorífico inferior (MWh)	F: <u>NO APLICA</u> MWh	
6.5 Cantidad total de energía aportada por los energéticos usados en el ciclo de potencia (MWh)	F _{Total} : F + F _{EL} F _{Total} : <u>107.611</u> MWh	
6.6 Eficiencia eléctrica del ciclo de potencia, expresada en porcentaje (%)	$\eta_e = \frac{E}{F_{Total}}$ η_e : <u>66.84</u> %	
6.7 Criterio de eficiencia, dependerá del tipo de tecnología utilizada en el ciclo de potencia.	$\eta_e \geq \eta_{Ref}$ Para: <input checked="" type="checkbox"/> Ciclo combinado: $\eta_{Ref} = 50\%$ <input type="checkbox"/> Combustión interna: $\eta_{Ref} = 30\%$ <input type="checkbox"/> Turbina de Gas: $\eta_{Ref} = 25\%$ <input type="checkbox"/> Turbina de Vapor: $\eta_{Ref} = 22\%$	$\eta_e \geq \eta_{Ref}$ η_e : <u>66.84</u> Cumple el criterio <input checked="" type="checkbox"/> Sí, Continuar con los puntos 6.8 a 6.12. <input type="checkbox"/> No, ajustar el proceso.
6.8 Porcentaje de energía atribuible al combustible fósil	$\%F = \frac{F}{F_{total}}$ $\%F$: <u>NO APLICA</u>	
6.9 Energía eléctrica proveniente de combustibles fósiles (MWh)	$E_F = \%F * E$ E _F : <u>NO APLICA</u> MWh	
6.10 Porcentaje de energía atribuible a la energía limpia	$\%F_{EL} = \frac{F_{EL}}{F_{total}}$ $\%F_{EL}$: <u>100</u>	
6.11 Energía libre de combustible, energía proveniente de combustibles no fósiles	$ELC = \%F_{EL} * E$ ELC: <u>7193.46</u> MWh	

6.12 Porcentaje de energía libre de combustible	$\%ELC = \frac{ELC}{E}$	%ELC: <u>100</u>
---	-------------------------	------------------

7. SOLAR

7.1 Radiación solar media del ciclo de potencia 8 horas (kWh/m ²)	Especificar: _____ kWh/m ²
7.2 Radiación media mensual (kWh/m ²)	Especificar: _____ kWh/m ²
7.3 Hora(s) de máxima radiación solar (h)	Especificar: _____ h

8. EMISIONES

8.1 Tipo de Turbina	<input type="checkbox"/> Turbina existente	<input checked="" type="checkbox"/> Turbina nueva
	Consultar apartado 8.2 para determinar el nivel máximo permisible de emisión	Consultar apartado 8.3 para determinar el nivel máximo permisible de emisión

8.2 Registro de emisiones de la turbina del ciclo de potencia

No. De medición	Óxidos de Nitrógeno Concentración en la emisión (ppmv)	Bióxido de azufre Concentración en la emisión (ppmv)	Compuesto		
			Emisión (ppmv)	Emisión total (ton)	Emisión energética (g/kWh)
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

8.2 Niveles máximos permisibles de emisión de las turbinas existentes	Óxidos de nitrógeno ppmv		Bióxido de azufre ppmv		Partículas totales mg/m ³	
	ZMVM 42	ZRP 93	ZMVM NA	ZRP 110	NA	NA

8.3 Niveles máximos permisibles de emisión de las turbinas nuevas	Óxidos de nitrógeno ppmv		Bióxido de azufre ppmv		Partículas totales mg/m ³	
	ZMVM 26	ZRP 26	ZMVM NA	Zrp 110	NA	NA

Las dinámicas de variación de las variables de estado en los puntos de estudio de los dos casos de estudio presentados, se muestran a continuación.

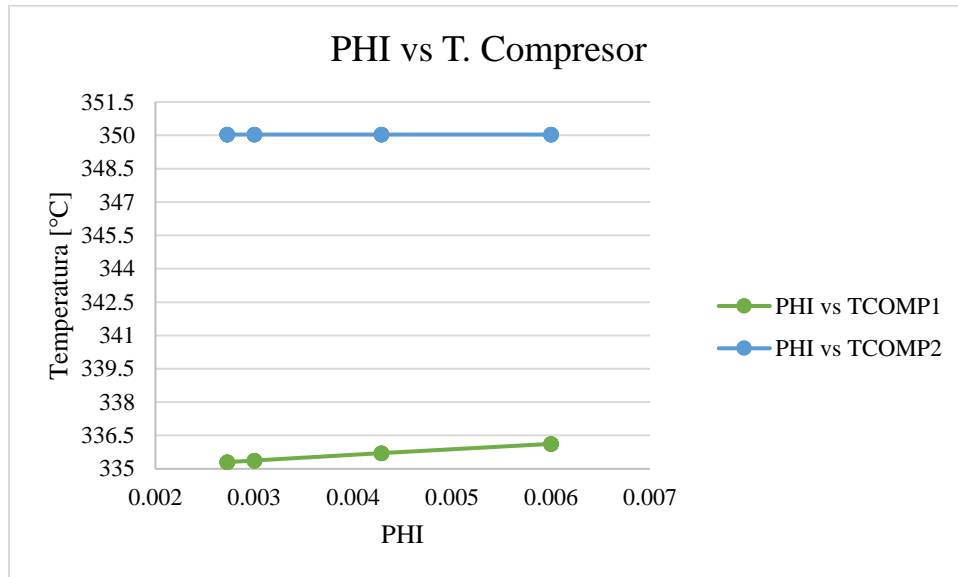


Figura 4.3-1 Temperatura del COMP1 y COMP2 vs el parámetro PHI

En la figura anterior se observa que, para ambos casos de estudio las temperaturas de operación del compresor se encuentran fuera de los rangos de operación, sin embargo, el COMP1 (Peor escenario) y COMP2 (Mejor escenario) no superan la temperatura máxima de operación de 538°C.

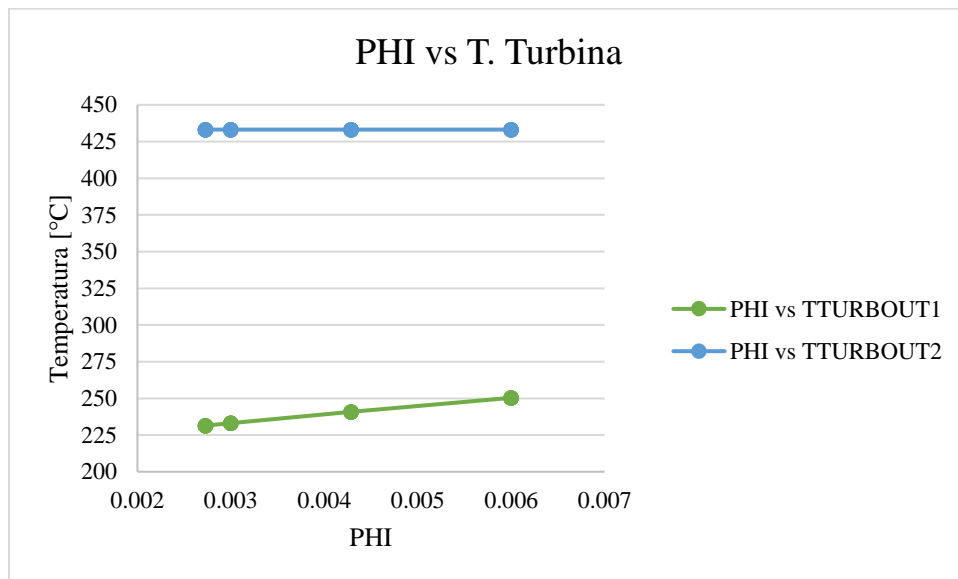


Figura 4.3-2 Temperatura de salida de TURB1 y TURB2 vs el parámetro PHI

De igual forma, en la Figura 4.3-2, se muestra la temperatura del flujo de salida de las turbinas TURB1 (Peor escenario) y TURB2 (Mejor escenario), observándose que para

ambos casos las turbinas se encuentran por debajo de la temperatura de operación, sin embargo, la turbina TURB1 se aleja del valor de temperatura recomendada de 538°C.

A continuación, se muestra el efecto que tiene el PHI sobre parámetros que se encuentran dentro de la herramienta de seguimiento, para los dos casos de estudio.

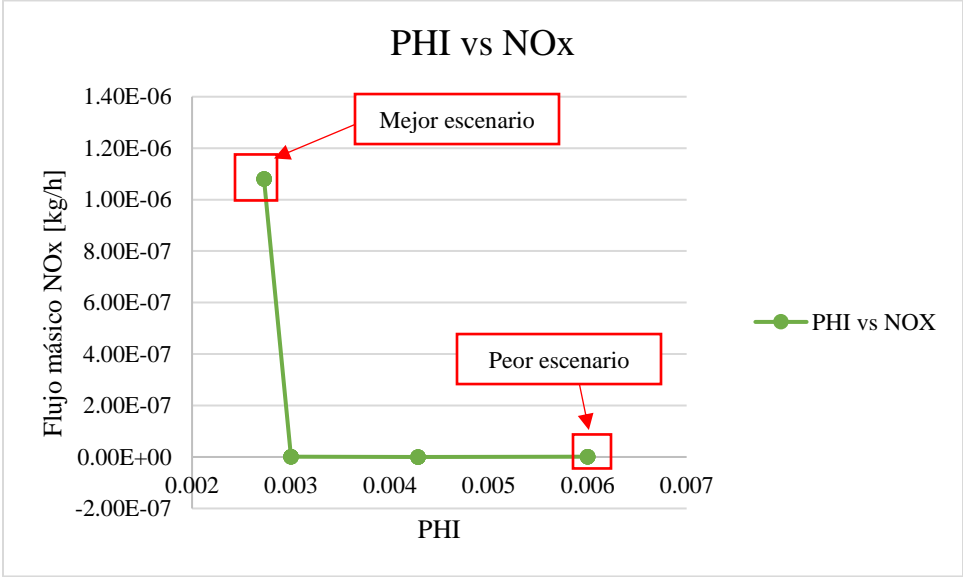


Figura 4.3-3 Emisiones de gases NOx vs parámetro PHI

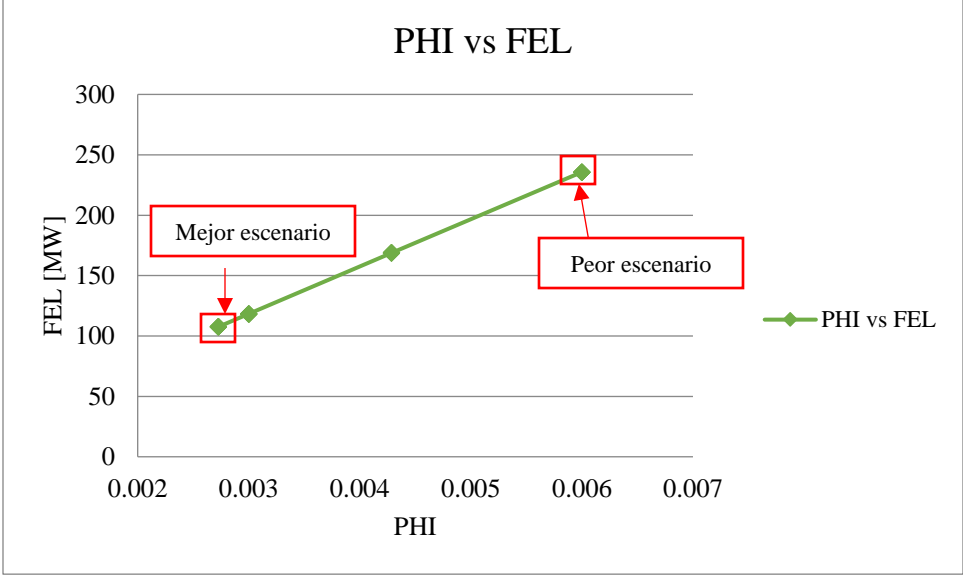


Figura 4.3-4 Energía de los combustibles no fósiles vs el parámetro PHI

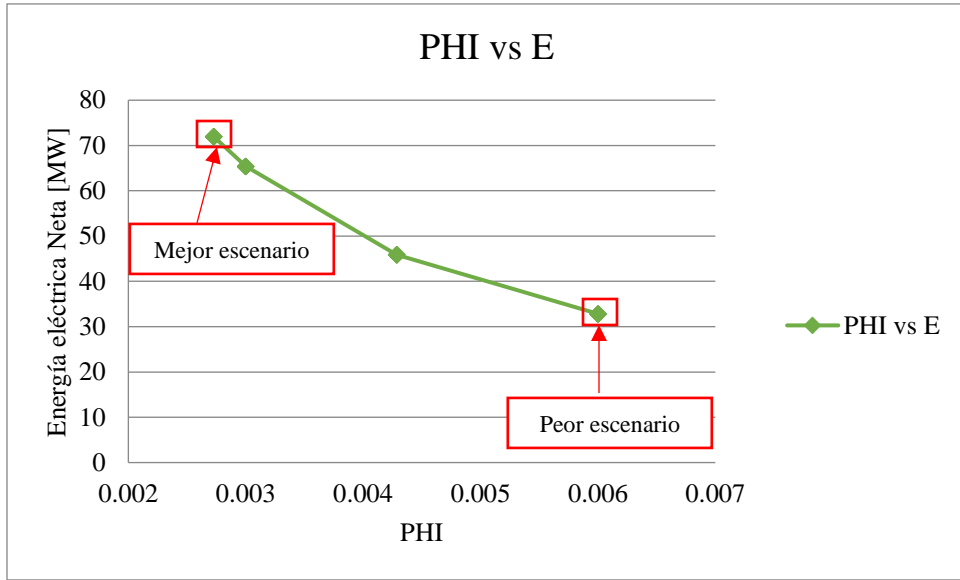


Figura 4.3-5 Energía eléctrica neta vs el parámetro PHI

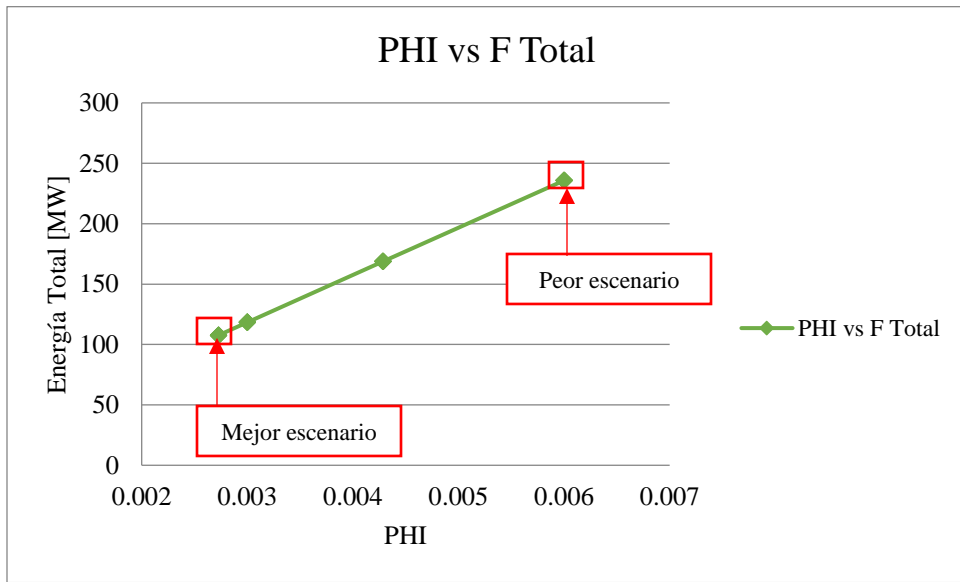


Figura 4.3-6 Energía total producida vs el parámetro PHI

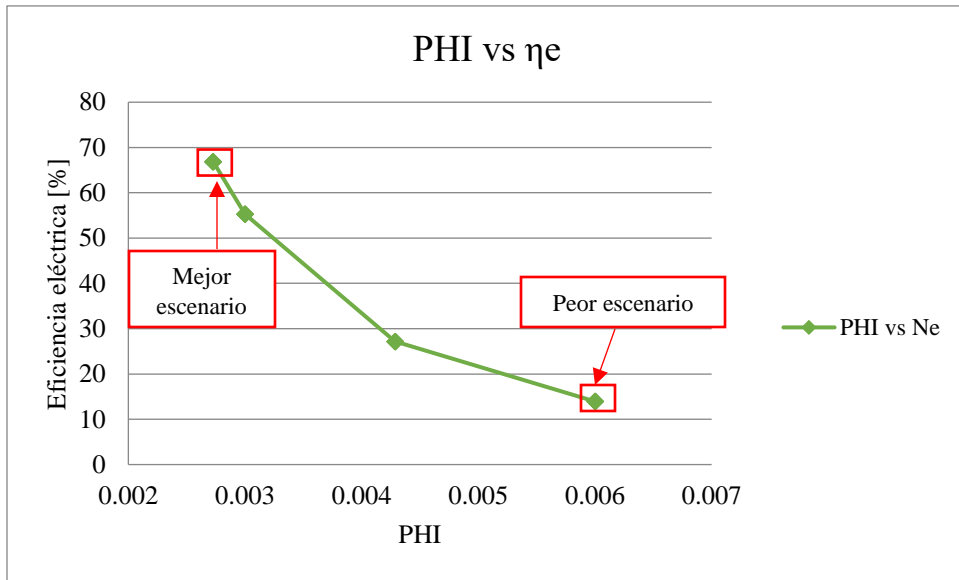


Figura 4.3-7 Eficiencia eléctrica vs el parámetro PHI

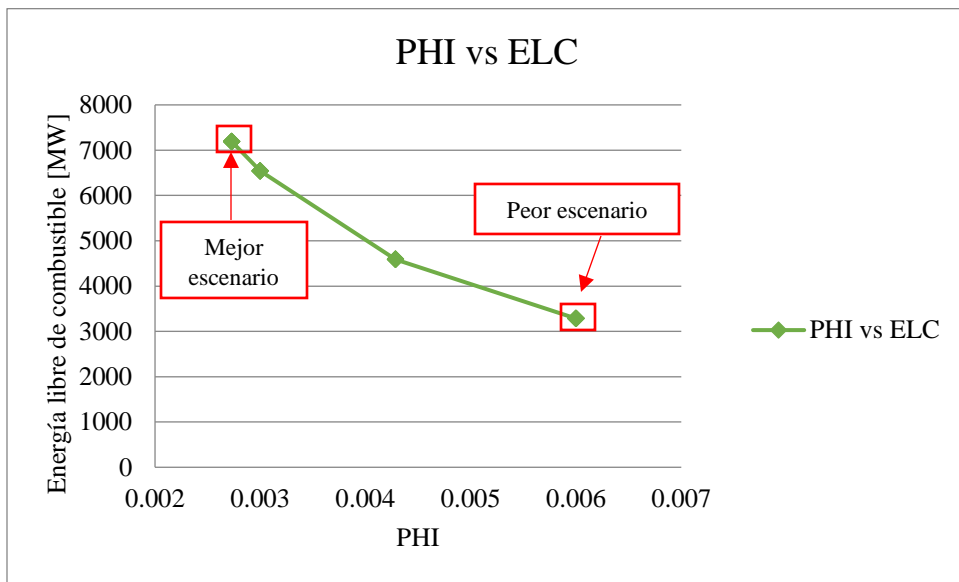


Figura 4.3-8 Energía libre combustible vs el parámetro PHI

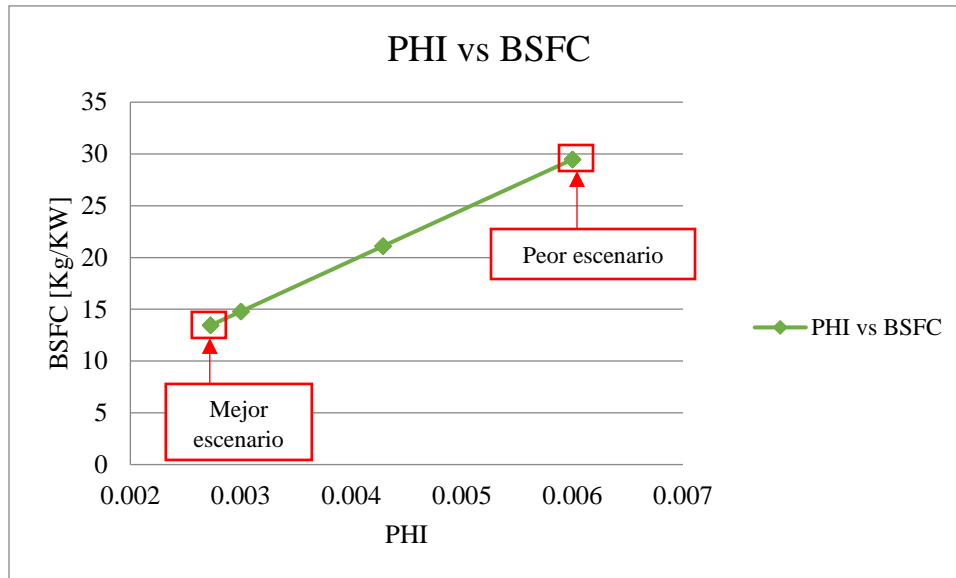


Figura 4.3-9 Relación entre los parámetros BSFC y PHI

En cada caso se muestra que PHI está directamente ligado a parámetros de la herramienta de seguimiento asociados con términos de combustión, generación de energía, potencia y eficiencia del ciclo. Por lo que es importante utilizar la relación Aire/Combustible adecuada que busque maximizar la combustión del combustible sin disminuir el desempeño energético del ciclo de potencia.

Por otro lado, se observa que el “Peor escenario” no cumple con el parámetro de eficiencia eléctrica establecido por la norma PROY-NOM-017-CRE2018 (Diario Oficial de la Federación, 2016). Por lo que se dispondría a definir y ejecutar un plan de acción para satisfacer los parámetros de eficiencia eléctrica como se definió en la Figura 3.3-1.

4.4 Evaluación de resultados obtenidos de la aplicación de la herramienta de seguimiento para el desarrollo de propuestas de mejora.

La herramienta fue aplicada a la evaluación de casos en el diseño conceptual de una planta de energía con capacidad no mayor de 10 MW en la materia de Eficiencia Energética. Cabe mencionar que en una etapa inicial no se conocía las especificaciones definidas para el ciclo de potencia sin embargo una vez que se proporcionó la herramienta el estudiante logró identificar de forma fácil el tipo de ciclo de potencia los parámetros de desempeño y el poder identificar si el diseño preliminar cumplía o no con los límites máximos permisibles para el aseguramiento de la adecuada operación del proceso.

1. Capacidad bruta (0 punto)

[Más detalles](#)

[Información](#)

● < 10 MW	9
● > 10 MW	1



Figura 4.4-1 Identificación de la capacidad bruta de la planta

3. Fuente de energía primaria (0 punto)

[Más detalles](#)

[Información](#)

● Gas Natural	4
● Bioenergético o biomasa	0
● Hidrógeno Verde	0
● Hidrocarburos	6
● Otro	0



Figura 4.4-2 Identificación de la fuente de energía primaria del ciclo de potencia

4. Consumo de fuente de energía primaria (kg/hr) (0 punto)

[Más detalles](#)

10
Respuestas

Respuestas más recientes

"8000"
"1283.4208"
"1371.52"

Figura 4.4-3 Identificación de consumo de fuente de energía primaria en el ciclo de potencia

7. Eficiencia Bruta (%) (0 punto)

[Más detalles](#)

10
Respuestas

Respuestas más recientes

"56.8"

"56.6621"

"0.5680"

Figura 4.4-4 Cálculo de la eficiencia bruta del ciclo de potencia

9. Capacidad de generación de electricidad de la planta de cogeneración (0 punto)

[Más detalles](#)

[Información](#)

● <0.5 MW (40 %)	9
● 0.5-0.6 MW (44 %)	0
● 0.6-15 MW (47 %)	1
● 15-30 MW (48 %)	0
● 30-150 MW (51 %)	0
● 150-300 MW (52 %)	0
● > 300 (53 %)	0

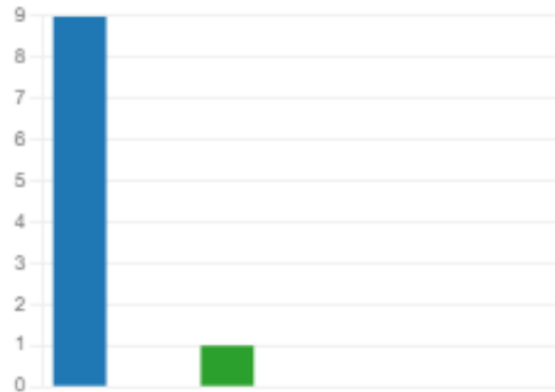


Figura 4.4-5 Identificación de la capacidad de generación de energía del ciclo de potencia

12. Energía de los combustibles fósiles (MWh) => F (0 punto)

[Más detalles](#)

10
Respuestas

Respuestas más recientes

"7369.85"


"0.53MWh"

"0.053356911"

Figura 4.2.2-6 Energía de los combustibles fósiles calculado

14. Eficiencia eléctrica del ciclo de potencia, expresada en porcentaje : $Eff= E/F_{tot}$ (0 punto)

[Más detalles](#)

 Información

● <10 %	0
● 10-20 %	1
● 21-30 %	0
● 31-40%	1
● 41-50%	0
● 51-60%	8
● 61-70%	0
● >70%	0

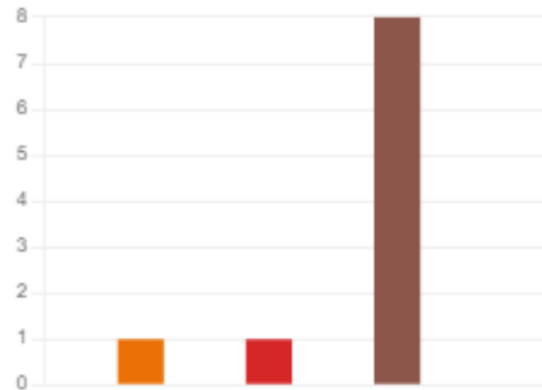


Figura 4.4-7 Eficiencia eléctrica calculada

15. Tu proceso cumple las especificaciones: (0 punto)

[Más detalles](#)

 Información

● Si	5
● No	4



Figura 4.4-8 Identificación del cumplimiento de las especificaciones del ciclo de potencia

16. Porcentaje de energía atribuible al combustible fósil $\%F=(F/F_{tot})\cdot 100$ (0 punto)

[Más detalles](#)

10
Respuestas

Respuestas más recientes

"0.9942"

"100"

"100%"

Figura 4.4-9 Cálculo del porcentaje de energía atribuible al combustible fósil

21. Registro de emisiones de la turbina de gas (0 punto)

[Más detalles](#)

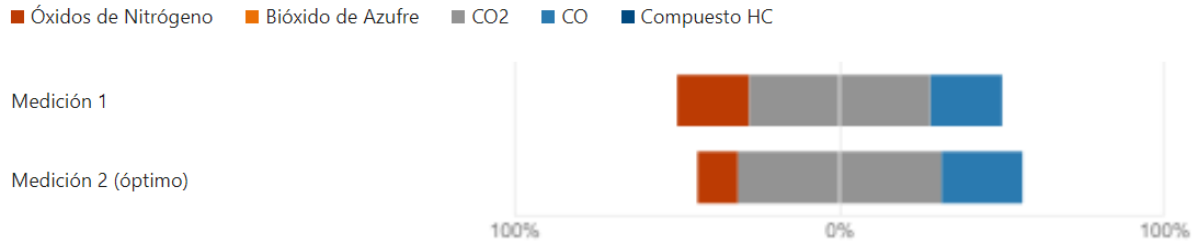


Figura 4.4-10 Emisiones registradas de la turbina de gas

22. Medición energética mas alta de CO₂ (g/kWh) Medición1 (0 punto)

[Más detalles](#)

10
Respuestas

Respuestas más recientes

"0.0002865"

"1104.3875"

"13407.53827"

Figura 4.4-11 Mediciones energéticas de CO₂

24. Medición energética más alta NO_x (g/kWh) Medición1 (0 punto)

[Más detalles](#)

5
Respuestas

Respuestas más recientes

"2.83317E-33"

"3.63E-30"

Figura 4.4-12 Medición energética de NO_x

En la pregunta 12 (Figura 4.4-10) los casos de estudio que presentaron emisiones de NO_x fueron los que se reportaron en esta pregunta cómo se observa los valores que se reportaron son prácticamente de cero hay implica que las personas que no contestaron a esta pregunta son porque no presentaron emisiones de NO_x sin embargo hubo algunos compañeros que decidieron poner el valor reportado por la simulación, aunque éste era próximo a ser.

26. Compresor (0 punto)

[Más detalles](#)

■ Si ■ No

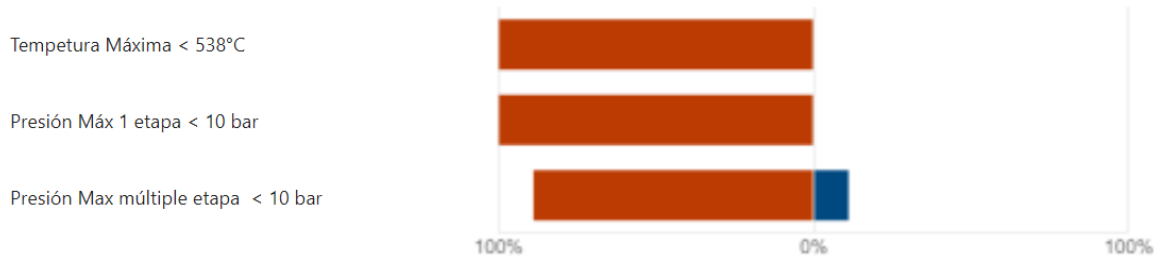


Figura 4.4-13 Identificación de parámetros de operación del compresor

27. Cámara de Combustión (0 punto)

[Más detalles](#)

■ Si ■ No

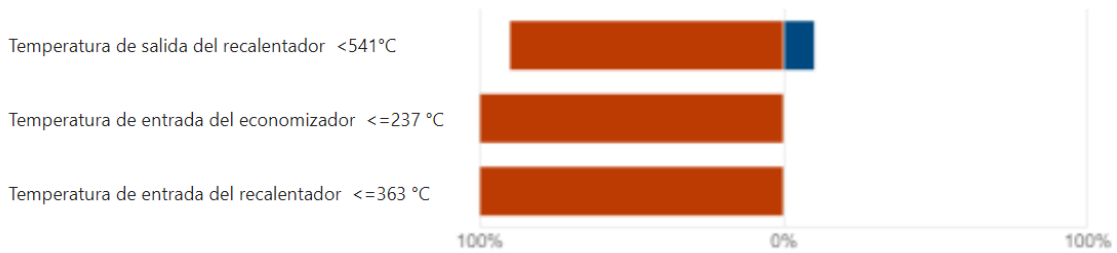


Figura 4.4-14 Identificación de parámetros de operación de la cámara de combustión

28. Turbina de vapor (0 punto)

[Más detalles](#)

■ si ■ no

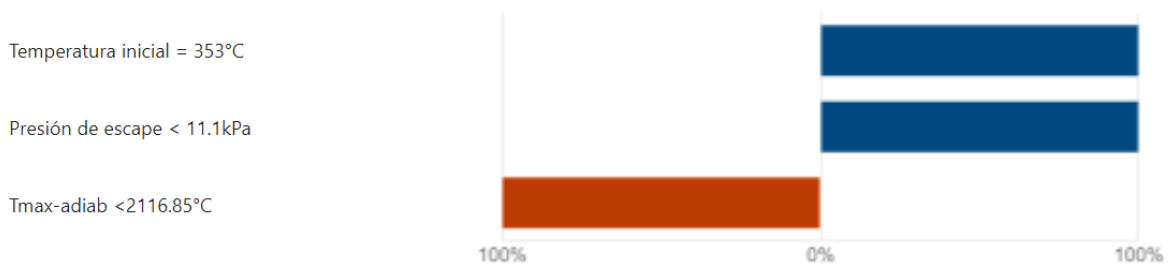


Figura 4.4-15 Identificación de parámetros de operación de la turbina de vapor

Los resultados anteriores serán utilizados para evaluar el funcionamiento y utilidad de la herramienta de seguimiento. Se agruparon en dos aspectos relevantes:

1. Análisis de los resultados presentados en la aplicación de la herramienta de seguimiento
2. Aplicación de una encuesta de facilidad y utilidad del uso de la herramienta de seguimiento.

En el primer punto, en cuestión al manejo de los datos se observó el mal manejo de las unidades, también se muestra que en el manejo de resultados no hubo una cantidad establecida de manejo de decimales. (Figura 4.4-16)

12. Energía de los combustibles fósiles (MWh) => F

[Más detalles](#)

	Respuestas más recientes
10	"7369.85"
Respuestas	"0.53MWh"
	"0.053356911"

16. Porcentaje de energía atribuible al combustible fósil $%F=(F/F_{tot})*100$

[Más detalles](#)

	Respuestas más recientes
10	"0.9942"
Respuestas	"100"
	"100%"

Figura 4.4-16 Resultados obtenidos en donde se observan los errores mencionados en el manejo de unidades y uso de decimales

Por otro lado, se encontraron resultados en donde la capacidad superaba la establecida en las indicaciones, ocasionada por las observaciones anteriores e incluso el (maquillaje) de datos. Por último, los grupos de trabajo fueron capaces de identificar si su proceso cumplía con las especificaciones dadas por la herramienta o si se encontraban fuera de los límites de operación. (Figura 4.4-17)

1. Capacidad bruta (0 punto)

[Más detalles](#)

[Información](#)

- < 10 MW
- > 10 MW



15. Tu proceso cumple las especificaciones:

[Más detalles](#)

[Información](#)

- Si 5
- No 4



Figura 4.4-17 Resultados obtenidos en dónde se observa que el operador es capaz de identificar aspectos clave del proceso con el uso de la herramienta

Para el segundo punto se hizo la aplicación de una encuesta con preguntas que sirvieron para evaluar la factibilidad y utilidad de la herramienta de seguimiento, las cuales son:

1. ¿La herramienta que emplearon les permitió identificar más fácilmente los criterios a considerar en el desempeño de un ciclo de potencia?
2. El que se hayan colocado los parámetros y capacidad máximas de las etapas: compresor, combustor y turbina, ¿les permitió identificar en donde es necesario realizar acciones correctivas?
3. ¿Por quién consideras que esta herramienta de seguimiento debe ser llenada?
4. ¿Consideras que este tipo herramientas permite mejorar las especificaciones de operación, identificación de situaciones de riesgo o diseño conceptual de este tipo de plantas?

1. En la Actividad: Seguimiento Ciclo de potencia combinado, la herramienta que emplearon les permitió identificar mas fácilmente los criterios a considerar en el desempeño de un ciclo de potencia?

[Más detalles](#)

Información

● Si	10
● No	1



2. El que se hayan colocado los parámetro y capacidad máximas de las etapas: compresor, combustor y turbina. Les permitió identificar en donde es necesario realizar acciones correctivas?

[Más detalles](#)

Información

● Si	11
● No	0



3. Por quien consideras que esta herramienta de seguimiento debe ser llenada (2 puntos)

[Más detalles](#)

Información

● Operador de la planta	0
● Supervisor	0
● Ambos	11



4. Consideras que este tipo de herramientas puede permite mejorar las especificaciones de operación, identificación de situaciones de riesgo o diseño conceptual de este tipo de plantas?

[Más detalles](#)

● Si	11
● No	0



Figura 4.4-18 Resultados obtenidos por la aplicación de la encuesta de uso de la herramienta

Gracias a la encuesta se observó que todos estaban de acuerdo en que la herramienta es de utilidad para identificar criterios en el desempeño de un ciclo de potencia, localizar zonas donde sean necesarias las acciones correctivas, el personal que debe manejar el llenado e interpretación de datos, así como para el diseño conceptual de una planta e identificación de situaciones de riesgo.

Conclusiones

1. En base a la información encontrada de normas vigentes relacionadas al uso de hidrógeno como fuente primaria de en plantas de energía, con normas que incluyen aspectos técnicos de la fuente de energía primaria, parámetros de desempeño del ciclo de potencia, clasificación y estatus del ciclo de potencia.
2. De acuerdo a la base de datos generada, se diseñó la herramienta de seguimiento para el uso de hidrógeno en la cual incluye aspectos como: 1) Mediciones de campo, 2) Identificadores del ciclo de potencia, 3) Estatus del ciclo de potencia y 4) Datos técnicos.
3. La herramienta de seguimiento fue aplicada en dos casos de estudio llamados “Mejor escenario” y “Peor escenario”, en la cual se demostró que la herramienta fue de ayuda para identificar parámetros que influyen en la generación de energía dentro del ciclo de potencia, así como el evaluar si el proceso se encuentra dentro de los parámetros establecidos por las normas consultadas en el cual, el “Peor escenario” no cumplió con los parámetros establecidos de eficiencia eléctrica. Comprobando nuevamente la utilidad de la herramienta para identificar no conformidades en el ciclo.
4. Con los resultados obtenidos en el apartado 4.4 se identificaron aspectos que pueden ayudar a mejorar el uso de la herramienta de seguimiento. El principal problema encontrado fue que el “operador” comete errores en el uso de las unidades que especifica la herramienta, también se encontraron casos en donde el operador coloca datos que se encuentran fuera de los parámetros establecidos por la herramienta. Por lo mismo es ideal la creación de propuestas de mejora para facilitar el llenado de la herramienta de seguimiento y, por otro lado, otra propuesta que pueden ayudar a mejorar el uso de la herramienta es programar una versión “Digitalizada”, la cual ayude y guíe al operador, resaltando sus errores y que muestre una explicación rápida para el cálculo o lectura de los parámetros de operación.

Apéndice A

1. *Ciclo combinado*: Las centrales de ciclo combinado son instalaciones que generan energía eléctrica a partir de la combustión de combustibles fósiles y generan electricidad a partir de dos o más turbinas, de vapor de agua y de gas. Se basa en utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas para aportar calor a la caldera o generador de vapor de recuperación, la que alimenta a su vez de vapor a la turbina de vapor. (Junta de Castilla y León, S/A).
2. *Termoeléctrica convencional*: También llamadas centrales térmicas convencionales, utilizan combustibles fósiles (gas natural, carbón o fueloil) para generar energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico de agua-vapor. El término ‘convencional’ se utiliza para diferenciarlas de otras centrales térmicas, como las de ciclo combinado o las nucleares. (Fundación endesa, 2013).
3. *Carboeléctrica*: Estas centrales queman carbón para convertir agua en vapor. Luego, este último se usa, con ayuda de un generador, para alimentar las turbinas que producen electricidad. A pesar de que son de los tipos de centrales eléctricas que más dejan huella de carbono, estas satisfacen casi el 40 por ciento de las necesidades energéticas del planeta. (TECSA, 2021).
4. *Turbogás*: Una central eléctrica alimentada con gas quema este combustible —una creciente fuente de energía en todo el mundo— para generar electricidad. Si bien el gas es un combustible fósil, las emisiones que produce su combustión son menos perjudiciales que las del carbón o el petróleo. (TECSA, 2021).
5. *Combustión interna*: Este tipo de centrales utilizan un motor de combustión interna que aprovecha los combustibles residuales del petróleo. De esta manera, se consigue optimizar el ciclo del crudo y su reutilización con el mínimo impacto ambiental. (Oyon, 2021).

6. *Lecho fluidizado*: Estas centrales utilizan la combustión de una caldera de lecho fluidizado y consiste en desarrollar la combustión de una masa de suspensión de partículas de combustible, cenizas, etc., los cuales son fluidizados por una corriente de aire de combustión ascensional. (TEIDE , 2021).
7. *Hidroeléctrica*: En ellas, la electricidad se produce al aprovechar a la fuerza gravitacional del agua que fluye. Su efecto en el medio ambiente es muy bajo; sin embargo, la construcción de estas plantas requiere una inversión sumamente importante. (TECSA, 2021).
8. *Eólica*: Las centrales eólicas convierten la energía del viento en electricidad por medio de turbinas. Por supuesto, estas son muy efectivas al producir energía limpia. Una vez que las turbinas de un parque eólico quedan instaladas, su mantenimiento — generalmente— es bajo, y se considera que son relativamente rentables. (TECSA, 2021).
9. *Geotérmica*: Los tres tipos principales de plantas geotérmicas incluyen las de vapor seco, de vapor de destello y de ciclo binario. Todas utilizan turbinas de vapor para producir electricidad, aprovechando el calor de las profundidades de la Tierra para producir electricidad renovable. Son de los tipos de centrales eléctricas más amigables con el medio ambiente, ya que emiten una menor cantidad de gases dañinos en comparación con las de carbón. (TECSA, 2021).
10. *Solar*: Estas, por supuesto, utilizan la energía que emite el sol para producir electricidad. Los paneles solares capturan la luz solar por medio de celdas fotovoltaicas, para luego convertirla en energía eléctrica. Además de no requerir grandes labores de mantenimiento, estas pueden duran hasta 20 o 25 años. Actualmente, instalar parques solares requiere una considerable inversión y bastantes hectáreas libres. (TECSA, 2021).
11. *Bioenergía*: La energía obtenida a partir de la biomasa es básicamente energía producida por desechos orgánicos de origen vegetal o animal, como madera o desechos de la agricultura. (OISE, 2021).
12. *Generación Distribuida (GD)*: La generación distribuida es la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética. (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, 2014).
13. *FIRCO*: Se busca generar energía, a través del órgano desconcentrado Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), impulsando la implementación de proyectos de generación de energía limpia. (Gobierno de México, 2016).

14. *Nucleoeléctrica*: En ellas, los elementos radiactivos —uranio, torio— son usados como el combustible principal. El horno y el b6iler de una t6ermica son remplazados por un reactor nuclear y tubos intercambiadores de calor. Durante el proceso de generaci6n de energ6a nuclear, el combustible radioactivo debe someterse a una reacci6n de fisi6n dentro del reactor. Esta se propaga por medio de una reacci6n en cadena controlada, y es acompa1ada por una gran cantidad de energ6a, la cual se manifiesta en forma de calor que se transfiere al agua presente en los tubos intercambiadores de calor. (TECSA, 2021).
15. *Cogeneraci6n Eficiente*: Est6n dentro del esquema de las centrales el6ctricas alimentadas con gas, la cogeneraci6n —planta el6ctrica de ciclo combinado—. Usando turbinas de gas y vapor, estas centrales producen grandes cantidades de electricidad a partir de un solo combustible, a diferencia de una tradicional. Las plantas en cuesti6n capturan el calor de la turbina de gas para incrementar la producci6n de energ6a. Adem6s, sus emisiones de carbono son reducidas. (TECSA, 2021).
16. *Frenos Regenerativos*: Principalmente utilizado en autom6viles h6ibridos, el freno regenerativo es un proceso por el que la energ6a residual liberada al frenar un autom6vil se reutiliza para recargar la bater6a de litio de un coche h6brido. As6, la energ6a cin6tica que normalmente se desperdicia durante un frenado convencional se reaprovecha en energ6a el6ctrica, que luego se devuelve a la bater6a para un uso posterior. (Honda Autom6viles Espa1a, 2022).

Bibliografía

- Alfaro Ayala, J., Gallegos Muñoz, A., Riesco Ávila, J., Elizalde Blancas, F., & Mendoza Covarrubias, C. (21 de 09 de 2012). ANÁLISIS DE UN CICLO DE POTENCIA UTILIZANDO DIFERENTES COMBUSTIBLES. *SOMIM*. Obtenido de http://somim.org.mx/memorias/memorias2012/articulos/pdfs/A5/A5_13.pdf
- Alobaid, F., Starkloff, R., Pfeiffer, S., Kerner, K., Epple, B., & Gee Kim, H. (09 de 03 de 2015). A comparative study of different dynamic process simulation codes for combined cycle power plants – Part B: Start-up procedure. *Fuel*, *153*, 707-7016. Elsevier Ltd. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016236115001520?via%3Dihub>
- Alvaro Flores, J. J., & Espino Valencia, J. (Noviembre de 2015). Implementación del hidrógeno en la legislación mexicana para el desarrollo energético nacional. *20° Encuentro Nacional sobre el Desarrollo Regional el México AMECIDER - CRIM, UNAM*. Obtenido de <http://ru.iiec.unam.mx/2877/1/Carteles-008-Presentacion.pdf>
- Ambientum. (11 de 04 de 2018). Ciclos termodinámicos. Ambientum Portal del Medioambiente. Recuperado el 06 de 07 de 2022, de https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/energia/ciclos_termodinamicos.asp
- Arnabat, I. (28 de 12 de 2007). Sistemas de refrigeración aire acondicionado: compresión y absorción. Recuperado el 06 de 07 de 2022, de <https://www.caloryfrio.com/aire-acondicionado/aire-instalaciones-componentes/sistemas-de-refrigeracion-compresion-absorcion.html>
- Balku, Ş. (15 de Septiembre de 2017). Analysis of combined cycle efficiency by simulation and optimization. *Energy Conversion and Management*, *148*, 174-183. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S019689041730465X?via%3Dihub>
- Boyce, M. (2002). *Handbook for generation and combined cycle power plants*. ASM Press.
- Boyd, G., Dutrow, E., & Tunnessen, W. (April de 2008). The evolution of the "energy star" energy performance indicator for benchmarking industrial plant manufacturing energy use. *16*, 709-715. *Journal of Cleaner Production*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2007.02.024>
- British Standar. (15 de 01 de 1997). Compressors and vacuum pumps - Safety requirements. United Kingdom.
- Buckel, J., & Chandra, S. (28 de 11 de 1994). Hot wire ignition of hydrogen-oxygen mixtures. *21*, 39-44. Elsevier Science Ltd. Recuperado el 29 de 06 de 2022
- Bunse, K., Vodicka, M., Schönsleben, P., Brühlhart, M., & O.Ernstb, F. (April-May de 2011). Integrating energy efficiency performance in production management – gap

analysis between industrial needs and scientific literature. *Journal of Cleaner Production*, 19, 667-679. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2010.11.011>

Centro de Energía UC. (25 de Mayo de 2020). Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno para Chile. *Descarbonización del Sector Energía en Chile*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/proposicion_de_estrategia_regulatoria_del_hidrogeno_para_chile.pdf

Comisión Federal de Electricidad. (1987). Compresores y secadores de aire. México.

Comisión Federal de Electricidad. (Marzo de 1995). Turbogeneradores de 160 y 350 MW. México.

Comisión Federal de Electricidad. (Marzo de 1998). Generadores de vapor para 160 y 350 MW. México.

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. (06 de 06 de 2014). ¿Qué es la generación distribuida? -Grandes Usuarios de la Energía-. *Generación distribuida Energía de calidad*. Gobierno de México. Recuperado el 04 de 07 de 2022, de <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/que-es-la-generacion-distribuida-estados-y-municipios>

Comisión Reguladora de Energía. (Febrero de 2018). Certificados de Energías Limpias. *CEL*. México. Recuperado el 15 de 03 de 2022, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/302701/CEL-Presentaci_n_Taller_Febrero.pdf

Connor, N. (25 de 09 de 2019). ¿Qué son los ciclos termodinámicos? Thermal Engineering. Recuperado el 06 de 07 de 2022, de <https://www.thermal-engineering.org/es/que-son-los-ciclos-termodinamicos-definicion/>

Diario Oficial de la Federación. (22 de 12 de 2016). Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléc. México.

Diario Oficial de la Federación. (05 de 10 de 2016). PROY-NOM-168-SEMARNAT-ASEA-2016. *Niveles máximos permisibles de emisión provenientes de turbinas de gas, a ciclo abierto o ciclo combinado, aeroderivadas y su medición*. México.

Diario Oficial de la Federación. (22 de Diciembre de 2016). RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de. México. Recuperado el 05 de 08 de 2022, de

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5466651&fecha=22/12/2016#gs.c.tab=0

Diario Oficial de la Federación. (09 de 03 de 2021). Ley de la Industria Eléctrica. México. Recuperado el 04 de 07 de 2022, de https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_090321.pdf

Díaz Adasme, B. I. (2021). Estudio de factibilidad técnica y económica de plantas de generación eléctrica basadas en la combustión de hidrógeno producido en base a energía solar. Santiago, Chile: Universidad de Chile. Recuperado el 04 de 08 de 2022, de <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/184011>

dmitryguzhanin. (2022). Molécula de hidrógeno aislado en blanco. *I23RF*. Recuperado el Imagen, de https://es.123rf.com/photo_35894178_mol%C3%A9cula-de-hidr%C3%B3geno-aislado-en-blanco.html

Esparza Mata, E., & Pérez García, E. (S/A). *POSIBLES FUENTES DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN MÉXICO*. Obtenido de Office of Scientific and Technical Information: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/20759697>

Estándar Británico. (1997). Compressors and vacuum pumps - Safety requirements Part 1. Compressors. *BS EN 1012-1:1997*.

Fundación endesa. (25 de 01 de 2013). Central térmica convencional. Recuperado el 04 de 07 de 2022, de <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educacion/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional>

Gobierno de México. (30 de 09 de 2016). La SAGARPA vía FIRCO Impulsa la generación de energía limpia con equipos fotovoltaicos. Recuperado el 04 de 07 de 2022, de <https://www.gob.mx/agricultura/durango/articulos/la-sagarpa-via-firco-impulsa-la-generacion-de-energia-limpia-con-equipos-fotovoltaicos?idiom=es>

HINICIO. (Octubre de 2021). Contexto nacional e internacional del hidrógeno verde. *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación, Tomo I*. (W. Jensen Díaz, L. Espinosa Flores, J. Salas Gordillo, & N. Escobosa Pineda, Edits.) Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Obtenido de https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Hidro%CC%81geno_AE_Tomo_I.pdf

HINICIO. (10 de 2021). Integración de resultados y recomendaciones generales. *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación, Tomo IV*. (W. Jensen Díaz, L. Espinosa Flores, J. A. Salas Gordillo, & N. Escobosa Pineda, Edits.) Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Recuperado el 10 de 07 de 2022, de https://www.hinicio.com/inc/uploads/2022/01/GIZ_Hinicio_Hidro%CC%81geno_Mexico_Tomo_VII.pdf

- Honda Automóviles España. (24 de 01 de 2022). ¿Qué es el freno regenerativo y cómo funciona? Honda Dreams. Recuperado el 04 de 07 de 2022, de <https://www.honda.es/hondadreams/2022/01/25/que-es-el-freno-regenerativo-y-como-funciona/>
- Instituto Catalán de Energía. (S/A). El ciclo combinado. *La energía*. Generalitat de Catalunya. Recuperado el 06 de 07 de 2022, de <https://icaen.gencat.cat/es/energia/formes/electricitat/tecnologies/combinat/>
- Junta de Castilla y León. (S/A). Centrales de Ciclo Combinado. *Energía y Minería en Castilla y León*. Recuperado el 04 de 07 de 2022, de <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/centrales-ciclo-combinado.html>
- Lam, K.-K., Geipel, P., & Larfeldt, J. (16 de June de 2014). Hydrogen enriched combustion testing of siemens industrial SGT-400 at atmospheric conditions. *GT2014-25527*. Düsseldorf, Germany: ASME Turbo Expo. doi:<https://doi.org/10.1115/GT2014-25527>
- Luo, M., Yang, Y., Shuzhong, W., Zhuliang, W., Min, D., Jianfeng, P., & Qian, W. (Enero de 2018). Review of hydrogen production using chemical-looping technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *81*(2), 3186-3214. Science Direct. Recuperado el 29 de 06 de 2022, de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117310699?via%3Dihub>
- May, G., Barletta, I., Stahl, B., & Taisch, M. (July de 2015). Energy management in production: A novel method to develop key performance indicators for improving energy efficiency. *Applied Energy*, *149*, 46-61. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.065>
- NFPA. (2020). Hydrogen Technologies Code.
- OISE. (2021). Bioenergía. *Bioenergía en México*. Observatorio de Inteligencia del Sector Energético. Recuperado el 04 de 07 de 2022, de <https://www.oise.mx/biomasa>
- Oyon, A. (05 de 03 de 2021). Central de Combustión Interna Baja California Sur V (BCSV) – 46,8 MW. IDOM. Recuperado el 04 de 07 de 2022, de <https://www.idom.com/proyecto/central-de-combustion-interna-de-468-mw-baja-california-sur-v-bcsv/>
- Ramón Morante, J., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). Vector energético de una economía descarbonizada. *Hidrógeno, 2a Edición*. España: Fundación Naturgy. Recuperado el 10 de 08 de 2022, de https://www.naturgy.com/files/LIBRO_HIDROGENO_Fundaci%C3%B3n_Naturgy.pdf

- Ramones Fernández, F. (31 de 03 de 2016). Energías limpias: el reto eléctrico en México. *Transición energética y finanzas públicas*. CIEP. Recuperado el 05 de 07 de 2022, de <https://ciep.mx/energias-limpias-el-reto-electrico-en-mexico/>
- Ravindra Kumar, P., Ramachandra Raju, V., & Ravi Kumar, N. (Septiembre de 2016). Simulation and parametric optimisation of thermal power plant cycles. *Perspectives in Science*, 8, 304 - 306. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213020916300829?via%3Dihub>
- Satyapal, S. P. (2007). The U.S. Department of Energy's National Hydrogen Storage Project: Progress towards Meeting Hydrogen-Powered Vehicle Requirements. *Catalysis Today*, (Elsevier, Ed.) *Catalysis Today*, 120, 246-256.
- SENER. (10 de Noviembre de 2016). INSTRUCTIVO DE LLENADO DEL FORMATO DE INFORMACIÓN DE PROYECTOS DE CENTRALES ELÉCTRICAS. *Aviso para presentar información sobre proyectos de centrales eléctricas para PRODESEN 2017-2031*, 9. México: Subsecretaría de Electricidad. Recuperado el 23 de 05 de 2022, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/164093/Instructivo_Formatos_Proyectos_DGGTEE-SENER_2017-2031.pdf
- SENER. (Noviembre de 2018). Informe pormenorizado sobre el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional 2017. *Primera*. México. Recuperado el 04 de 07 de 2022, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/415850/Informe_Industria_Electrica_2017.pdf
- Siemens Energy. (2020). SGT-400 Industrial gas turbine. *Evolution in rotors, blades and combustion technology enhances efficiency, flexibility and availability*. Recuperado el 05 de 08 de 2022, de <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-turbines/sgt-400.html>
- Sociedad Mexicana del Hidrógeno. (Julio de 2002). *El Boletín del Hidrógeno*. Obtenido de Ingeniero Ambiental: <http://www.ingenieroambiental.com/boletin%20del%20H2,%20M%E9xico.pdf>
- Sollant manufacturer and exporter. (2022). *Diaphragm compressor*. Obtenido de Advantages Of Diaphragm Air Compressor: https://www.sollant.com/diaphragm-compressor/?gclid=CjwKCAjwi8iXBhBeEiwAKbUofRSRnhl_VIVoiPsTtmW1cwgW6mE2G7qxBhkBpwUrznXcZlkuBarPEBoC4pIQAvD_BwE
- Tanaka, K. (August de 2008). Assessment of energy efficiency performance measures in industry and their application for policy. *Energy Policy*, 36, 2887-2902. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.032>

- TECSA. (26 de 07 de 2021). Tipos de centrales eléctricas que hay en todo el mundo. TECSA Qro. Recuperado el 04 de 07 de 2022, de <https://www.tecsaqro.com.mx/blog/tipos-de-centrales-electricas/>
- TEIDE . (2021). Caldera de lecho fluidizado. *Incineración - Energía*. TEIDE REFRACTORY SOLUTIONS, S.L. Recuperado el 04 de 07 de 2022, de https://www.teiderefractories.com/src/blog_single.php?tipo=caldera-de-lecho-fluidizado&titol=&lang=es
- Universidad de Guanajuato. (27 de 11 de 2021). Ciclos termodinámicos. *Recursos Educativos Abiertos*. Recuperado el 06 de 07 de 2022, de <https://blogs.ugto.mx/rea/clase-digital-14-ciclos-termodinamicos/>
- Ward, S., & Johnson-Hirt, M. (13 de July de 2010). SGT-400 Industrial Gas Turbine Power Enhancement to 15 MW desing and product validation. *POWER2010-27268*. Chicago, Illinois, USA: ASME. doi:<https://doi.org/10.1115/POWER2010-27268>

