

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA



**ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE PLANTAS DE
CICLO COMBINADO UTILIZANDO UNA
MEZCLA DE HIDRÓGENO VERDE Y GAS
NATURAL PARA LA INDUSTRIA SIDERÚRGICA**

TESIS

Para optar el título profesional de Ingeniero Mecánico

AUTOR

Abel Erick Guillermo Inga (ORCID: 0000-0002-6440-0981)

ASESOR

Ing. José Cesar Ramos Saravia, PhD (ORCID: 0000-0002-1713-7893)

Lima – Perú

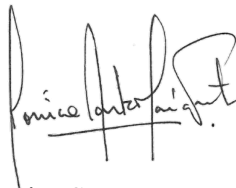
2023

DECLARACIÓN JURADA

Yo, Mónica Cecilia Santa María Fuster identificada con DNI No 18226712 en mi condición de autoridad responsable de validar la autenticidad de los trabajos de investigación y tesis de la UNIVERSIDAD DE INGENIERIA Y TECNOLOGIA, DECLARO BAJO JURAMENTO:

Que la tesis denominada “ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE PLANTAS DE CICLO COMBINADO UTILIZANDO UNA MEZCLA DE HIDRÓGENO VERDE Y GAS NATURAL PARA LA INDUSTRIA SIDERÚRGICA” ha sido elaborada por el señor Abel Erick Guillermo Inga, con la asesoría de José Cesar Ramos Saravia identificado con DNI 09878050, y que se presenta para obtener el título profesional de Ingeniero mecánico, ha sido sometida a los mecanismos de control y sanciones anti plagio previstos en la normativa interna de la universidad, encontrándose un porcentaje de similitud de 0%.

En fe de lo cual firmo la presente.



Dra. Mónica Santa María Fuster
Directora de Investigación

En Barranco, el 11 de octubre de 2023

Dedicatoria:

A mi familia por todo el apoyo incondicional que me brindaron en todo momento. A mis amigos y profesores de la universidad por motivarme a seguir adelante y nunca ceder ante los tropiezos en el camino.

Agradecimientos:

A mi asesor el profesor José Ramos Saravia por su guía y apoyo constante en la realización de la presente tesis.

A los docentes de la Universidad de Ingeniería y Tecnología, Julien Noel, Omar Bejarano, Carlos Rios y Samuel Charca por el impulso que me brindaron para alcanzar mis metas.

A los colaboradores de Siemens Energy, Angelo Lopez y Fernando Parodi, por el apoyo incondicional para brindarme la información que requería en el transcurso de la tesis.

A los ingenieros, Miguel Rios y Croy Montoro, por el apoyo y asesoría con respecto al caso de estudio para la presente tesis.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN.....	10
ABSTRACT.....	11
INTRODUCCIÓN.....	12
Antecedentes.....	13
Justificación y motivación.....	15
Alcance.....	19
Objetivo principal.....	20
Objetivos específicos.....	20
CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO.....	22
1.1. Plantas de generación de electricidad para la industria siderúrgica.....	22
1.2. Ciclos combinados.....	23
1.2.1. Turbina de gas	23
1.2.2. Turbina de vapor.....	27
1.2.3. Caldera de recuperación de calor.....	28
1.2.4. Condensador	29
1.3. Mezcla de combustibles: gas natural e hidrógeno	31
1.4. Plantas de ciclo combinado en el Perú y el mundo.....	36
1.4.1. Plantas de ciclo combinado accionadas con gas natural.....	36
1.4.2. Plantas de ciclo combinado accionadas con una mezcla de hidrógeno verde y gas natural	39
1.5. Criterios para la evaluación económica de las alternativas de plantas de ciclo combinado haciendo uso de una mezcla de hidrógeno verde y gas natural	40
1.5.1. Valor Actual Neto (VAN)	41
1.5.2. Beneficio Anual Equivalente (BAE).....	42

1.5.3.	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	43
1.5.4.	Periodo de recuperación de la inversión (payback).....	43
CAPÍTULO II METODOLOGÍA.....		45
2.1.	Fase 1: Caracterización de la demanda de electricidad	46
2.2.	Fase 2: Concepto de diseño de la planta de ciclo combinado.....	47
2.3.	Fase 3: Planteamiento de alternativas de diseño.....	47
2.4.	Fase 4: Evaluación técnica-ambiental y económica del uso de una mezcla de hidrógeno verde y gas natural como combustible en un ciclo combinado	48
2.4.1.	Evaluación técnica-ambiental.....	48
2.4.2.	Evaluación económica.....	51
CAPÍTULO III CASO DE APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		54
3.1.	Caso de aplicación	54
3.1.1.	Bases de diseño para la evaluación técnica-ambiental	54
3.1.2.	Bases de diseño para la evaluación económica	56
3.2.	Fase 1: Caracterización de la demanda de electricidad	58
3.3.	Fase 2: Concepto de diseño de la planta de ciclo combinado.....	60
3.4.	Fase 3: Planteamiento de alternativas de diseño.....	61
3.5.	Fase 4: Evaluación técnica-ambiental y económica del uso de una mezcla de hidrógeno verde y gas natural como combustible en un ciclo combinado	61
3.5.1.	Evaluación técnica-ambiental.....	61
3.5.2.	Evaluación económica.....	64
CONCLUSIONES.....		74
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		78

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Eficiencias típicas de varios tipos de plantas de generación de energía.....	25
Tabla 1.2 Diferencias entre GN, GNL y GNC o GNV.....	31
Tabla 1.3 Impuestos al carbono en países/ciudades	35
Tabla 2.1 Tabla de frecuencia de electricidad demandada	46
Tabla 2.2 Formato del flujo de caja para las alternativas de diseño	53
Tabla 3.1 Fragmento del consumo eléctrico.....	55
Tabla 3.2 Disponibilidad energética en el sitio	55
Tabla 3.3 Condiciones de sitio de la planta siderúrgica	56
Tabla 3.4 Composición del gas natural que posee la empresa siderúrgica.....	56
Tabla 3.5 Equivalencias energéticas y volumétricas para el gas natural y el hidrógeno....	56
Tabla 3.6 Tabla de frecuencia de la energía eléctrica demandada	59
Tabla 3.7 Consolidado de la demanda de energía eléctrica.....	60
Tabla 3.8 Alternativas de diseño de plantas de ciclo combinado.....	61
Tabla 3.9 Parámetros técnicos-ambientales y económicos de la alternativa 4: SGT-700 ..	68

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Diagrama del ciclo simple de una turbina de gas.....	24
Figura 1.2 Diagrama de un ciclo combinado genérico de turbina de gas.....	25
Figura 1.3 Diagrama esquemático de un condensador de coraza refrigerado con agua.....	29
Figura 1.4 Diagrama esquemático de una torre de enfriamiento.....	30
Figura 1.5 Diagrama esquemático de un condensador enfriado por aire	30
Figura 1.6 Producción de hidrógeno verde	32
Figura 1.7 Vista de las Chimeneas de Turbinas de Gas, Calderas de Recuperación de Calor y Aerocondensadores.....	36
Figura 1.8 Vista virtual de la Central Térmica Fénix.....	37
Figura 1.9 Esquema del sistema de humectación de gas combustible de la planta IECC..	38
Figura 1.10 Esquema de funcionamiento de la planta de hidrógeno verde en Amorebieta	40
Figura 2.1 Diagrama de flujo de la metodología seguida.....	45
Figura 2.2 Concepto de diseño de distribución de equipos del ciclo combinado base	47
Figura 3.1 Consumo eléctrico de un día promedio	54
Figura 3.2 Precio de compra estimado de gas natural en el sitio del 2020 al 2040.....	57
Figura 3.3 Precio de compra estimado de electricidad en el sitio del 2020 al 2040	57
Figura 3.4 Precio de compra estimado de hidrógeno verde en el sitio del 2030 al 2040 ...	58
Figura 3.5 Curva monótona de demanda anual de electricidad.....	59
Figura 3.6 Concepto de diseño de distribución de equipos del ciclo combinado.....	60
Figura 3.7 Potencia neta de las turbinas de gas participantes en las alternativas de diseño.....	62
Figura 3.8 Rendimiento eléctrico de las turbinas de gas participantes en las alternativas de diseño.....	62

Figura 3.9 Potencia neta de los ciclos combinados considerados como alternativas de diseño.....	63
Figura 3.10 Rendimiento eléctrico de los ciclos combinados considerados como alternativas de diseño	63
Figura 3.11 Contenido de CO ₂ en los gases de escape de las turbinas de gas participantes en las alternativas de diseño.....	64
Figura 3.12 Validación de rentabilidad de la propuesta al año 2040 – Valor Actual Neto (VAN).....	65
Figura 3.13 Validación de rentabilidad de la propuesta al año 2040 – Tasa Interna de Retorno (TIR).....	65
Figura 3.14 Validación de rentabilidad de la propuesta al año 2040 – Payback (PB)	66
Figura 3.15 Valor Actual Neto (VAN) de los ciclos combinados considerados como alternativas.....	67
Figura 3.16 Tasa Interna de Retorno (TIR) de los ciclos combinados considerados como alternativas.....	67
Figura 3.17 Payback (PB) de los ciclos combinados considerados como alternativas	68
Figura 3.18 Sensibilidad del Valor Actual Neto (VAN) al precio de compra de electricidad	69
Figura 3.19 Sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno (TIR) al precio de compra de electricidad	70
Figura 3.20 Sensibilidad del Payback (PB) al precio de compra de electricidad.....	70
Figura 3.21 Sensibilidad del Valor Actual Neto (VAN) al precio de compra de gas natural	71
Figura 3.22 Sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno (TIR) al precio de compra de gas natural.....	71
Figura 3.23 Sensibilidad del Payback (PB) al precio de compra de gas natural.....	72
Figura 3.24 Sensibilidad del Valor Actual Neto (VAN) al precio de compra de hidrógeno verde	72

Figura 3.25 Sensibilidad de la Tasa Interna de retorno (TIR) al precio de compra de hidrógeno verde 73

Figura 3.26 Sensibilidad del Payback (PB) al precio de compra de hidrógeno verde 73

RESUMEN

La energía eléctrica es un recurso esencial para la descarbonización de la industria siderúrgica. Sin embargo, las medidas actuales de uso de la electricidad en horario punta dificulta la transición hacia una siderurgia eléctrica limpia. Para enfrentar estos problemas, las empresas siderúrgicas están explorando el uso de hidrógeno verde en plantas de ciclo combinado.

En este trabajo se realiza un análisis de viabilidad de la implementación de plantas de ciclo combinado accionadas con una mezcla de hidrógeno verde y gas natural para una empresa siderúrgica peruana. La evaluación técnica-ambiental mostró viabilidad en el uso de hidrógeno verde demostrando que su uso logra aumentar el rendimiento de la planta y reduce notablemente las emisiones de CO₂. A su vez, la evaluación económica, mostró inviabilidad entre los años 2020 y 2040. Sin embargo, se vislumbra un contexto favorable a partir del año 2040, para el cual se estiman precios de compra de electricidad de 123.9 US\$/MWh-e, gas natural de 47.7 US\$/MWh-t e hidrógeno verde de 2.5 US\$/kg. La mayor o menor rentabilidad de las alternativas para dichos periodos estará intrínsecamente vinculada al comportamiento real de los precios de compra de electricidad, gas natural e hidrógeno verde.

La viabilidad de la propuesta se ve influenciada por las tendencias de precios en diferentes aspectos. Un aumento en el precio de compra de electricidad favorecerá la rentabilidad de del proyecto. Un aumento en el precio de compra de gas natural afectará negativamente la inversión para los casos donde este es utilizado como combustible. En cambio, la reducción del precio de compra de hidrógeno verde aumentará la rentabilidad de la propuesta.

La presente tesis pretende motivar y fomentar, el uso del hidrógeno verde como fuente energética para accionar sistemas energéticos en plantas de ciclo combinado.

PALABRAS CLAVES:

Ciclo combinado; Turbina de gas; Gas natural; Hidrógeno verde; Prefactibilidad.

ABSTRACT

FEASIBILITY ANALYSIS OF COMBINED CYCLE PLANTS USING A BLEND OF GREEN HYDROGEN AND NATURAL GAS FOR THE STEEL INDUSTRY

Electric power is an essential resource for the decarbonization of the steel industry. However, the current measures of electricity usage during peak hours make the transition to a clean electric steel industry difficult. To address these issues, steel companies are exploring the use of green hydrogen in combined cycle plants.

This study conducts a feasibility analysis of implementing combined cycle plants powered by a mixture of green hydrogen and natural gas for a Peruvian steel company. The technical-environmental evaluation demonstrated the feasibility of green hydrogen usage, showing that it enhances plant performance and significantly reduces CO₂ emissions. However, the economic assessment indicated infeasibility in the period between 2020 and 2040. Nonetheless, a favorable scenario is anticipated beyond 2040, with projected electricity purchase prices at 123.9 US\$/MWh-e, natural gas at 47.7 US\$/MWh-t, and green hydrogen at 2.5 US\$/kg. The profitability of the alternatives during these periods will be intrinsically linked to the real behavior of electricity, natural gas, and green hydrogen purchase prices.

The viability of the proposal is influenced by price trends in various aspects. An increase in electricity purchase prices will favor the project's profitability. An increase in natural gas purchase prices will negatively impact investment in cases where it is used as a fuel. Conversely, a reduction in green hydrogen purchase prices will enhance the proposal's profitability.

This thesis aims to motivate and encourage the use of green hydrogen as an energy source for power energy systems in combined cycle plants.

KEYWORDS:

Combined cycle; Gas turbine; Natural gas; Green hydrogen; Pre-feasibility.

INTRODUCCIÓN

La industria de la electricidad en el Perú cumple un papel importante en el desarrollo económico y social del país, ya que es un insumo esencial para la producción de la mayor parte de bienes y servicios, por ello es necesario contar con un suministro suficiente, confiable, seguro y competitivo [1]. Sin embargo, en el caso de la industria siderúrgica, las empresas, al ser consumidoras intensivas de energía, suelen encontrarse con una limitación energética capaz de generar un impacto negativo en su economía. Esta limitante va relacionada directamente a los altos montos de facturación por electricidad, que las empresas deben pagar, al demandar energía eléctrica en el rango de 15 minutos de máxima demanda mensual del SEIN¹, conocida también como Máxima Demanda Coincidente (MDC).

La facturación asociada a la MDC suele ser alta debido a que es el resultado de multiplicar la máxima demanda coincidente registrada por el precio en barra de la potencia de punta del mes que se factura [2]. En el caso de una empresa siderúrgica peruana, la cual cuenta con varias instalaciones propias de su industria que a máxima capacidad consumen alrededor de 50 MW de energía, si operase a máxima capacidad en el horario de MDC tendría que pagar sobrecostos de aproximadamente 500 000 \$/mes o tendría que dejar de producir un aproximado de 6 h/día (180 h/mes) para evitar caer en MDC y así reducir estos sobrecostos [3].

Por otro lado, la Asociación Mundial del Acero publicó que la industria siderúrgica es responsable del 9% del total de las emisiones contaminantes mundiales en el sistema energético, emitiendo más de 1.8 toneladas de dióxido de carbono por cada tonelada de acero producido [4, 5]. Es por ello por lo que en la última década se han iniciado estrategias de descarbonización en empresas siderúrgicas de todo el mundo, de las cuales las empresas peruanas no son indiferentes, ya que también han implementado medidas de prevención de la contaminación del agua y aire, como sistemas de tratamiento de emisiones y procesos de combustión limpia [6].

¹ SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Estas soluciones también se han ido inclinando a la implementación de equipamiento eléctrico, tal es el caso de la industria siderúrgica española, la cual consume la mayor cantidad de energía eléctrica en dicho país (23.3% del total), principalmente debido al reemplazo de hornos altos a carbón por hornos eléctricos [7]. Y en el Perú, el cambio del mayor incinerador contaminante, de la ciudad de Chimbote, por un horno eléctrico que se abastece de energía hidroeléctrica [8].

De lo expuesto, se puede identificar el problema que enfrenta la industria siderúrgica peruana en su contexto económico y medioambiental, el cual es no contar con una solución que sea capaz de suministrar energía eléctrica que cumpla con la demanda en horas punta, y que a su vez le permita realizar la transición hacia la nueva tendencia de siderurgia eléctrica limpia sin tener que recurrir a pagar elevados montos por energía eléctrica o realizar paradas de producción.

Antecedentes

Ante los elevados precios de la tarifa eléctrica en horas punta de suministro energético, se han planteado distintas propuestas, desde estrategias que permiten mitigar el impacto económico de la MDC, hasta estrategias que lo podrían eliminar. Entre estas estrategias se encuentra el proyecto “Almacena”, impulsado por la Red Eléctrica de España (REE), el cual consiste en el uso de sistemas de baterías prismáticas de almacenamiento (ion-litio) para desconectarse de la red eléctrica en el horario punta del suministro. Este proyecto se realizó principalmente para evaluar las capacidades y eficiencias de este tipo de instalaciones y que empresas de distintas industrias puedan considerar su implementación [9].

Sin embargo, no tuvo el impacto esperado, ya que si bien se ha avanzado con la tecnología de las baterías de ion-litio, estas aún son de fabricación muy costosa y su duración es cuestionable ante aplicaciones de grandes magnitudes, lo cual rivaliza contra tecnologías como los ultra condensadores que siguen el mismo camino [10, 11]. En Latinoamérica, en el III Foro del Litio 2019, donde se abordó el impacto que tiene este mineral para el sector energético, se destacó su uso en la industria y se mencionó que tendrá una irrupción interesante que se ira concretando a partir del 2024 [12].

Entre otras alternativas de autogeneración, también, se encuentran los grupos electrógenos de gasolina y petróleo diésel. Vannia Toro, gerente de Mercado y Regulación de Emoac Energy Consulting Group [13], menciona que esta tecnología es vital para clientes que requieren una continuidad absoluta durante sus procesos productivos y que además es una alternativa económicamente conveniente para evitar pagos por potencia en horas punta. Sin embargo, la mayor parte de los grupos electrógenos utilizan petróleo diésel como combustible, cuyas emisiones son consideradas compuestos tóxicos, ya que se puede encontrar material particulado, óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO), hidrocarburos (HC) y dióxido de azufre (SO₂) [14].

En España, se lleva a cabo el proyecto “FlexCoop”, el cual se trata de un programa de gestión activa de la demanda para evitar el uso de energía en horarios pico de consumo. En este programa se asesora al usuario para que pueda flexibilizar su demanda energética en horarios fuera de punta sin perjudicar su producción [15]. De manera similar, en China, se han impulsado iniciativas de reciclaje de subproductos y eficiencia energética, y dentro de los negocios todos sus objetivos tienen un alcance de evaluación para el cálculo de los potenciales de conservación de energía y reducción de emisiones (ECER) [16].

En Perú, la empresa siderúrgica SIDERPERU, para mitigar estos sobrecostos, hace uso de un sistema de predicción usando redes neuronales y modelos estadísticos, el cual le permite estimar rangos de horarios en los que se podría dar la Máxima Demanda Coincidente, y realizan paradas diarias, entre 1 a 3 horas, del horno de arco eléctrico, el cual es el equipo que consume mayor potencia (30 MW a máxima carga) [3]. Sin embargo, si bien la solución reduce las consecuencias de la MDC, la empresa aún se encuentra siendo limitada por esta.

Ante la problemática medioambiental, en países como China, donde la industria metalúrgica se ha convertido en uno de los mayores contribuyentes a las emisiones de dióxido de carbono y al consumo de energía, se ha generado interés en establecer un sistema con bajas emisiones de carbono, desarrollo de nuevas regulaciones, instituciones financieras y académicos por el análisis integrado para optimización del

movimiento de materia y energía en la industria, lo que permite una fabricación de acero inteligente y mejores caminos para sistemas de energía flexibles [17].

China también considera la eliminación gradual de subsidios a los combustibles fósiles como una forma efectiva de reducción de emisiones contaminantes, siendo que, si se hubieran eliminado en su totalidad los subsidios en el periodo 2003 a 2015, la cantidad de CO₂ reducida en este mismo hubiera sido de 487.286 millones de toneladas métricas de CO₂, lo cual es significativo para la mitigación global de CO₂. Por lo que una economía baja en carbono depende de la eliminación de los subsidios a los combustibles fósiles [18]. Sin embargo, si bien es positivo para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en términos de estructura industrial y bienestar social, la eliminación de subsidios a combustibles fósiles sería perjudicial [19].

En síntesis, la literatura consultada propone el uso de sistemas de autogeneración como la mejor alternativa para la evasión de altos costos por energía eléctrica en horas punta. Sin embargo, para su aplicación en la industria siderúrgica, también se debe tener en cuenta los costos de implementación, el avance tecnológico actual y el impacto medioambiental de cada alternativa. Por lo cual los ciclos combinados y el uso de hidrógeno verde como combustible son una solución que se adapta a los retos presentados.

Justificación y motivación

Uno de los aspectos que caracterizan una buena red de energía es el buen funcionamiento de los sistemas eléctricos, por lo que es necesario contar con una capacidad de generación que cubra la demanda eléctrica a tiempo real, sobre todo en las horas punta de consumo [20]. Si la demanda eléctrica sobrepasara la capacidad de generación ocurriría un colapso eléctrico nacional, como el gran apagón producido en Argentina en el 2019, el cual se extendió a casi toda Argentina y fueron necesarias más de 14 horas para que la situación volviera a la normalidad, afectando a diversas industrias que hacían uso primario de este recurso [21]. Siendo este posible escenario el que se trata de evitar a través de una facturación elevada en el rango de horas punta de

consumo eléctrico. Desde esta perspectiva, es importante que las industrias, que requieran una producción continua incluso en horas punta, recurran a la autogeneración.

Con el objetivo de garantizar la seguridad del suministro eléctrico, en países europeos como España se tiene implementado un mecanismo llamado “Pagos por Capacidad”, el cual establece incentivos económicos que reciben las empresas que hayan dispuesto de instalaciones de autogeneración, donde pueden obtener hasta 28 € por MW producido al año. También cuentan con un programa de recarga de baterías en la cual incentivan la recarga de estas en horarios fuera de punta y en las cuales ofrecen ofertas de energía con tarifas de discriminación horaria [22]. En el caso del Perú, se aplica la estrategia de tarifas de electricidad basadas en la hora del día, siendo el mayor precio tarifario en el rango horario de hora punta (18:00 a 23:00), sobre las cuales, además, se aplica una penalización por cada MW consumido en el horario mensual de la MDC. Sin embargo, a mediano plazo deberán tomarse medidas como las anteriormente mencionadas, ya que el mercado de electricidad peruano está al borde del colapso, y como menciona el Dr. Jaime Luyo de CSDI², los altos precios por energía eléctrica actual son el principal indicador de este posible colapso [23]. Por lo cual, las industrias deben estar preparadas para cambios ya sean en aumentos de tarifas o nuevas regulaciones que les permitan obtener beneficios al contribuir con la seguridad del suministro eléctrico.

Por otro lado, el cambio climático es un tema de importancia global que en las últimas décadas ha forzado cambios drásticos alrededor del mundo. En Europa, 2008, se inició el llamado Protocolo de Kyoto, en el cual los países se plantearon compromisos y objetivos de emisiones, entre los cuales España tenía el compromiso más elevado respecto a sus emisiones de CO₂ (-8% en base a sus emisiones el año anterior) [24]. En la actualidad, España ha logrado alcanzar los niveles más bajos de emisión de CO₂ de los últimos 30 años, esto se debió principalmente al incremento de generación eléctrica de origen renovable (2 a 4 TWh/año) y la reducción del uso de carbón (60.4% menos) [25].

En la cumbre de acción climática de las Naciones Unidas (2019) se resaltó que la lucha contra el calentamiento global debe acelerarse rápidamente, esto provocó el

² CSDI: Competitiveness and Sustainable Development Institute

compromiso de 77 países para reducir sus emisiones contaminantes a cero para el 2050, y 70 países anunciaron que aumentarán planes de acción climática nacionales. Respecto a Perú, se comprometieron a llevar a cabo una nueva iniciativa contra la contaminación del aire en conjunto con España y la Organización Mundial de la Salud, por lo que en los próximos años se espera nuevos proyectos, regulaciones y normativas para que las industrias puedan colaborar en la lucha contra el efecto invernadero [26].

Ante los problemas mencionados, el presente trabajo propone la implementación de plantas térmicas de autogeneración de alta eficiencia basadas en plantas de ciclo combinado y haciendo uso de combustibles con bajas emisiones contaminantes como son el gas natural y el hidrógeno verde.

Se propone el uso de gas natural, ya que, a pesar de ser un producto no renovable, es el hidrocarburo que genera la menor huella de carbono. Este también es el motivo por el que muchos países que cuentan con este recurso hacen la máxima transformación de energía hacia el gas natural. Un ejemplo claro es Perú, que en el Balance Nacional de Energía 2018, publicado en junio del 2020, se muestra que el gas natural está alrededor del 63.2% de su participación en la producción interna de energía primaria, seguido de la hidroenergía con 13.2% de participación. Además, con respecto a su participación en el consumo de hidrocarburos en la generación de electricidad, el gas natural cuenta con una participación de 96.8% [27]. Su potencial energético y su bajo impacto en el ambiente hicieron que en menos de una década pase de ser uno de los actores menos relevantes, a ser el actor más importante de la generación eléctrica, reemplazando a otras fuentes de energía como la biomasa, y las hidroeléctricas [28], [29].

Además, el gas natural nos permite seguir un camino de generación de energía basado en calor, como es el método de generación rotativo que hace uso de equipos con combustión interna, en las cuales encontramos a los motores reciprocantes, motores rotativos continuos, y turbinas dedicadas y Aero derivadas [30]. Otra ventaja del uso del gas natural es que en la actualidad es posible lograr mejoras en su composición al realizar una mezcla con hidrógeno, el cual es un combustible limpio y no emite gases de efecto invernadero en su combustión. Esta mezcla logra una mejora en su combustión, una mayor eficiencia del equipo en el que se incinere y una reducción significativa de

restos de HC y hollín. Estas mejoras en el poder calorífico del gas natural y en sus emisiones contaminantes son el principal motivo de centrar esta investigación en el uso de combustible dual para la generación de energía [31].

En materia legal sobre el hidrógeno verde se tiene el proyecto de ley 6953/2020-CR, en donde se busca incentivar la gestión de recursos energéticos renovables (RER). Dichos esfuerzos han llevado al estado a tomar la decisión, por medio del Decreto Supremo 003-2022-MINAM, en donde declara de interés nacional la emergencia climática. Se propone a través del Ministerio de energía y minas diseñar programas de promoción para el desarrollo de tecnologías, uso y producción de hidrógeno verde. Esto sumado al convenio firmado del MINEM y la Asociación Peruana de Hidrógeno H2 Perú [32] donde trazan una hoja de ruta de cara del 2025 al 2050 con proyectos de ley factibles para su implementación y donde se estima una reducción agresiva del precio del hidrógeno resaltando que partir del año 2040 se tendrá un precio de compra de hidrógeno verde competitivo para las industrias. Así mismo, empresas privadas ya evalúan su uso potencial para vehículos de carga y maquinaria minera.

En el aspecto político-medioambiental de materializarse la hoja de ruta reduciría el periodo de implementación. Asimismo, la empresa Mmex Resources Corporation desarrolla proyectos a nivel nacional y es parte del primer proyecto de hidrógeno verde en Perú, con un énfasis en la promoción del proyecto de ley que plantea H2 Perú, en donde se busca la reducción de emisiones del país contenida en la Contribución Nacional Determinada (NDC) y se estima que el fomento a la innovación en la industria energética del Hidrógeno verde o tecnologías híbridas será incremental y otorgará líneas de financiamiento a la inversión privada y estatal [33].

¿Cómo pueden las industrias del sector siderúrgico en el Perú adaptarse eficazmente a los cambios en el mercado de energía eléctrica y a las crecientes preocupaciones ambientales, aprovechando tecnologías como la autogeneración con gas natural y el hidrógeno verde, para garantizar su continuidad operativa y contribuir a la reducción de emisiones de carbono?

Alcance

El alcance de la tesis abarca el análisis de viabilidad de plantas de ciclo combinado utilizando como combustible una mezcla de hidrógeno verde y gas natural, aplicado al sector siderúrgico bajo un estudio de una empresa siderúrgica peruana.

El análisis de viabilidad se desarrolla a partir de la evaluación técnica-ambiental y económica de distintas alternativas factibles de diseño de plantas de ciclo combinado de ciclo Brayton con ciclo Rankine, haciendo uso de turbinas de gas que permitan el uso de la mezcla de gas natural e hidrógeno.

Dentro de la evaluación técnica-ambiental se tiene en cuenta la demanda de energía eléctrica cubierta, el rendimiento eléctrico y las emisiones de CO₂ contenidas en los gases de escape, considerando como combustible la mezcla de gas natural con hidrógeno verde. Cada parámetro energético se estima con el uso de ecuaciones generadas a partir de simulaciones de plantas de ciclos combinado en el software Thermoflex que a su vez fueron validadas con información compartida por el fabricante Siemens Energy considerando una variación no mayor a +/- 5%.

La evaluación económica se realiza a partir de precios de gas natural, electricidad e hidrógeno verde correspondientes estimados al año 2040. Se escoge este periodo debido a que el estudio presentado por H2 Perú [34] menciona que desde dicho momento temporal se tendrán cimentadas las bases del mercado local del hidrógeno verde, logrando un precio competitivo para su uso en las diversas industrias. A su vez, en el presente estudio, se evaluó y validó dicha hipótesis realizando un análisis de sensibilidad multiparamétrico de precios y encontrando a la propuesta inviable en el rango comprendido entre el 2020 al 2040

Los criterios económicos considerados en la evaluación son: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Plazo de Recuperación (PB), los cuales son hallados a partir de los costos de capital (CAPEX) y costos de operación (OPEX) respectivos a cada alternativa.

Los costos de capital (CAPEX) y operación (OPEX) de cada alternativa se estiman haciendo uso del Manual “Gas Turbine World” [35] que brinda información de precios de plantas de ciclo combinado alrededor del mundo. Además, se considera

información económica brindada por el fabricante Siemens Energy, la cual se emplea para corregir los costos a un contexto de instalación de la planta en el Perú. No se considera la variación de estos costos a lo largo de los años debido a que la data del manual consultado muestra variaciones mínimas respecto a los costos de plantas de ciclo combinado menores a 70 MW.

La evolución de los precios de compra de electricidad y gas natural en el sitio se estima a partir de los precios registrados en los años 2019 a 2022 y la línea de tendencia de precios mostrada en los reportes “Tarifas y Mercado Eléctrico” de OSINERGMIN [36]. La evolución de precios de compra de hidrógeno verde se estima a partir del pronóstico de precios publicado por H2 Perú [34], en el que muestran los precios probables que alcanzará el hidrógeno verde en las regiones de la costa del Perú hasta el año 2050.

Objetivo principal

- Analizar la viabilidad técnica-ambiental y económica de una planta de ciclo combinado utilizando como combustible una mezcla de hidrógeno verde y gas natural para una empresa siderúrgica en el Perú al año 2040.

Objetivos específicos

- Revisar el estado de arte de plantas de ciclo combinado y el uso de una mezcla de hidrógeno verde y gas natural como combustible.
- Caracterizar la demanda de electricidad de una empresa siderúrgica en el Perú.
- Elaborar el concepto de diseño de las plantas de ciclo combinado utilizando como combustible una mezcla de hidrógeno verde y gas natural para una empresa siderúrgica en el Perú.
- Plantear alternativas de diseño de plantas de ciclo combinado utilizando como combustible una mezcla de hidrógeno verde y gas natural para una empresa siderúrgica en el Perú.

- Evaluar la viabilidad técnica-ambiental y económica de las alternativas de diseño de plantas de ciclo combinado utilizando como combustible una mezcla de hidrógeno verde y gas natural para una empresa siderúrgica en el Perú.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se desarrolla el marco teórico que permite establecer los conceptos básicos necesarios para realizar el análisis de viabilidad de plantas de ciclo combinado utilizando una mezcla de hidrógeno verde y gas natural enfocado en la industria siderúrgica. A su vez, se exploran investigaciones y proyectos, similares o relacionados al estudio propuesto.

1.1. Plantas de generación de electricidad para la industria siderúrgica

Las plantas de generación de energía producen electricidad a través de la conversión de energía primaria en energía eléctrica. Esta energía primaria se divide en renovables y no renovables: entre las energías renovables se tiene a la energía solar, eólica, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa, mareomotriz, bioetanol y biodiésel. Y en las no renovables se tiene a la energía nuclear, petróleo, carbón y gas natural; siendo estas en la actualidad las más utilizadas con respecto a las fuentes de energía verde o renovables [37].

Respecto al tipo de planta de generación de electricidad con mayor afinidad a la industria siderúrgica, en el “Manual para la Evaluación de Proyectos de Eficiencia Energética para el Sector de Siderurgia y Metalmecánica” desarrollado por el Banco de Desarrollo de América Latina, se menciona que las principales oportunidades de generación de electricidad de alta eficiencia se encuentran en la instalación de plantas térmicas que sean capaces de aprovechar del calor generado en los distintos procesos [38]. Debido a lo mencionado, las plantas térmicas de generación de electricidad capaces de aprovechar gases a altas temperaturas como son los ciclos de gas y vapor (ciclos combinados) juegan un papel dominante en la generación de energía estacionaria a gran escala y de alta eficiencia en esta industria.

1.2. Ciclos combinados

El ciclo combinado (CC) es un término genérico que se refiere a dos o más ciclos termodinámicos conectados entre sí. En el presente trabajo se analizan ciclos combinados conformados de un ciclo Brayton de gas y un ciclo Rankine de vapor, ambos como los generadores de energía mecánica en sus respectivos ejes, energía la cual se convierte en energía eléctrica mediante un generador de corriente alterna síncrona (ca). Este tipo de ciclos combinados se componen por 4 elementos principales: turbina de gas, turbina de vapor, caldera de recuperación de calor y condensador. En donde la turbina de gas realiza el ciclo Brayton y los 3 componentes restantes, el ciclo Rankine de vapor, en el cual se usa agua como fluido de trabajo [39].

1.2.1. Turbina de gas

Como se mencionó anteriormente, la turbina de gas cumple una función esencial en un ciclo combinado, esto es debido a que compone el ciclo principal para la generación de energía. A continuación, se describen las características, rendimientos energéticos y los modos de recuperación de calor de las turbinas de gas.

Las turbinas de gas son plantas de potencia energética capaces de producir grandes cantidades de energía mecánica a través de la expansión de gases en su interior. Su aplicación se ha ido incrementando con el paso de los años, especialmente en sectores de generación de energía y petroquímicos. En la actualidad, las turbinas de gas son capaces de funcionar con combustible Diesel, gas natural, nafta, metano, crudo, gases de biomasa, gases de bajo BTU (British Thermal Unit), combustibles de origen renovable, sintéticos y vaporizados [40]. Su uso específico con hidrógeno se ha planteado como una solución potencial ante el cambio climático debido a los gases de efecto invernadero, popularizándose en las últimas décadas. Fabricantes de turbinas de gas como Siemens Energy, Baker Hughes y General Electric ya cuentan con modelos de turbinas de gas capaces de operar con un 100% de volumen de hidrógeno.

En la generación de energía podemos encontrar tres tipos de usos comerciales de las turbinas de gas. El ciclo simple de turbina de gas, el cual realiza un ciclo Brayton abierto en el cual el combustible ingresa a ser comprimido en un compresor, pasa a ser

incinerado en una cámara de combustión, se expande en la turbina y finalmente es desechado, tal como se muestra en la **Figura 1.1**.

El ciclo regenerativo de turbina de gas, el cual también realiza un ciclo Brayton abierto con la diferencia de que los gases de combustión a la salida de la turbina son usados para precalentar el gas antes de su ingreso a la cámara de combustión, esto siendo realizado mediante un intercambiador de calor llamado regenerador.

Y finalmente, el ciclo combinado de turbina de gas, el cual además de realizar un ciclo Brayton abierto, añade el ciclo Rankine, en el que se usa la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para evaporar agua en un recuperador de calor y este vapor se expanda en la turbina de vapor. En la **Figura 1.2**, podemos observar dicho ciclo combinado donde además se muestra una turbina de vapor con un diseño de tres etapas que son baja (LP), intermedia (IP) y alta presión (HP), donde el vapor iniciará ingresando a la turbina de alta presión y al salir, con una menor presión, será aprovechado en las turbinas de intermedia y baja presión [39]. Este diseño permite aprovechar al máximo el vapor producido y así aumentar la eficiencia del ciclo.

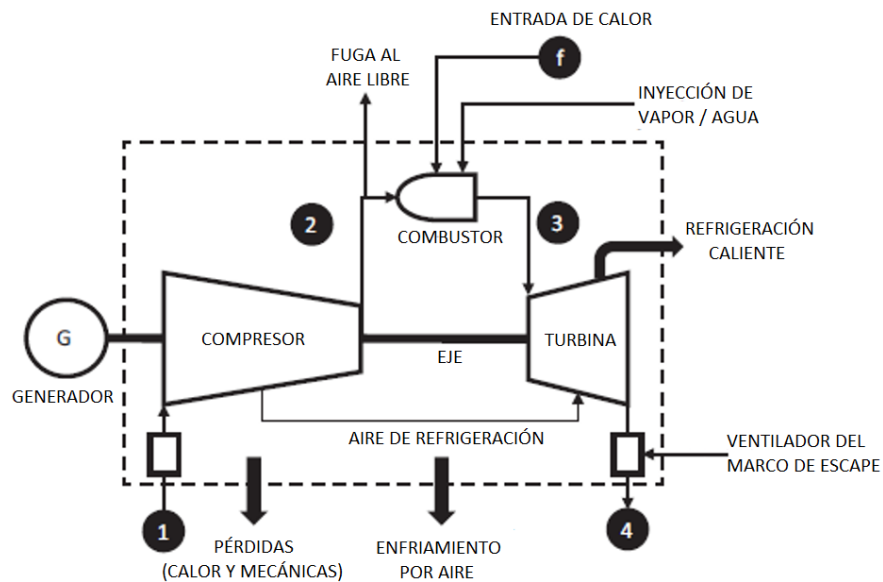


Figura 1.1 Diagrama del ciclo simple de una turbina de gas [39]

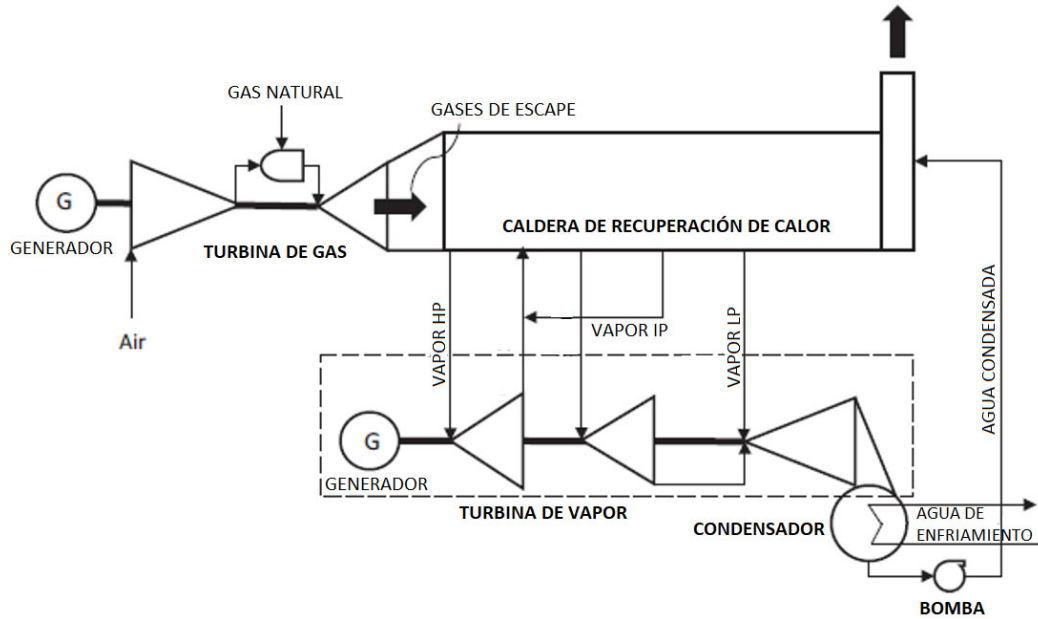


Figura 1.2 Diagrama de un ciclo combinado genérico de turbina de gas [39]

Respecto a las eficiencias térmicas de plantas de energía presentadas en la **Tabla 1.1**, podemos observar que las turbinas de gas no son los equipos de combustión interna más eficientes que existen, ya que son fácilmente superadas por la eficiencia que poseen los motores de combustión interna. Sin embargo, cuando estas son combinadas con recuperadores de calor o incluso con ciclos Rankine de turbinas de vapor, son de lejos la tecnología más limpia y eficiente para la generación de energía eléctrica a través de la quema de combustible fósil [39].

Tipo de planta	Eficiencia neta (%)
Ciclo simple de turbina de gas – gas natural	45
Ciclo simple de turbina de gas – aceite	41
Ciclo simple de turbina de gas – crudo	32
Ciclo regenerativo de turbina de gas – gas natural	50
Ciclo combinado de turbina de gas y vapor	55
Generador diésel – diésel	45
Generador diésel – aceite	42
Motor de combustión interna – gas natural	47

Tabla 1.1 Eficiencias típicas de varios tipos de plantas de generación de energía [41]

Existen 3 tipos de turbinas de gas usadas para la generación de energía eléctrica: las turbinas de gas aeroderivativas, industriales ligeras e industriales pesadas.

Las turbinas de gas aeroderivativas, son turbinas basadas en tecnologías y materiales de motores de aeronaves, las cuales son significativamente más livianas, poseen un tiempo de respuesta más veloz y sus emisiones son pequeñas a comparación de su contraparte, las turbinas de gas industriales pesadas. Este tipo de turbinas pueden llegar a poseer una eficiencia de hasta un 45% a comparación de las turbinas de gas más pesadas que rondan los 35%. Además, debido a su flexibilidad permiten un funcionamiento combinado con gas natural y combustible líquido [42]. Estas turbinas son típicamente usadas en la generación de energía a menor escala, hasta los 100 MW, y el rango más común suele ser de 25 a 60 MWe. Sin embargo, las turbinas aeroderivadas no suelen ser candidatas ideales para su aplicación en ciclos combinados debido a la baja temperatura de sus gases de escape, la cual ronda los 440°C [39].

Un ejemplo de esta turbina es la turbina de gas aeroderivada SGT-A35 de la empresa Siemens Energy, la cual posee una potencia de 38 MW, peso liviano, modulo compacto y optimizado para su funcionamiento en climas calientes. Posee un compresor “zero stage” que aumenta la energía producida con la misma temperatura de encendido [43].

Las turbinas de gas industriales ligeras pueden tener una arquitectura similar al de las aeroderivativas o al de las industriales pesadas, siendo la distinción más notable, con esta última, que las ligeras son la clasificación para turbinas de dimensión menor a 100 MW-e y las pesadas para turbinas de 100 MW-e o mayor. Este tipo de turbinas incorporan las ventajas de tamaño y peso de las turbinas aeroderivativas, a la misma vez que las ventajas de robustez y longevidad de las turbinas de servicio pesado. También, suelen ser una buena opción en ciclos combinados debido a que la temperatura de sus gases de escape ronda los 550°C [39].

Un ejemplo es la turbina SGT-600 de Siemens Energy, la cual posee una potencia de 25 MW, tiene una eficiencia en ciclo simple de 34.6%, es robusta, confiable y posee costos de mantenimiento bajos. Además, en ciclo combinado bajo la configuración 1x1 se puede alcanzar hasta 36 MW con una eficiencia neta de 49.9% [44].

Las turbinas de gas industriales pesadas poseen una arquitectura simple, un compresor axial conectado a una turbina axial a través de un eje soportado por dos rodamientos. Estos suelen clasificarse en dos tipos, el primero conocido como “cold end drive”, el cual tiene el generador de corriente alterna síncrona (ca) del lado del compresor, y el segundo conocido como “hot end drive”, que tiene el generador del lado de la turbina. Son mayormente usados debido a su robustez, longevidad y flexibilidad. Al igual que las turbinas de servicio ligero, son una buena opción para ciclos combinados ya que también cuentan con la temperatura de gases de escape alrededor de los 600°C [39].

Un ejemplo es la turbina SGT5-4000F de Siemens Energy, la cual cuenta con una potencia de 329 MW en ciclo simple, eficiencia de 41% y con una temperatura de gases de escape de 600°C. Esto último puede ser aprovechado para un ciclo combinado 1x1 con el cual se puede llegar a una potencia de 485 MW y una eficiencia neta de 61% [45].

1.2.2. Turbina de vapor

Una turbina de vapor es una turbomáquina que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de energía entre el fluido de trabajo (vapor) y el rodete, el cual cuenta con alabes para realizar este intercambio. A diferencia de la turbina de gas, estas no vienen en líneas de productos bien definidas. Si bien se pueden definir las condiciones de admisión de vapor y la presión del condensador, los flujos de vapor dependen en gran medida del diseño y características de otros equipos clave de la planta: que para este caso de ciclo combinado son: la temperatura y el flujo de los gases de escape de la turbina de gas, y el diseño del recuperador de calor [39].

Por ejemplo, Siemens Energy cuenta con varias series de turbinas de vapor. La serie SST-3000 cubre rangos de potencia de 90 MW a 250 MW, presenta turbinas de vapor con un diseño de dos etapas, la primera etapa de una turbina separada de alta presión (HP) y la segunda etapa de una turbina combinada de intermedia y baja presión (IP/LP) con escape axial. La serie SST-4000 cubre rangos de potencia de 100 MW a 380 MW, presenta turbinas de vapor con un diseño de dos etapas, la primera etapa de

una turbina de presión intermedia (IP) y la segunda etapa de una turbina de baja presión (LP) con escape descendente y de doble lado [40].

Las dos series presentadas son principalmente para aplicaciones de rangos medios de potencia. Para aplicaciones que requieren menores rangos de potencia se encuentran la serie SST-200 que cubre potencias hasta 20 MW, la serie SST-300 que cubre hasta 45 MW y la serie SST-400 que cubre hasta 60 MW. En su contraparte, para aplicaciones que requieren altos rangos de potencia se tiene la serie SST-5000 que cubre potencias desde 120 MW hasta 650 MW, la serie SST-6000 que cubre potencias desde 300 MW hasta 1200 MW y la serie SST-9000 que cubre potencias desde 1000 MW hasta 1900 MW. Además, respecto a la eficiencia de la turbina de vapor, esta suele rondar alrededor de los 45% en ciclo simple y puede llegar a sobrepasar 60% en ciclos combinados [40].

1.2.3. Caldera de recuperación de calor

El generador de vapor por recuperación de calor (HRSG) es la conexión vital entre el ciclo Brayton (turbina de gas) y el ciclo Rankine (turbina de vapor), cumpliendo la función de disipador de calor para el primero y fuente de calor para el segundo. Esta caldera de recuperación de calor utiliza los gases de escape de la turbina de gas para convertir el fluido condensado, proveniente del condensador de la turbina de vapor, en vapor a una, dos o tres presiones diferentes que son admitidas en la turbina de vapor para generar energía útil. Los HRSG poseen tres secciones de transferencia de calor, el economizador, evaporador y sobrecalentador, dependiendo de los niveles de presión que se maneje (baja, media y/o alta presión) pueden aumentar el número de estas secciones. Adicionalmente, algunos modelos pueden incluir una sección más llamada recalentador, el cual usa el vapor de escape de la turbina de alta presión para recalentarla y readmitirla a la turbina de presión intermedia [39].

Los fabricantes suelen clasificarlos en base al nivel de presión y sus características de recalentamiento. Suelen usar acrónimos como: 1PNR que se refiere a un HRSG con un solo nivel de presión sin recalentamiento, 1PRH a un solo nivel de presión con recalentamiento, 2PNR a dos niveles de presión sin recalentamiento, 2PRH

a dos niveles de presión con recalentamiento, 3PNR a tres niveles de presión sin recalentamiento y 3PRH a tres niveles de presión con recalentamiento [39].

1.2.4. Condensador

El condensador o disipador de calor en un ciclo simple de una turbina de vapor es el aire del ambiente, en un ciclo combinado es el HRSG. Entonces, para el ciclo Rankine de la turbina de vapor, el disipador de calor será un equipo condensador capaz de tomar el vapor a la salida de la turbina y regresarla al circuito en estado condensado. Existen diversos sistemas de condensación usados en ciclos combinados, a continuación, se detallan los más relevantes en la industria.

El condensador de coraza refrigerado con agua es un intercambiador de calor del tipo coraza y tubos en el cual el vapor ingresa a la coraza y es condensado debido a la baja temperatura del agua que recorre los tubos, como se puede observar en la **Figura 1.3** [39]. Suele aplicarse mayormente en lugares donde existe una fuente natural aprovechable, como pueden ser los ríos o el mar.

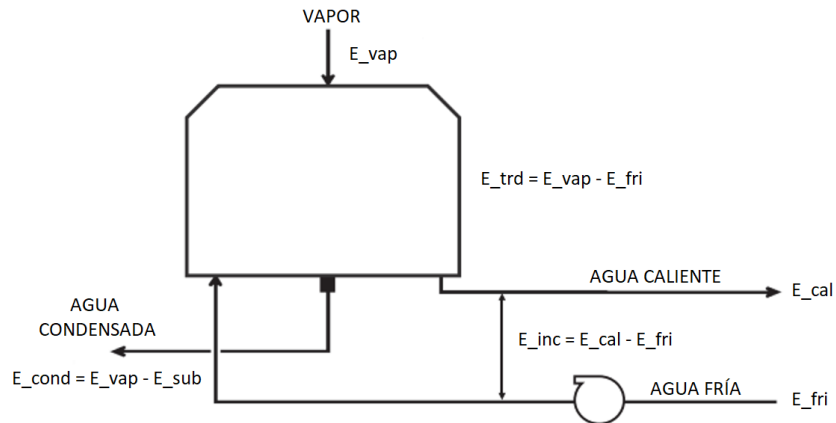


Figura 1.3 Diagrama esquemático de un condensador de coraza refrigerado con agua [39]

La torre de enfriamiento es un intercambiador de calor y masa directo, su aplicación es mayormente en situaciones donde no existe una fuente natural que se pueda aprovechar en el condensador. La torre de enfriamiento facilita la transferencia de calor del agua tibia que salió del condensador, y el agua fría ya almacenada va directo al condensador formando un ciclo cerrado. El esquema de una torre de enfriamiento se puede observar en la **Figura 1.4**, donde en la parte superior ingresa el agua tibia, la cual

será pulverizada en forma de lluvia de gotas y serán refrigeradas por medio de una corriente de aire que puede ser inducida o forzada, para finalmente caer al depósito inferior y redistribuirla al circuito como agua fría [39].

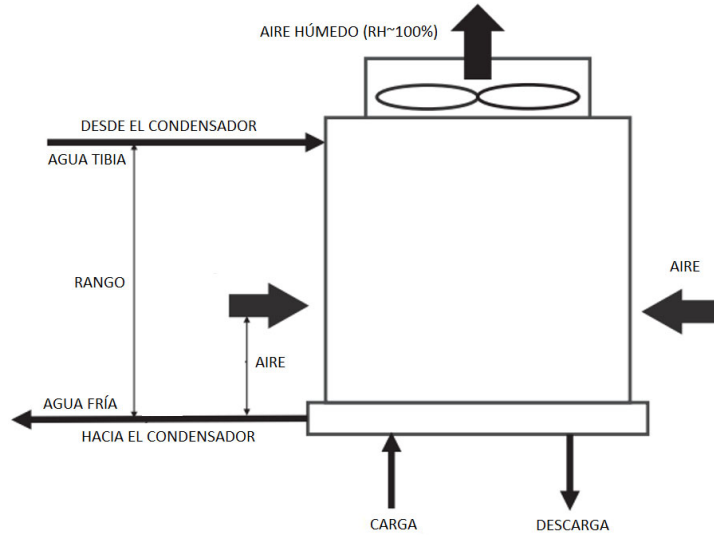


Figura 1.4 Diagrama esquemático de una torre de enfriamiento [39]

El condensador enfriado por aire usa este fluido como disipador de calor, sus principales usos se encuentran en climas secos donde escasea el agua o hay regulaciones respecto al uso de agua para sistemas de enfriamiento. El enfriamiento se realiza a través de convección y debido al bajo calor específico es necesario contar con grandes áreas cubiertas por el flujo de aire. En la **Figura 1.5** se muestra un esquema de este sistema [39].

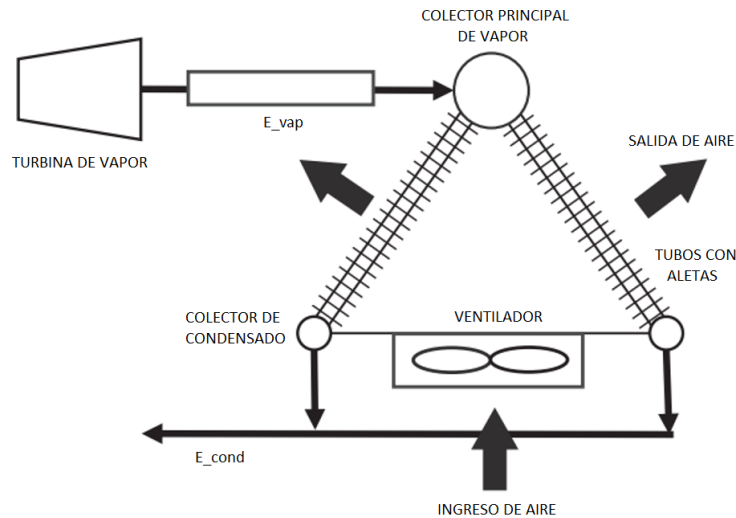


Figura 1.5 Diagrama esquemático de un condensador enfriado por aire [39]

1.3. Mezcla de combustibles: gas natural e hidrógeno

El gas natural es un combustible fósil compuesto por una mezcla de hidrocarburos, principalmente por parafinas ligeras como metano y etano. Este tipo de combustible se suele encontrar en forma gaseosa debido a las presiones elevadas de sus yacimientos [46]. Para su comercialización es llevado a plantas de procesamiento en la cual se produce como Gas Natural Licuado (GNL) o Gas Natural Comprimido o Vehicular (GNC o GNV), en la **Tabla 1.2** se encuentran las principales diferencias entre estos tipos de gas natural [47]. El transporte del Gas Natural se suele realizar mediante ductos que llegan a las ciudades donde se va a consumir, y en algunas ocasiones por temas de distancia y costo se suele recurrir a otras formas como el transporte mediante buques o gasoductos virtuales [48]. El precio de este combustible puede variar según la ubicación del punto de entrega, siendo los lugares que no cuentan con gasoductos, los que compran gas natural a un mayor precio. La diferencia de precios se puede hacer notoria en una comparación entre el precio de gas natural para su uso industrial en Lima que se encuentra alrededor de los 17.65 US\$/MWh-t y el precio para la región de Ancash que se puede encontrar cerca de los 36 US\$/MWh-t.

	GN	GNL	GNC = GNV
Estado	Gas	Líquido	Gas
Temperatura	Ambiente (20 °C)	-135°C a -160°C	Ambiente (20 °C)
Presión	Atmosférica (1atm)	Atmosférica (1atm)	200 – 250 atm

Tabla 1.2 Diferencias entre GN, GNL y GNC o GNV [47]

El hidrógeno, por su lado, es un combustible limpio y se puede producir a partir de una variedad de recursos energéticos, de los cuales resalta la electrólisis del agua haciendo uso de energías renovables como la eólica o solar. En la **Figura 1.6** se puede observar gráficamente como se produce el hidrógeno verde, en el punto 1 se tiene la materia prima que es el agua, en el punto 2 se tienen las energías renovables las cuales producen energía limpia, en el punto 3 se tiene el proceso de electrólisis donde se usa la energía limpia para descomponer las moléculas del agua, y finalmente en el punto 4 el hidrógeno se almacena en recintos especiales como el gas [49].

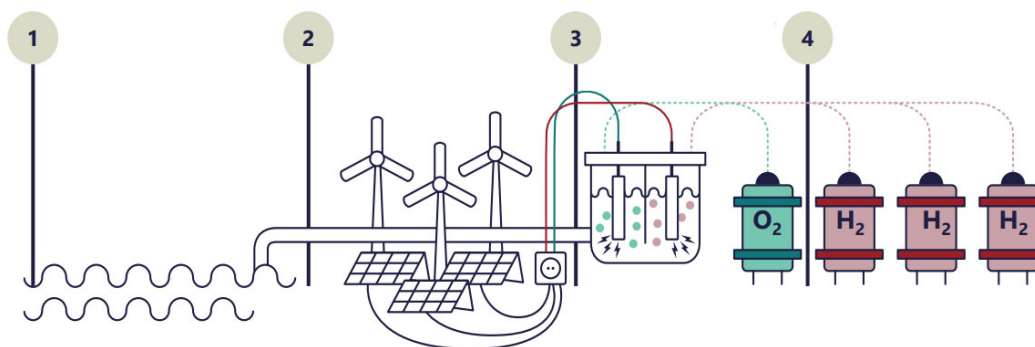


Figura 1.6 Producción de hidrógeno verde [49]

Algunos conceptos clave del hidrógeno que menciona el Ministerio de Energía de Chile [49], son que este combustible es más seguro que otros combustibles usados actualmente, solo emiten vapor de agua en su uso, su producción requiere relativamente poca agua y contiene una mayor densidad energética que las baterías de litio. Además, el hidrógeno tiene un bajo factor de emisión, una combustión estable, una alta eficiencia energética y bajas emisiones contaminantes. Estas cualidades convierten al hidrógeno en una opción de combustible atractiva para todas las empresas de servicios públicos e industrias que buscan emisiones netas de carbono cero en los próximos años [50]. En el Foro Energético de la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (Andeg), Mariano Berkenwal [51], oficial de programas de transiciones a energías limpias para Latinoamérica, mencionó que hay mucho potencial en el hidrógeno, especialmente para ayudarnos a descarbonizar la producción y los usos finales de la energía.

Desde esta perspectiva, Fabian Cano [52] propone el uso del hidrógeno (H₂) en una mezcla con gas natural (GN), argumenta que: *“El gas natural es un combustible fósil de bajo factor de emisión de dióxido de carbono (CO₂) y al mezclarse con un combustible de origen renovable y casi nulas emisiones de CO₂, como es el hidrógeno, se puede lograr una mejora en su combustibilidad y reducir aún más sus emisiones”*. En el estudio que presenta, confirma que la adición de hidrógeno aumenta la eficiencia útil y la estabilidad de operación del equipo donde se incinera, también confirma el aumento de temperatura de la llama y la reducción de emisiones de CO₂.

J. Zareei et al. [31], investigaron el efecto de la adición del hidrógeno al gas natural comprimido en un motor diésel. Para esta investigación, usaron un motor Diesel turboalimentado de 3 cilindros con inyección directa de GNC. Para el análisis usaron el

software AVL Fire™ para simular el motor a diferentes velocidades, presiones de inyección y relaciones aire/combustible. Los resultados confirmaron que la adición de 30% de hidrógeno al volumen total del gas natural, es capaz de mejorar la eficiencia térmica y la potencia del motor en un 6.04%. Además, reduce el consumo de combustible en un 4.57%, y a pesar de aumentar la emisión de óxido de nitrógeno (NOx), reduce los restos de hidrocarburos (HC) y hollín.

En la actualidad, el hidrógeno ya se utiliza como fuente de combustible para la generación de energía, entre las más destacadas está la primera central eléctrica a 100% de hidrógeno del mundo ubicada en Fusina- Italia. Con este proyecto, Italia ha dado una muestra de querer superar su bulimia petrolífera recurriendo a otros recursos energéticos [53]. También, se encuentra el proyecto de una acería en Wuhan (China) en la cual se genera energía a partir de la quema de gases residuales, gas de coquería (COG) y gas de alto horno (BFG), con un contenido de 60% de hidrógeno [54]. Recientemente, en EnergyAustralia ordenó una de las turbinas de gas de General Electric de 316 MW para alimentar la planta Tallawara, la cual será la primera planta de energía de doble combustible de gas natural e hidrógeno del país, Catherine Tanna , directora general de EnergyAustralia mencionó *“Nuestra nueva turbina de ciclo abierto, con capacidad para hidrógeno y gas, proporcionará una capacidad firme de manera continua y allana el camino para que entren al sistema fuentes de energía más limpias”* [55].

En el contexto latinoamericano, aún se cuenta con una gran brecha que es el costo elevado del hidrógeno, el cual puede llegar hasta los 5.8 US\$/kg, del cual 30% representan los costos de transporte y el restante en los costos del electrolizador y la energía eléctrica proveniente de energías renovables. Sin embargo, un estudio realizado por Engie Impact [56] estima que los costos de transporte se habrán reducido un 14% para el 2040 y 13% más para el 2050, además, se tendrá una considerable reducción en costos de electrolizadores que provocará que el precio del hidrógeno se reduzca a un rango entre 1.13 a 1.61 US\$/kg. S&P Global Ratings [57], por su lado, estima que el precio del gas natural deberá caer en más del 50% para el 2030, oscilando el rango de 2 – 2,5 US\$/kg, lo cual se dará principalmente por tres factores: la reducción del costo de capital de los electrolizadores, el costo nivelado de la energía renovable, y el aumento de capacidad en las tecnologías de producción de hidrógeno.

La reducción de costes del hidrógeno y su potencial energético y ambiental pueden lograr hacer de este un combustible, uno competitivo con el gas natural en términos de energía equivalente. Kobad Bhavnagri [58], jefe de descarbonización industrial de BNEF menciona: *“El hidrógeno tiene el potencial de convertirse en el combustible que impulse una economía limpia. En los años venideros, será posible producirlo a bajo costo utilizando energía eólica y solar, almacenarlo durante meses, y luego distribuirlo a demanda para alimentar todo, desde barcos hasta fábricas de acero”*.

Adicionalmente, el hidrógeno tiene el potencial de ser la solución ante una posible implementación de políticas como el impuesto al carbono, el cual encuentra su función en diversos países del mundo para controlar las emisiones contaminantes de las industrias. Un análisis crítico del impuesto a la emisión del carbono en modelos tributarios extranjeros y su aplicación en el Perú, considerando la política fiscal del impuesto al carbono en países líderes en la aplicación de impuesto ambientales como los países nórdicos y en los pares latinoamericanos, encontró que el modelo colombiano es el más adaptable al modelo tributario peruano, siendo el valor probable de impuesto de 5.27 US\$/Ton-CO₂ [59]. Esto para una industria siderúrgica que produce alrededor de 14.3 millones de toneladas de acero al año y considerando que un horno tradicional genera más de dos toneladas de CO₂ en promedio por tonelada de acero producido, se convierte en penalizaciones de alrededor de 150 MM US\$ al año, las cuales pueden ser reducidas reemplazando el uso de combustibles contaminantes por un combustible de cero emisiones como es el hidrógeno.

Cabe resaltar que los impuestos al carbono asignados en países latinoamericanos suelen ser comparativamente bajos a los impuestos en países más desarrollados. En la **Tabla 1.3** se pueden observar los impuestos al carbono aplicados en algunos países o ciudades representativos, de los cuales podemos resaltar que Suecia y Suiza poseen de los impuestos más elevados en el mundo, siendo estos de 137.24 y 101.47 US\$/Ton-CO₂ respectivamente; en su contraparte se encuentran México y Chile con precios de 3.18 y 5.00 US\$/Ton-CO₂ respectivamente [60].

País/Ciudad	Impuesto al carbono (US\$/Ton-CO₂)
Argentina	5.54
Beijing	4.32
California	17.94
Canadá	31.83
Chile	5.00
Dinamarca	28.94
Francia	52.39
Alemania	29.36
México	3.18
Colombia	5.27
Suecia	137.24
Suiza	101.47
Reino Unido	24.80
Estados Unidos	8.69

Tabla 1.3 Impuestos al carbono en países/ciudades [60]

Además de medidas como los impuestos al carbono mencionados, se encuentran otras como los bonos de carbono y las compensaciones al carbono. Los bonos de carbono son un mecanismo internacional de descontaminación propuesto en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global y efecto invernadero, donde se apertura un mercado voluntario en el que las empresas tienen la opción de adquirir estos bonos, los cuales contribuyen a financiar proyectos que tengan como objetivo la reducción del efecto invernadero [61]. Por otro lado, las compensaciones al carbono son un mecanismo para que industrias con elevadas cantidades de emisiones obtengan créditos al carbono que les ayude a reducir las penalizaciones por la cantidad de CO₂ emitida, en la cual deben encargarse de implementar proyectos que compensen las emisiones efectuadas por su industria [62]. Ante estas medidas es importante que las industrias tengan en consideración el uso de combustibles limpios como es el hidrógeno.

1.4. Plantas de ciclo combinado en el Perú y el mundo

1.4.1. Plantas de ciclo combinado accionadas con gas natural

Los ciclos combinados con turbinas de gas y vapor no son una tecnología nueva en el Perú. Entre las termoeléctricas que hacen uso de este tipo de plantas, están la Central Termoeléctrica de C. C. Chilca de la empresa Fénix Power Perú y la Central Termoeléctrica C.C. Kallpa IV de la empresa Kallpa Generación S.A [63].

La Central Termoeléctrica C.C. Kallpa IV ubicada en Chilca cuenta con una potencia instalada de 873.9 MW. Cuenta con 3 turbinas de gas del modelo 501FD2 de la empresa Siemens Energy las cuales tienen una potencia nominal de 189.8, 193.5 y 197.8 MW respectivamente, y una turbina de vapor de la empresa General Electric con una potencia nominal de 292.8 MW. Su monto aproximado de inversión es de 395 MM US\$ [63]. En la **Figura 1.7** se puede observar las Chimeneas de Turbinas de Gas, Calderas de Recuperación de Calor y Aerocondensadores [64]. A su vez, se puede observar que este tipo de plantas ocupan un tamaño considerable del terreno, por lo que si una empresa deseara contar con una planta propia debería tener disponible un área para su instalación que no solo ocupan los equipos mencionados en capítulos anteriores.



Figura 1.7 Vista de las Chimeneas de Turbinas de Gas, Calderas de Recuperación de Calor y Aerocondensadores [64]

Por otro lado, la Central Termoeléctrica C.C. Chilca ubicada, también, en Chilca cuenta con una potencia instalada de 534.3 MW. Cuenta con 2 turbinas de gas del modelo 9FA de la empresa General Electric las cuales tienen una potencia nominal de 173 MW cada una, y una turbina de vapor de la misma empresa con una potencia nominal de 189 MW. Esta central es también conocida por ser la que usa el gas natural de Camisea de manera más eficiente y por poseer una de las distribuciones más estéticas. Su monto aproximado de inversión es de 857 MM US\$ [63]. En la **Figura 1.8** se puede ver una vista virtual de esta central [65]. De esta planta se puede apreciar la manera compacta en la que fue diseñada, ahorrando espacio territorial sin involucrar la seguridad o eficiencia de la planta, también se puede observar que está aislada y cercada varios metros alrededor, principalmente para evitar generar cambios drásticos en un ecosistema cercano.



Figura 1.8 Vista virtual de la Central Térmica Fénix [65]

Alrededor del mundo también podemos encontrar plantas de generación en base a ciclos combinados. Entre los más famosos podemos encontrar la planta Irsching 4 de la empresa Uniper en Alemania, la cual es una planta de ciclo combinado con configuración 1 x 1 de un solo eje y usa el modelo de turbina de gas SGT5-8000H del fabricante Siemens, cuenta con una prestación energética cerca a los 400 MW y una eficiencia neta de 60.3%. Algunas características clave de esta planta es la baja presión en el condensador la cual es de 23 mbar y es debido a que la temperatura ambiente del lugar es alrededor de 10°C. Esta planta incluso fue reconocida por contar con un sistema de reducción de ruido extremadamente eficaz, al punto de que, si no estabas dentro de la

planta, era imposible saber si estaba en funcionamiento, además cuenta con una distribución de equipos y componentes ordenada que le da una impresión estética [66].

Otra planta de renombre es la planta Inland Empire Energy Center (IEEC), la cual fue la primera y única planta de ciclo combinado de clase H del fabricante General Electric [67]. Esta planta cuenta con dos tramos de potencia con una prestación energética comercial de 395 MWe y con una eficiencia neta de 60.5%. Además, esta planta es especialmente única por contar con una ruta de gas caliente de turbina completamente enfriada por vapor y un sistema de humectación del gas combustible. El enfriamiento por vapor le permite aumentar la temperatura del gas caliente en la entrada del rotor de la turbina de la primera etapa y de esta forma conseguir una mayor eficiencia. Y, por otro lado, el sistema de humectación de combustible utiliza la fuente de calor con menor exergía en el HRSG, es decir, el agua de alimentación tibia del economizador de baja presión, para humectar el gas natural, lo cual es beneficioso para la eficiencia y las emisiones del ciclo combinado, sin este sistema se tendría una eficiencia del ciclo combinado de 60.2% y una emisión de NOx aumentada en 6 mg/Nm³. En la **Figura 1.9** se puede observar el esquema de este sistema señalando cada componente y el flujo que sigue tanto el agua para humectación como el gas combustible que será humectado y calentado previo a su ingreso a la turbina de gas [39].

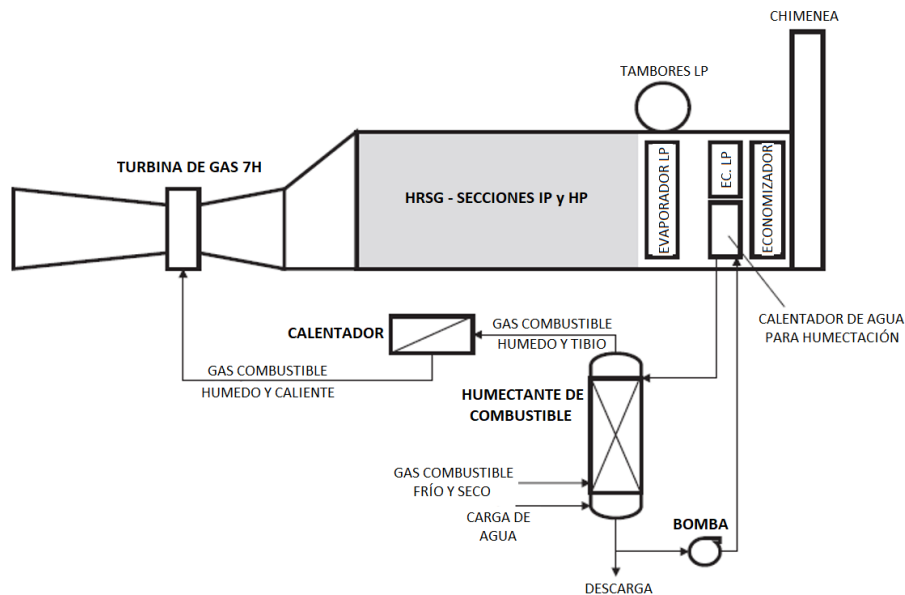


Figura 1.9 Esquema del sistema de humectación de gas combustible de la planta IEEC [39]

1.4.2. Plantas de ciclo combinado accionadas con una mezcla de hidrógeno verde y gas natural

Las plantas de ciclo combinado que consideran el uso de hidrógeno verde como combustible, si bien su tecnología es relativamente nueva, actualmente ya se tiene proyectos en construcción con el objetivo de emplear hidrógeno verde al 100% de la capacidad de combustible.

Entre los proyectos más relevantes se puede mencionar a la construcción de dos centrales de ciclo combinado preparadas para el uso de hidrógeno en Alemania. Estas centrales iniciaron su implementación en abril del 2022 por el consorcio Sener/Bonatti/General Electric y reemplazarán las centrales eléctricas de carbón existentes. Las centrales, en su operación conjunta, tendrán una capacidad de generación eléctrica alrededor de 1,300 MW, se iniciará la operación empleando la quema de hidrógeno en un 20% de su capacidad volumétrica de combustible y estarán preparadas tecnológicamente para su ampliación hasta el 100% de quema de hidrógeno [68]. Las turbinas de gas empleadas para estas centrales son del modelo 9HA.01 del fabricante General Electric y en configuración de ciclo combinado pueden llegar hasta los 680 MW (por planta) [69].

Otro proyecto de ciclo combinado empleando hidrógeno verde como combustible es “Amorebieta” el cual es el primer ciclo combinado que producirá energía a partir de hidrógeno verde en España. Este proyecto está impulsado por el inversor White Summit Capital el cual está especializado en transición energética, y a cargo de la ingeniería y construcción se encuentra la empresa Sener. Este proyecto implementará una planta de hidrógeno verde con una capacidad de 20 MW haciendo uso de las infraestructuras existentes de gas y electricidad de la central de ciclo combinado de la zona. Con esta mejora se estima evitar la emisión de más de 12,000 toneladas de CO₂ al ambiente. Su funcionamiento iniciará con 4% de hidrógeno, en valor energético, con el objetivo de que a largo plazo Amorebieta se convierta en un ciclo combinado de hidrógeno verde en su totalidad. En la **Figura 1.10** se observa el flujo de funcionamiento de la planta de hidrógeno verde en Amorebieta donde se observa la obtención del hidrógeno verde y como parte de este será destinado a la planta de ciclo combinado del sitio [70].

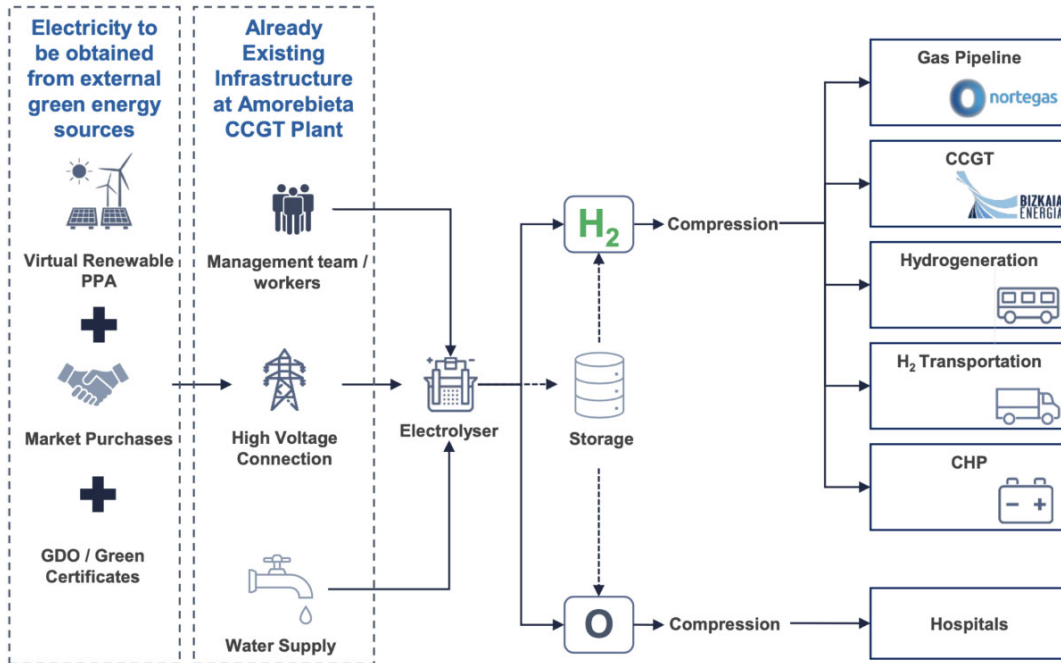


Figura 1.10 Esquema de funcionamiento de la planta de hidrógeno verde en Amorebieta [70]

Las empresas fabricantes de turbinas de gas, por su parte, están apostando por generar mayores facilidades tecnológicas para la implementación de ciclos combinados que empleen hidrógeno como combustible. Tal es el caso de General Electric el cual ya cuenta con turbinas de gas de clase H que pueden quemar hasta un 50% y que se le puede adicionar equipamiento para que permita la adición de hidrógeno hasta el 100% del total de combustible [71]. Siemens Energy por su lado cuenta con turbinas de gas industriales con una capacidad de hidrógeno hasta del 55% y proyecta que para el 2030 sus turbinas puedan operar al 100% de hidrógeno como parte de su proyecto Power-to-X [72].

1.5. Criterios para la evaluación económica de las alternativas de plantas de ciclo combinado haciendo uso de una mezcla de hidrógeno verde y gas natural

El análisis económico permite a las personas y empresas medir y maximizar su utilidad, a través de determinar la factibilidad o prefactibilidad de un proyecto, para ello, dentro del análisis, se evalúan costos y ganancias como un todo. Sus aplicaciones se pueden dar desde analizar un proyecto para decidir su implementación o no, hasta

analizar un grupo de proyectos que serán comparados y filtrados en base a los resultados que se obtengan [73].

Los costos y ganancias son comúnmente organizados en un flujo de caja, la cual hace referencia a las salidas y entradas netas de dinero que tiene una empresa o proyecto en un período determinado [74]. Los flujos de caja pueden tener distintos niveles de complejidad dependiendo del tipo de estudio que se quiere realizar. Al realizar un estudio de prefactibilidad o factibilidad, se busca seleccionar la alternativa “óptica”, es decir basarse en un análisis preliminar, el cual no requiere un detalle exhaustivo, sino que considera los aspectos generales que afectan al proyecto [75].

A continuación, se presentan cuatro criterios de evaluación económica de proyectos, las cuales son el Valor Actual Neto (VAN), Costo Anual Equivalente (CAE), Tasa Interna de Retorno (TIR) y periodo de recuperación de la inversión (payback).

1.5.1. Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión el cual permite conocer cuánto se ganará o perderá con esa inversión. Para ello convierte todos los flujos de caja a un valor presente descontándoles una tasa de interés determinada. La fórmula para hallar el VAN se puede observar en la ecuación (1.1) [76]:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (1.1)$$

Donde:

VAN: Valor actual neto.

I_0 : Inversión inicial (US\$).

F_t : Flujo neto en el periodo t (US\$).

i : Tasa de interés (%).

t : Número de periodo (año).

n : Número de periodos de tiempo (año).

La utilidad de hallar el VAN se basa en que puede generar dos tipos de decisiones, la primera es ver si el proyecto es viable y la segunda es ver cuál de las alternativas de proyecto es mejor al comparar sus valores. Para identificar la decisión a tomar frente a los resultados del VAN, debemos enfocarnos en si el número es positivo, negativo o es cero [76]:

- $VAN > 0$: El proyecto generará ganancias.
- $VAN = 0$: El proyecto no genera ganancias ni pérdidas.
- $VAN < 0$: El proyecto genera pérdidas.

Como se observa, el VAN es un criterio con un método fácil de calcular y proporciona predicciones útiles a la hora de decidir si invertir en un proyecto o no. Sin embargo, se debe tener en cuenta que en el caso de comparar el valor VAN de varios proyectos, estos deben ser analizados bajo una misma duración del periodo. En el caso contrario de no poder realizar el análisis en un mismo periodo, es recomendable usar un criterio como el beneficio anual equivalente (BAE).

1.5.2. Beneficio Anual Equivalente (BAE)

El beneficio anual equivalente (BAE) es el valor que corresponde a todos los ingresos y gastos convertidos a una cantidad anual uniforme que es la misma para cada periodo considerado y se centra en medir los beneficios o ganancias. En el caso de contar con alternativas, se seleccionará el proyecto con mayor beneficio o BAE. Este criterio es principalmente útil en casos en los que el TIR y el VAN no pueden ser suficientemente precisos. Para hallarlo se puede usar la ecuación (1.2) [77]:

$$BAE = VAN \cdot \frac{(1 + i)^n \cdot i}{(1 + i)^n - 1} \quad (1.2)$$

Donde:

BAE: Beneficio Anual Equivalente

VAN: Valor actual neto.

i : Tasa de interés (%).

n : Número de periodos de tiempo (año).

1.5.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es el valor de la tasa de interés que hace que el VAN sea igual a cero, es decir el interés al cual el proyecto no genera pérdidas ni ganancias. Para su cálculo se puede acudir a aproximaciones o el uso de programas informáticos siguiendo el concepto mencionado y que se presenta en la ecuación (1.3) [76]:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (1.3)$$

Donde:

VAN: Valor actual neto.

I_0 : Inversión inicial (US\$).

F_t : Flujo neto en el periodo t (US\$).

TIR: Tasa de interna de retorno (%).

t: Número de periodo (año).

n: Número de periodos de tiempo (año).

Al igual que con la interpretación del VAN, el TIR sigue condiciones para la toma de decisiones, la cuales se muestran a continuación, donde “i” es la tasa de interés elegida para el análisis del VAN [76]:

- TIR > i: El proyecto de inversión es aceptable, ya que supera la rentabilidad mínima exigida.
- TIR = i: El proyecto no genera rentabilidad, pero tampoco pérdidas.
- TIR < i: El proyecto de inversión debe rechazarse, ya que no alcanza la rentabilidad mínima exigida.

1.5.4. Periodo de recuperación de la inversión (payback)

El periodo de recuperación de la inversión (payback) es un criterio que define el tiempo requerido para recuperar el capital inicial, su utilidad principal está en saber cuánto se tardará en recuperar el dinero para decidir si iniciar la inversión o no. Para

calcularlo se puede realizar de dos formas, la primera, expuesta en la ecuación (1.4), nos permite hallar el “payback” en el caso de tener flujos de caja donde son iguales todos los años, y la segunda, expuesta en la ecuación (1.5), en el caso de que los flujos de caja varíen cada año [78]:

$$payback = \frac{I_0}{F} \quad (1.4)$$

Donde:

payback: Plazo de recuperación de inversión (años).

I_0 : Inversión inicial (US\$).

F : Valor de los flujos de caja (US\$/años).

$$payback = a - \frac{I_0 - b}{F_t} \quad (1.5)$$

Donde:

payback: Plazo de recuperación de inversión (años).

I_0 : Inversión inicial (US\$).

a : Periodo anterior al periodo en el que se recupera la inversión (años).

b : Suma de los flujos netos hasta el final del periodo a (US\$).

F_t : Valor del flujo neto en el periodo que se recupera la inversión (US\$/años).

CAPÍTULO II METODOLOGÍA

En el presente capítulo se detalla la metodología empleada para el desarrollo de este trabajo, la cual se basa en un proceso de diseño y análisis progresivo dividido en cuatro fases, las cuales se pueden observar y diferenciar por colores en el diagrama de flujo plasmado en la **Figura 2.1**. La metodología fue aplicada para diseñar una planta de ciclo combinado capaz de atender la demanda eléctrica de una empresa siderúrgica peruana.

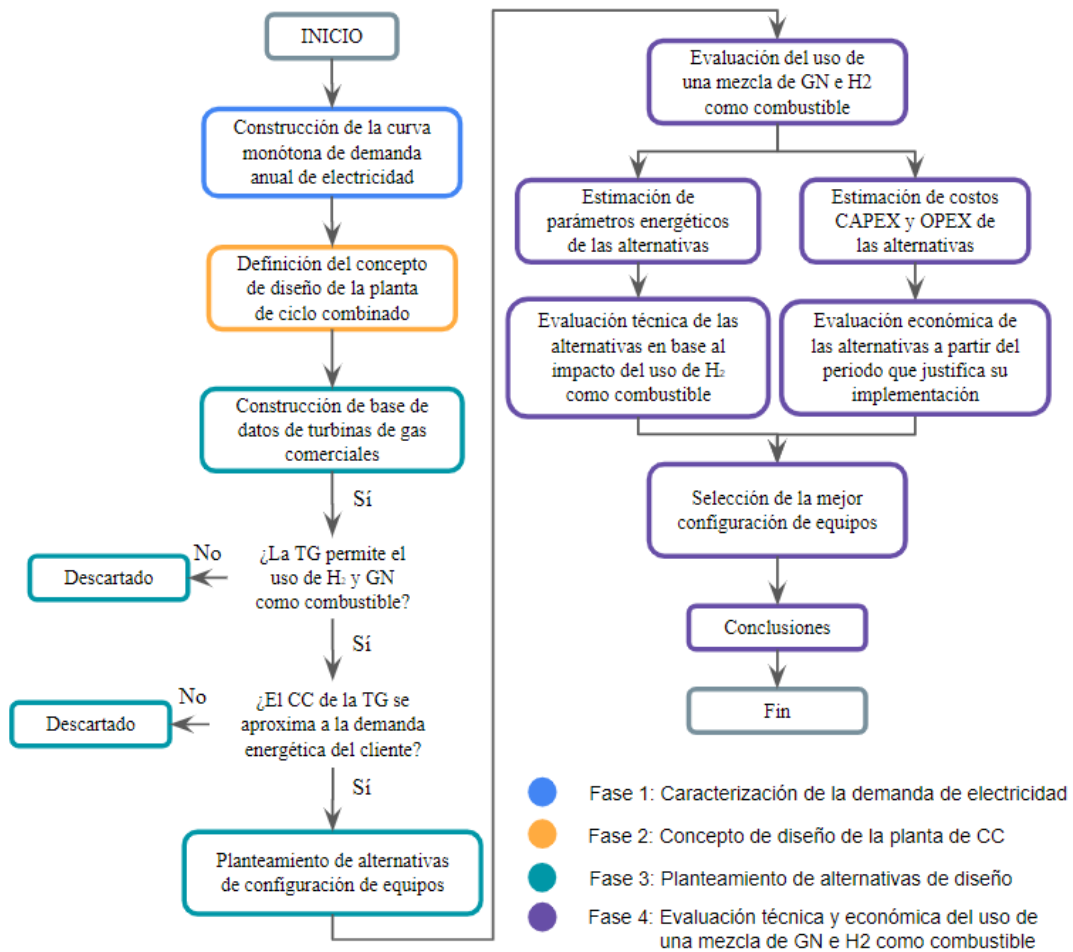


Figura 2.1 Diagrama de flujo de la metodología seguida

2.1. Fase 1: Caracterización de la demanda de electricidad

La caracterización de la demanda de electricidad se definió a partir de la construcción de la curva monótona de demanda anual de electricidad, la cual fue construida a partir de la tabla de frecuencia de electricidad demandada, el modelo usado para el desarrollo de esta tabla se puede observar en la **Tabla 2.1**. Se puede observar que la columna de intervalos representa cada hora del día (24 horas) y cada uno de estos poseen una frecuencia de 357 horas que representan la operación anual ideal de la planta. La demanda eléctrica de cada uno de los intervalos obedece a los valores de la data del consumo horario de electricidad de la planta siderúrgica, ordenadas de mayor a menor. Con la información completada se graficó la curva monótona de demanda anual de electricidad en la cual los intervalos, o cantidad de horas al año, se posicionan en el eje horizontal y la demanda de electricidad en el eje vertical.

Intervalos	Demanda Eléctrica - P (MW)	Frecuencia - f (h/año)	Frecuencia acumulada (h/año)	Demanda eléctrica anual (MWh/año)
[0-357]	$P[h_a]_{prom}$	357	357	$P[h_a]_{prom} \cdot f_a$
[357-714]	$P[h_b]_{prom}$	357	714	$P[h_b]_{prom} \cdot f_b$
[714-1071]	$P[h_c]_{prom}$	357	1071	$P[h_c]_{prom} \cdot f_c$
[1071-1428]	$P[h_d]_{prom}$	357	1428	$P[h_d]_{prom} \cdot f_d$
.
.
.
[7140-7497]	$P[h_u]_{prom}$	357	7497	$P[h_u]_{prom} \cdot f_u$
[7497-7854]	$P[h_v]_{prom}$	357	7854	$P[h_v]_{prom} \cdot f_v$
[7854-8211]	$P[h_w]_{prom}$	357	8211	$P[h_w]_{prom} \cdot f_w$
[8211-8568]	$P[h_z]_{prom}$	357	8568	$P[h_z]_{prom} \cdot f_z$
Demanda anual (MWh)				$\sum(P[h]_{prom} \cdot f)$

Tabla 2.1 Tabla de frecuencia de electricidad demandada

2.2. Fase 2: Concepto de diseño de la planta de ciclo combinado

La definición del concepto de diseño de la planta se desarrolló en base a las características de plantas de ciclos combinados definidas en el capítulo I, a la disponibilidad energética en el sitio, y al concepto de diseño base mostrado en la **Figura 2.2**.

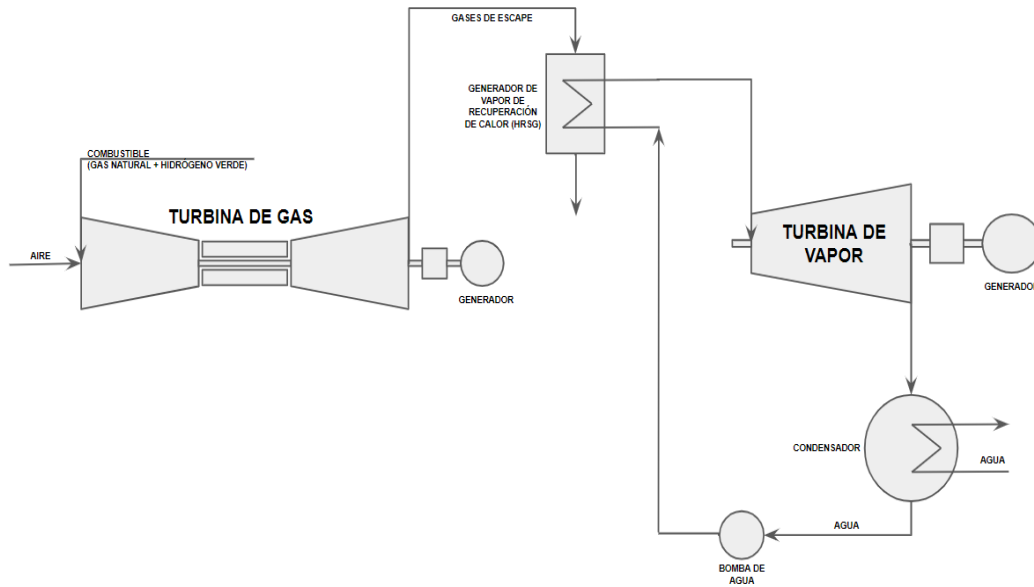


Figura 2.2 Concepto de diseño de distribución de equipos del ciclo combinado base

2.3. Fase 3: Planteamiento de alternativas de diseño

Se recopiló información respecto a modelos de turbinas de gas disponibles en el mercado, incluyendo las recomendaciones del fabricante Siemens Energy. De la información recopilada, se realizaron dos filtros de selección:

1. Las turbinas de gas deben permitir el uso de hidrógeno verde y gas natural como combustible.
2. La prestación energética en ciclo combinado bajo condiciones ISO deben cumplir o aproximarse a la demanda energética del caso de aplicación.

2.4. Fase 4: Evaluación técnica-ambiental y económica del uso de una mezcla de hidrógeno verde y gas natural como combustible en un ciclo combinado

2.4.1. Evaluación técnica-ambiental

Se hizo uso del software Thermoflex [79] para hallar el comportamiento energético de distintos tamaños de ciclos combinados considerando el uso de hidrógeno verde y gas natural como combustible, y extraer ecuaciones que ayuden a sistematizar los parámetros de las alternativas de diseño planteadas. Esta estimación tuvo en principal consideración las condiciones de sitio, la composición del gas natural y las equivalencias energéticas y volumétricas del gas natural y el hidrógeno. Las ecuaciones halladas fueron verificadas con data técnica-ambiental proporcionada por el fabricante Siemens Energy considerando una variación máxima de +/- 5%.

A continuación, se presentan las ecuaciones basadas en los resultados extraídos del software Thermoflex [79] y empleadas para la estimación teórica de cada parámetro energético y ambiental cuando se hace uso de distintas proporciones de mezcla volumétrica de gas natural (GN) e hidrógeno verde (H₂).

GN 100% – H₂ 0%:

Potencia de la turbina de gas (MW):

$$P_{TG} = 0.8901 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} - 0.3427 \quad (2.1)$$

Eficiencia de la turbina de gas (%):

$$Eff_{TG} = 0.0025 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 0.2598 \quad (2.2)$$

Potencia Neta del Ciclo combinado (MW):

$$P_{CC} = 1.0055 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 7.1737 \quad (2.3)$$

Eficiencia Neta del Ciclo combinado (%):

$$Eff_{CC} = 0.0008 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 0.454 \quad (2.4)$$

%CO₂ en los gases de escape:

$$CO_{2\%} = -0.0003 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 0.0416 \quad (2.5)$$

GN 75% – H₂ 25%:

Potencia de la turbina de gas (MW):

$$P_{TG} = 0.8945 * \#_{TG} * P_{TGISO} - 0.3540 \quad (2.6)$$

Eficiencia de la turbina de gas (%):

$$Eff_{TG} = 0.0025 * \#_{TG} * P_{TGISO} + 0.2604 \quad (2.7)$$

Potencia Neta del Ciclo combinado (MW):

$$P_{CC} = 1.0098 * \#_{TG} * P_{TGISO} + 7.1668 \quad (2.8)$$

Eficiencia Neta del Ciclo combinado (%):

$$Eff_{CC} = 0.0008 * \#_{TG} * P_{TGISO} + 0.4544 \quad (2.9)$$

%CO₂ en los gases de escape:

$$CO2_{\%} = -0.0003 * \#_{TG} * P_{TGISO} + 0.0406 \quad (2.10)$$

GN 50% – H₂ 50%:

Potencia de la turbina de gas (MW):

$$P_{TG} = 0.9014 * \#_{TG} * P_{TGISO} - 0.3751 \quad (2.11)$$

Eficiencia de la turbina de gas (%):

$$Eff_{TG} = 0.0026 * \#_{TG} * P_{TGISO} + 0.2616 \quad (2.12)$$

Potencia Neta del Ciclo combinado (MW):

$$P_{CC} = 1.0166 * \#_{TG} * P_{TGISO} + 7.1502 \quad (2.13)$$

Eficiencia Neta del Ciclo combinado (%):

$$Eff_{CC} = 0.0008 * \#_{TG} * P_{TGISO} + 0.4550 \quad (2.14)$$

%CO₂ en los gases de escape:

$$CO2_{\%} = -0.0002 * \#_{TG} * P_{TGISO} + 0.0347 \quad (2.15)$$

GN 25% – H₂ 75%:

Potencia de la turbina de gas (MW):

$$P_{TG} = 0.9138 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} - 0.4152 \quad (2.16)$$

Eficiencia de la turbina de gas (%):

$$Eff_{TG} = 0.0026 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 0.2637 \quad (2.17)$$

Potencia Neta del Ciclo combinado (MW):

$$P_{CC} = 1.0287 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 7.1184 \quad (2.18)$$

Eficiencia Neta del Ciclo combinado (%):

$$Eff_{CC} = 0.0008 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 0.4562 \quad (2.19)$$

%CO₂ en los gases de escape:

$$CO2_{\%} = -0.0002 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 0.0239 \quad (2.20)$$

GN 0% – H₂ 100%:

Potencia de la turbina de gas (MW):

$$P_{TG} = 0.9428 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} - 0.5114 \quad (2.21)$$

Eficiencia de la turbina de gas (%):

$$Eff_{TG} = 0.0026 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 0.2682 \quad (2.22)$$

Potencia Neta del Ciclo combinado (MW):

$$P_{CC} = 1.0569 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 7.0435 \quad (2.23)$$

Eficiencia Neta del Ciclo combinado (%):

$$Eff_{CC} = 0.0009 * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 0.4587 \quad (2.24)$$

%CO₂ en los gases de escape:

$$CO2_{\%} = 2 * 10^{-8} * \#_{TG} * P_{TG_{ISO}} + 0.0004 \quad (2.25)$$

Con las ecuaciones mostradas se generó una base de información de los parámetros energéticos y ambiental de cada alternativa de diseño planteada considerando 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% y 100% de su capacidad en volumen de hidrógeno verde. Los porcentajes de hidrógeno intermedios que no contaban con una ecuación propia se estimaron a partir de un análisis de la tendencia de cada parámetro energético. Si bien a la actualidad no toda la oferta de turbinas de gas permite el uso de hidrógeno verde al 100% como combustible, en el presente trabajo se consideró que las turbinas de gas de las alternativas pueden ser mejoradas a corto plazo para la admisión de dicho escenario.

La evaluación técnica-ambiental de las alternativas se realizó comparando los resultados obtenidos en cada una de estas, verificando las siguientes hipótesis respecto al uso de hidrógeno verde en una mezcla con gas natural como combustible:

- Mayor potencia de la turbina de gas (MW)
- Mayor eficiencia de la turbina de gas (%)
- Mayor potencia neta del ciclo combinado (MW)
- Mayor eficiencia neta del ciclo combinado (%)
- Menor contenido de CO₂ en los gases de escape (%)

2.4.2. Evaluación económica

Los costos de operación de inversión (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) se hallaron a partir del manual *Gas Turbine World Handbook* [35] que recopila costos de plantas térmicas que hacen uso de turbinas de gas. Para este caso se usó la data de costos de plantas de ciclo combinado y se extrajeron las ecuaciones con las cuales se pudo estimar los costos de las plantas de ciclo combinado planteadas como alternativas. Cabe resaltar que estas ecuaciones consideran un factor que corrige los costos en el marco de una instalación de la planta en el Perú, la cual fue calculada a partir de cotizaciones brindadas por el fabricante Siemens Energy.

Costo de inversión – CAPEX (US\$):

$$CAPEX_{TG} = 2.154 * (747825 * \#_{TG} * P_{TGISO} + 4162715) \quad (2.26)$$

Costo de operación variable – OPEX_{VARIABLE} (US\$/MWh):

$$OPEX_{TGVARIABLE} = 0.88 * 10^{-7} * CAPEX_{TG} \quad (2.27)$$

Costo de operación fijo – OPEX_{FIJO} (US\$/MW*año):

$$OPEX_{TGFUJO} = 2.75 * 10^{-4} * CAPEX_{TG} \quad (2.28)$$

Respecto a los costos de inversión (CAPEX) se verificó los aspectos que son incluidos, tomando énfasis en los siguientes costos:

- Equipamiento especializado: Equipo de combustión interna (turbina de gas o MACI), turbina de vapor, caldera de recuperación de calor y condensador.
- Equipamiento adicional: Bombas de agua, tanques para combustible, intercambiadores de calor auxiliares e instrumentación general de la planta.
- Trabajos civiles: Trabajos en el sitio como limpieza, demolición, control de erosión, excavaciones y rellenos.
- Trabajos mecánicos: Trabajos en el sitio como ensamblajes, instalaciones de tuberías y tareas con acero.
- Trabajos eléctricos: Ensamblaje, cableado e implementación de sistemas de control.
- Edificaciones y estructuras: Sala de máquinas y sala de control.

Respecto a los costos de operación (OPEX) se verificó que se incluyan las actividades que permitan la operatividad y disponibilidad de la planta, entre los que podemos encontrar las distintas actividades relacionadas al mantenimiento, funcionamiento y las horas hombre dedicadas.

Se realizaron flujos de caja de las distintas alternativas considerando una operación de 15 años (recomendada por los fabricantes) y siguiendo el formato que se muestra en la **Tabla 2.2**.

Alternativa N				
Año	0	1	...	n
Costos de inversión	$-Costo_{CAPEX}$			
Costos de operación		$-Costo_{OPEX}$...	$-Costo_{OPEX}$
Compra de combustible		$-Compra_{FUEL}$...	$-Compra_{FUEL}$
Compra de electricidad		$-Compra_{ELEC}$...	$-Compra_{ELEC}$
Ahorro en energía eléctrica de la red		$+Ahorro_{RED}$...	$+Ahorro_{RED}$
Total (US\$)	$Flujo_{TOTAL}$	$Flujo_{TOTAL}$...	$Flujo_{TOTAL}$

Tabla 2.2 Formato del flujo de caja para las alternativas de diseño

La evaluación económica se realizó a partir de precios de gas natural, electricidad e hidrógeno verde correspondientes estimados al año 2040. Se escogió este periodo debido a que el estudio presentado por H2 Perú [34] menciona que desde dicho momento temporal se tendrán cimentadas las bases del mercado local del hidrógeno verde. Para validar dicha hipótesis se realizó un análisis de sensibilidad multiparamétrico de precios de electricidad, gas natural e hidrógeno verde en el sitio en un rango entre los años 2020 y 2040.

Los precios de compra de electricidad y gas natural en el sitio se estimaron a partir del histórico de precios de compra que posee la empresa siderúrgica y la tendencia de evolución de precios por energía mostrados en los reportes de “Tarifa y Mercado Eléctrico” de OSINERGMIN [36]. Los precios de compra de hidrógeno verde en el sitio se hallaron a partir de los costos nivelados de hidrógeno estimados por H2 Perú y Engie Impact [34].

Los criterios económicos que se tuvieron en consideración son: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y el plazo de recuperación de inversión (Payback). A partir de los criterios económicos hallados para cada alternativa, se seleccionó la alternativa más rentable, sobre la cual, se realizó un análisis de sensibilidad a los precios de electricidad, gas natural e hidrógeno verde, con el objetivo de mostrar el efecto que tiene la variación independiente de cada uno de estos precios sobre la rentabilidad de la propuesta planteada.

CAPÍTULO III

CASO DE APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se detalla el caso de aplicación y los resultados obtenidos en cada una de las fases planteadas en la metodología presentada en el capítulo II.

3.1. Caso de aplicación

El caso de aplicación contempla el interés de la implementación de una planta de ciclo combinado para una empresa siderúrgica peruana, con el objetivo de maximizar las horas de operación de la planta siderúrgica. Actualmente, esta planta no opera a máxima capacidad las 24 horas del día para evitar elevadas penalizaciones al demandar electricidad en el horario de mayor consumo eléctrico de la red. En la **Figura 3.1** se puede observar el consumo energético de un día promedio, en donde vemos que el consumo eléctrico se reduce considerablemente entre las 18:00 y 23:00 horas del día porque es el rango de horas con mayor probabilidad de caer en Máxima Demanda Coincidente.

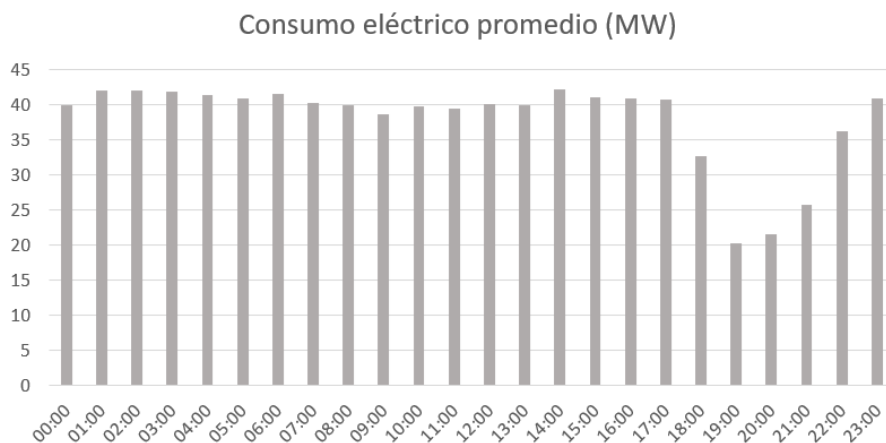


Figura 3.1 Consumo eléctrico de un día promedio

3.1.1. Bases de diseño para la evaluación técnica-ambiental

En la **Tabla 3.1** se muestra un extracto de la data del consumo horario de electricidad de la planta siderúrgica.

Hora	Consumo total (MW)
00:00	43.72
01:00	40.63
02:00	46.26
03:00	27.88
04:00	38.22
05:00	35.63
06:00	49.1
07:00	44.63
08:00	39.16
09:00	44.58
10:00	46.77
11:00	42.81
12:00	44.24
13:00	50.9
14:00	48.17
15:00	40.18
16:00	36.35
17:00	44.08
18:00	46.35
19:00	15.94
20:00	11.03
21:00	11.86
22:00	40.35
23:00	37.99

Tabla 3.1 Fragmento del consumo eléctrico

La disponibilidad energética en el sitio se muestra en la **Tabla 3.2** y las condiciones de sitio se observan en la **Tabla 3.3**

Disponibilidad energética en el sitio	
La planta dispone de suministro de electricidad de la red	SI
La planta dispone de suministro de gas natural	SI
La planta dispone de suministro de hidrógeno verde	NO
La empresa está dispuesta a comprar hidrógeno verde	SI
La planta posee fuentes de calor aprovechables	NO
La planta dispone del uso libre de agua de mar	SI
La empresa está dispuesta a comprar energía eléctrica faltante	SI
La empresa está dispuesta a vender energía eléctrica sobrante	NO

Tabla 3.2 Disponibilidad energética en el sitio

Lugar de la planta	Perú	-
Altitud	5	msnm
Temperatura ambiente (Min/Max)	15 / 35	°C
Humedad	80	%
Vientos	15 / 30	km/h

Tabla 3.3 Condiciones de sitio de la planta siderúrgica

La composición del gas natural se observa en la **Tabla 3.4** y las equivalencias energéticas y volumétricas del gas natural y el hidrógeno se muestran en la **Tabla 3.5**.

Componente	Fórmula	% Molar (ni)	% Volumen (vi)	% Masa (gi)
Nitrógeno	N ₂	0.723	0.725	1.141
Dióxido de Carbono	CO ₂	0.263	0.262	0.647
Metano	CH ₄	88.091	88.166	79.425
Etano	C ₂ H ₆	10.355	10.284	17.364
Propano	C ₃ H ₈	0.545	0.535	1.324
Iso-butano	C ₄ H ₁₀ I	0.012	0.012	0.038
Normal-butano	C ₄ H ₁₀ N	0.013	0.013	0.042
Iso-pentano	C ₅ H ₁₂ I	0.001	0.001	0.004
Normal-pentano	C ₅ H ₁₂ N	0.002	0.001	0.003
Otros hidrocarburos	C ₅ +	0.000	0.002	0.011
Oxígeno	O ₂	0.000	0.000	0.000
Helio	He	0.000	0.000	0.000

Tabla 3.4 Composición del gas natural que posee la empresa siderúrgica

Combustible	CH ₄ (%)	MWh-t/Nm ³	MWh-t/kg	kg/Nm ³
Gas Natural	82%	0.0088	0.0106	0.8302
	88%	0.0097	0.0120	0.8085
	93%	0.0104	0.0131	0.7939
Hidrógeno	-	0.0030	0.0333	0.0900

Tabla 3.5 Equivalencias energéticas y volumétricas para el gas natural y el hidrógeno [80]

3.1.2. Bases de diseño para la evaluación económica

En las **Figuras 3.2** y **3.3** se observan la tendencia de precios estimados de gas natural y electricidad, en el rango del 2020 hasta el 2040. Estimación realizada a partir del histórico de los precios de compra que posee la empresa siderúrgica y la tendencia

de evolución de precios por energía mostrados en los reportes de “Tarifa y Mercado Eléctrico” de OSINERGMIN [36].

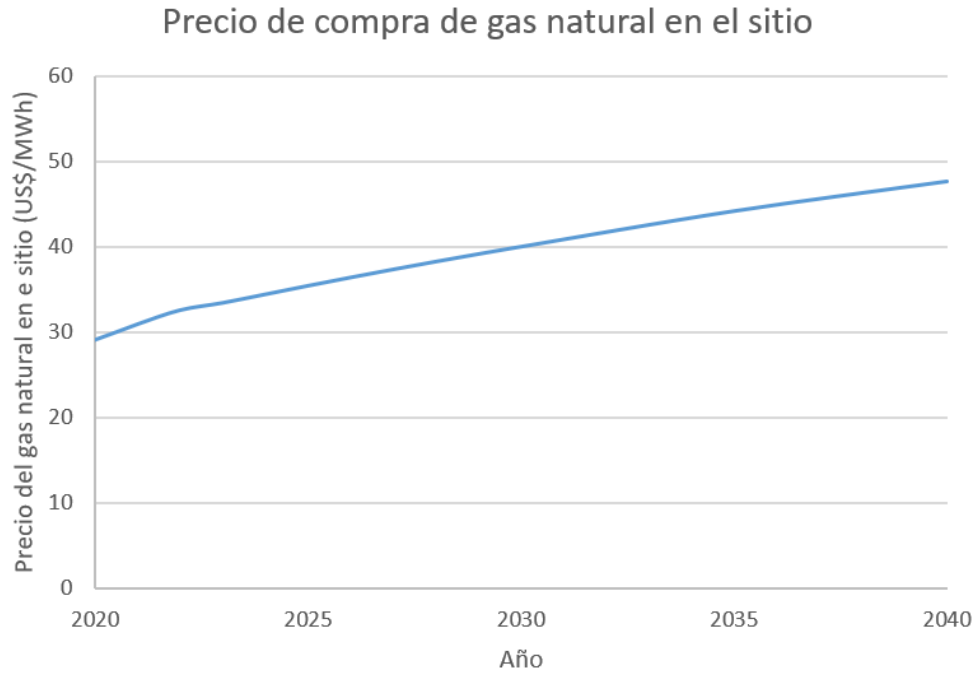


Figura 3.2 Precio de compra estimado de gas natural en el sitio del 2020 al 2040

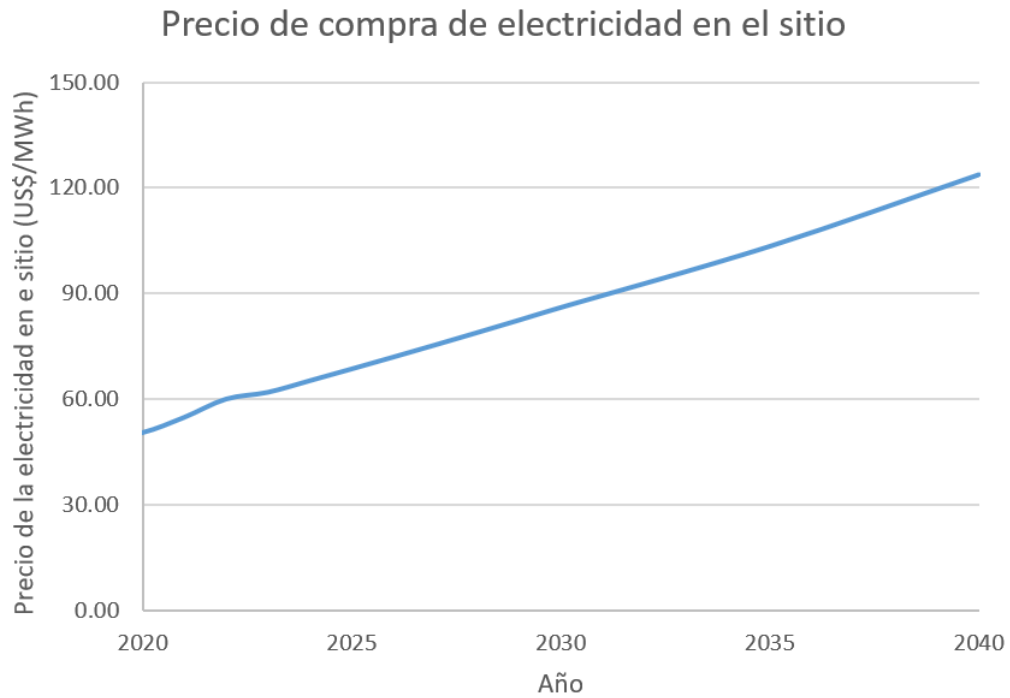


Figura 3.3 Precio de compra estimado de electricidad en el sitio del 2020 al 2040

Los precios de compra estimados de hidrógeno verde en el sitio, en el rango del 2020 hasta el 2040, se pueden observar en la **Figura 3.4**.

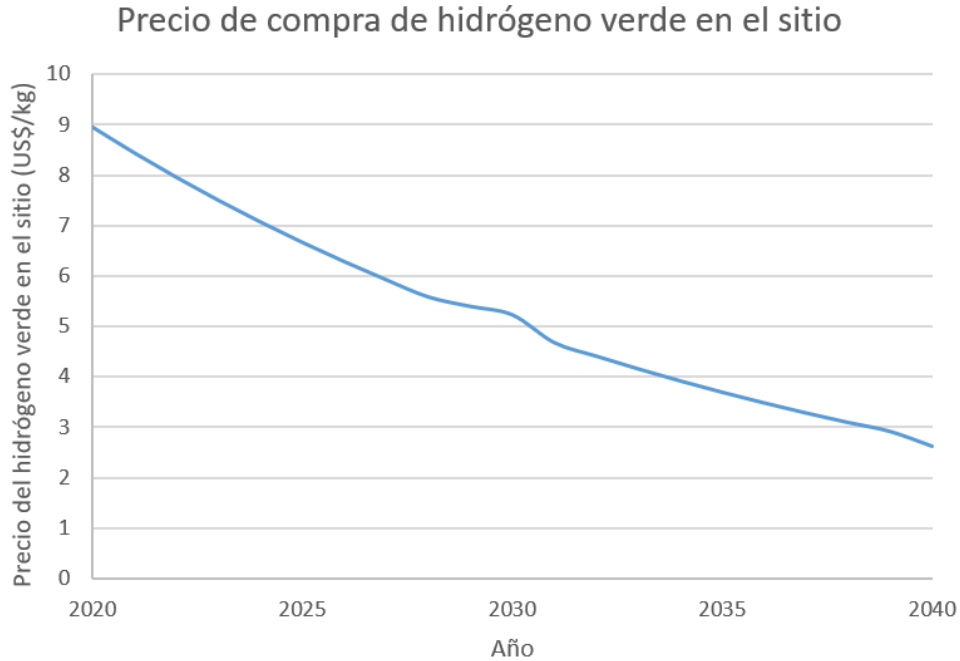


Figura 3.4 Precio de compra estimado de hidrógeno verde en el sitio del 2030 al 2040 [34]

Los criterios económicos obedecen a un costo medio ponderado de capital (WACC) de 10%.

3.2. Fase 1: Caracterización de la demanda de electricidad

La tabla de frecuencia de la energía eléctrica demandada necesaria para construir la curva monótona se muestra en la **Tabla 3.6**. Esta tabla considera la demanda eléctrica ideal para el caso de estudio.

La curva monótona de demanda anual de electricidad se observa en la **Figura 3.5**. Esta curva presenta lo siguiente:

- Demanda eléctrica máxima: 42.29 MW
- Demanda mínima: 39.38 MW
- Demanda promedio: 40.71 MW

La ligera variación entre estos valores permite continuar el proceso de diseño considerando el valor de la demanda eléctrica promedio.

Intervalos	Demanda Eléctrica (MW)	Frecuencia (h/año)	Frecuencia acumulada (h/año)	Demanda eléctrica anual (MWh/año)
[0-357]	42.29	357	357	15 097.94
[357-714]	42.01	357	714	15 000.92
[714-1071]	41.82	357	1071	14 930.63
[1071-1428]	41.73	357	1428	14 899.93
[1428-1785]	41.68	357	1785	14 880.93
[1785-2142]	41.56	357	2142	14 840.31
[2142-2499]	41.22	357	2499	14 716.81
[2499-2856]	40.80	357	2856	14 567.66
[2856-3213]	40.71	357	3213	14 534.86
[3213-3570]	40.71	357	3570	14 534.86
[3570-3927]	40.71	357	3927	14 534.86
[3927-4284]	40.71	357	4284	14 534.86
[4284-4641]	40.71	357	4641	14 534.86
[4641-4998]	40.71	357	4998	14 534.86
[4998-5355]	40.56	357	5355	14 480.94
[5355-5712]	40.48	357	5712	14 452.27
[5712-6069]	40.17	357	6069	14 341.31
[6069-6426]	40.16	357	6426	14 339.79
[6426-6783]	40.09	357	6783	14 313.61
[6783-7140]	39.88	357	7140	14 240.12
[7140-7497]	39.84	357	7497	14 225.89
[7497-7854]	39.64	357	7854	14 153.97
[7854-8211]	39.45	357	8211	14 083.87
[8211-8568]	39.38	357	8568	14 060.57
Demanda anual (MWh)				348 836.71

Tabla 3.6 Tabla de frecuencia de la energía eléctrica demandada

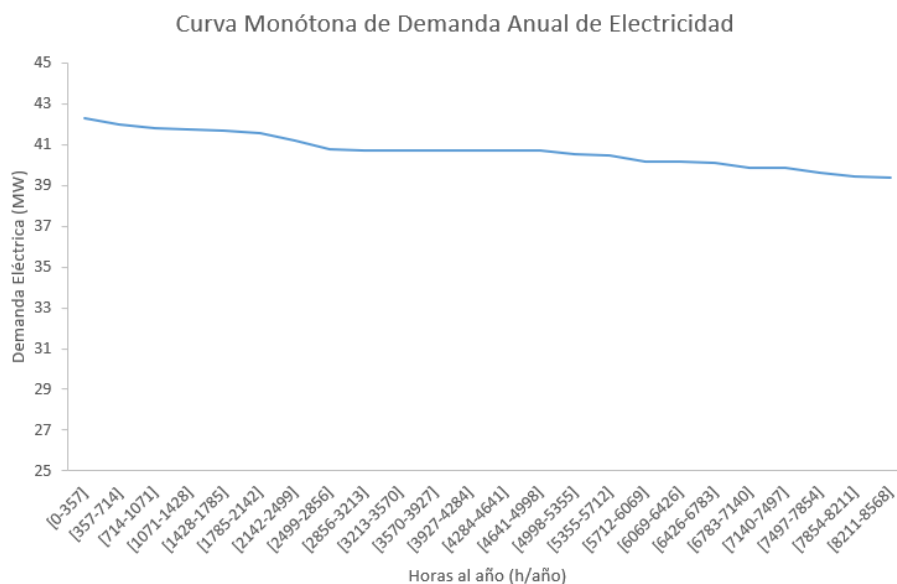


Figura 3.5 Curva monótona de demanda anual de electricidad

En la **Tabla 3.7** se muestra el resumen de las condiciones de demanda eléctrica de la planta siderúrgica.

Consolidado de demanda de energía eléctrica	
Potencia eléctrica promedio demandada	40.71 MW
Horas de operación anual consideradas para el diseño	8568 h/año

Tabla 3.7 Consolidado de la demanda de energía eléctrica

3.3. Fase 2: Concepto de diseño de la planta de ciclo combinado

En la **Figura 3.6** se muestra el concepto de diseño, realizado en el software Thermoflex, de la planta de ciclo combinado para suministrar energía a la planta siderúrgica, la cual considera una o varias turbinas de gas que será(n) accionada(s) por una mezcla parcial de hidrógeno verde y gas natural, un HRSG compuesto por un economizador, evaporador y sobrecalentador, una turbina de vapor de tres etapas de presión, bombas de agua y un condensador que considera el agua de mar como liquido refrigerante debido a su disponibilidad de aprovechamiento en la planta siderúrgica. Debido a que la planta siderúrgica no cuenta con fuentes de calor aprovechables, no se considera un flujo adicional para la generación de vapor.

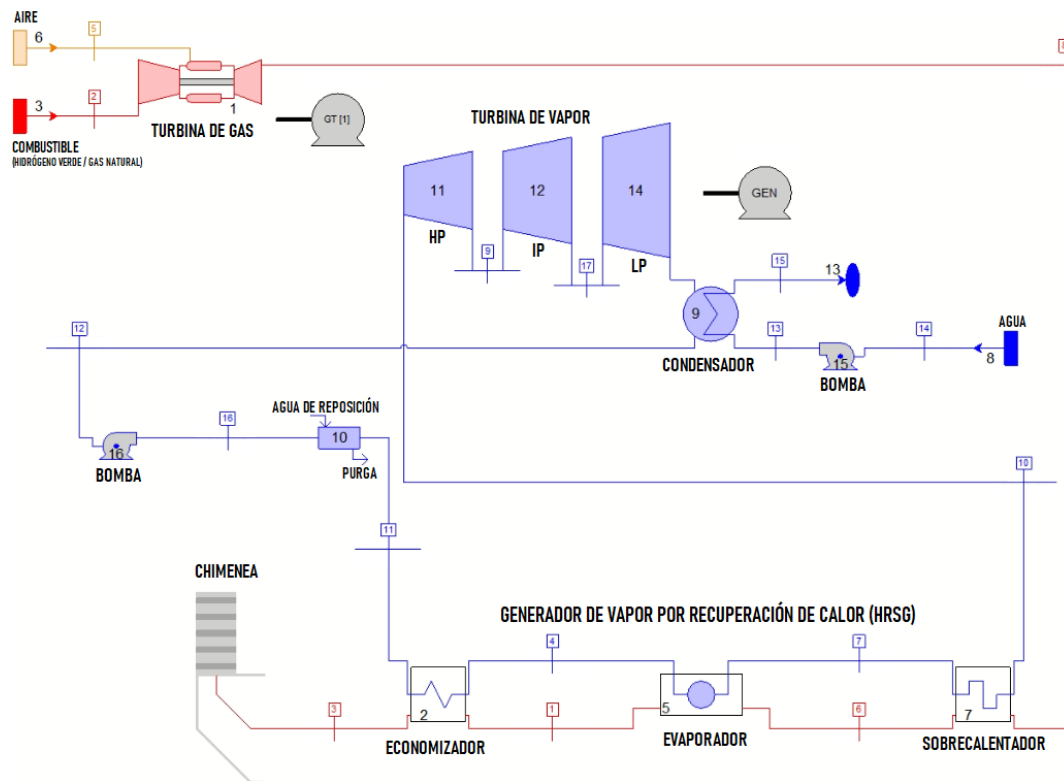


Figura 3.6 Concepto de diseño de distribución de equipos del ciclo combinado

3.4. Fase 3: Planteamiento de alternativas de diseño

Se consideraron turbinas de gas de los fabricantes Siemens Energy (SE), General Electric (GE) y Solar Turbines (ST). De las turbinas ofertadas por los fabricantes mencionados se aplicaron los siguientes dos filtros: que las prestaciones energéticas de las turbinas de gas en ciclo combinado bajo condiciones ISO cumplan o se aproximen a las condiciones de demanda de la planta siderúrgica, y que las turbinas de gas permitan el uso de una mezcla parcial de hidrógeno verde y gas natural como combustible. Como resultado se obtuvieron las alternativas de diseño mostradas en la **Tabla 3.8**.

N° de alternativa	Turbina de gas	Configuración (#Turbinas de gas x #Turbinas de vapor)	Potencia nominal en ciclo simple - ISO (MW)	Potencia nominal en ciclo combinado - ISO (MW)	Permite el uso de hidrógeno como combustible
1	ST T-250	1 x 1	22.0	32.0	Sí
2	SE SGT-600	1 x 1	24.5	36.5	Sí
3	SE SGT-400	2 x 1	28.6	40.4	Sí
4	SE SGT-700	1 x 1	33.0	46.7	Sí
5	ST T-130	2 x 1	34.0	49.0	Sí
6	GE LM2000	2 x 1	36.0	51.0	Sí
7	GE LM2500	2 x 1	40.0	56.0	Sí

Tabla 3.8 Alternativas de diseño de plantas de ciclo combinado [81, 82, 83]

3.5. Fase 4: Evaluación técnica-ambiental y económica del uso de una mezcla de hidrógeno verde y gas natural como combustible en un ciclo combinado

3.5.1. Evaluación técnica-ambiental

En las **Figuras 3.7 y 3.8** se verifica que el uso de hidrógeno como combustible aumenta la potencia neta y el rendimiento eléctrico de las turbinas de gas, obteniendo aproximadamente 5.1% más de potencia y 2.8% más de rendimiento eléctrico respecto a lo alcanzado al hacer uso únicamente de gas natural como combustible.

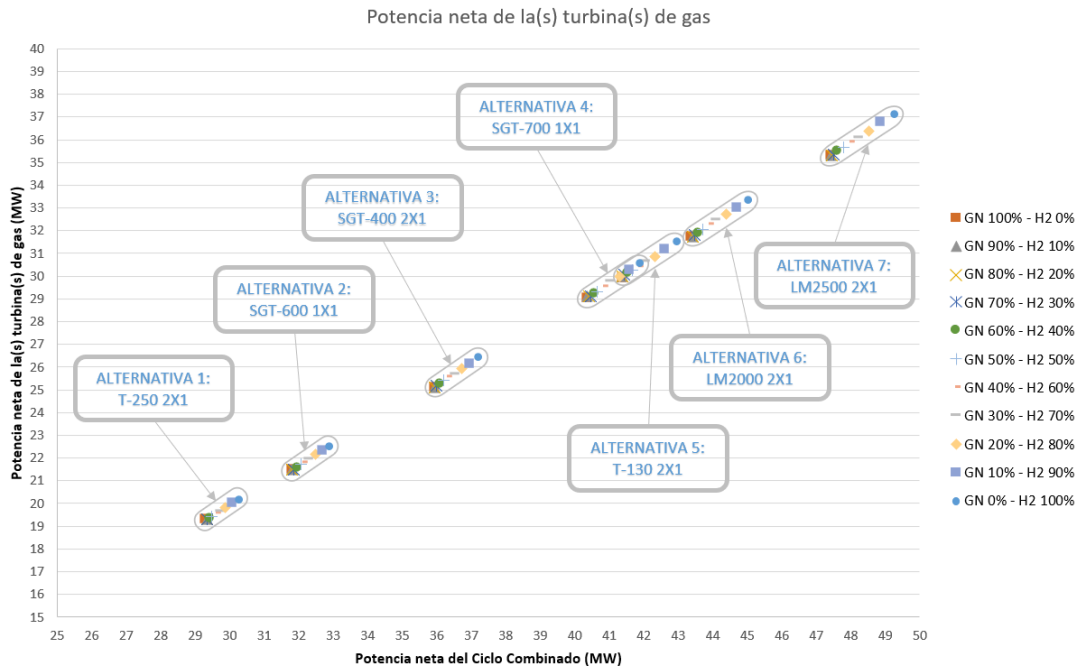


Figura 3.7 Potencia neta de las turbinas de gas participantes en las alternativas de diseño

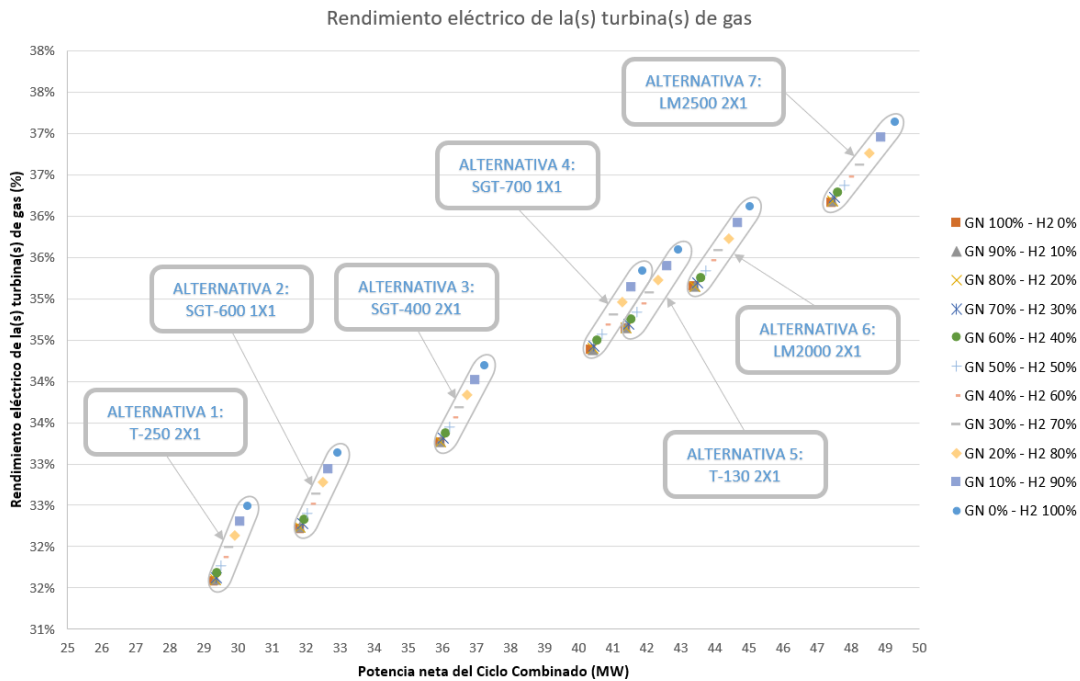


Figura 3.8 Rendimiento eléctrico de las turbinas de gas participantes en las alternativas de diseño

En las Figuras 3.9 y 3.10 se verifica que el uso de hidrógeno como combustible aumenta la potencia neta y el rendimiento eléctrico de los ciclos combinados, obteniendo aproximadamente 3.6% más de potencia y 1.8% más de rendimiento eléctrico respecto a lo alcanzado al hacer uso únicamente de gas natural como

combustible. El aumento porcentual respecto a lo que logran alcanzar las turbinas de gas es menor debido a que al tener un mayor rendimiento eléctrico en la turbina de gas, la temperatura de salida de los gases de escape será menor, por lo tanto, se tendrá menor potencia neta generada por la turbina de vapor.

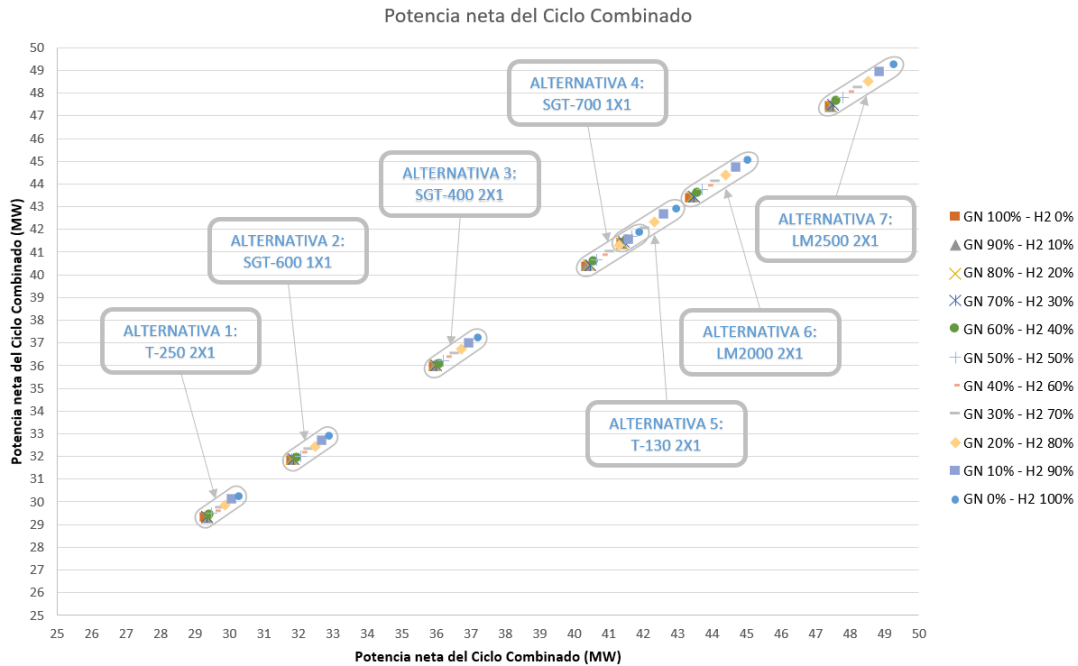


Figura 3.9 Potencia neta de los ciclos combinados considerados como alternativas de diseño

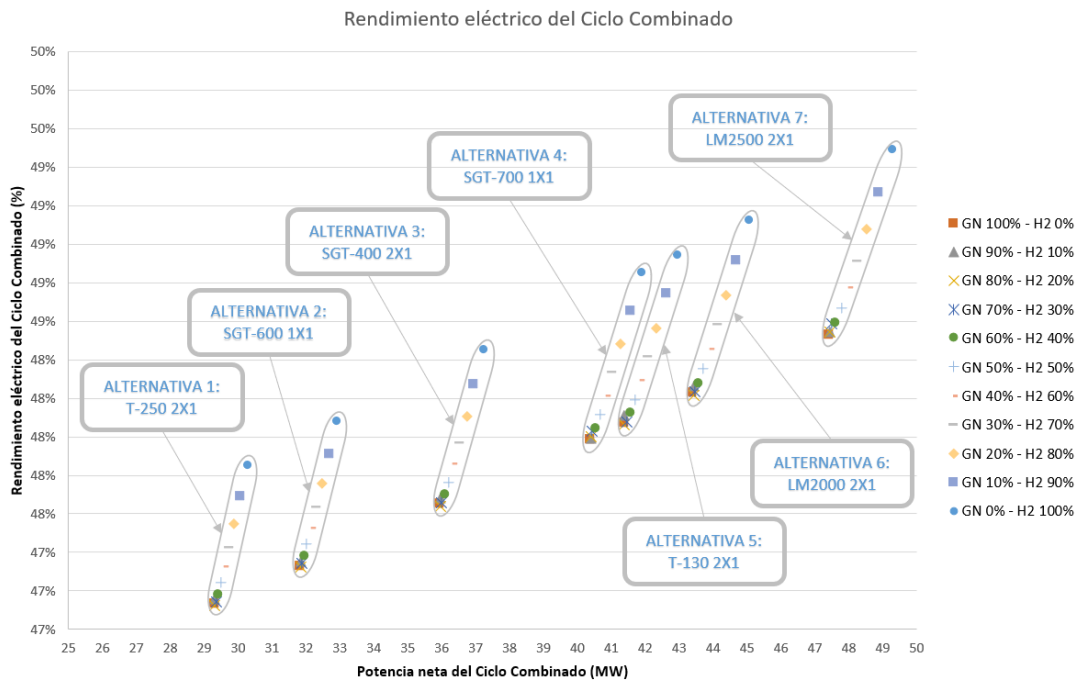


Figura 3.10 Rendimiento eléctrico de los ciclos combinados considerados como alternativas de diseño

En la **Figura 3.11** se verifica que el uso de hidrógeno como combustible reduce el contenido de CO₂ en los gases de escape, obteniendo aproximadamente 96.8% menos respecto a hacer uso únicamente de gas natural como combustible.

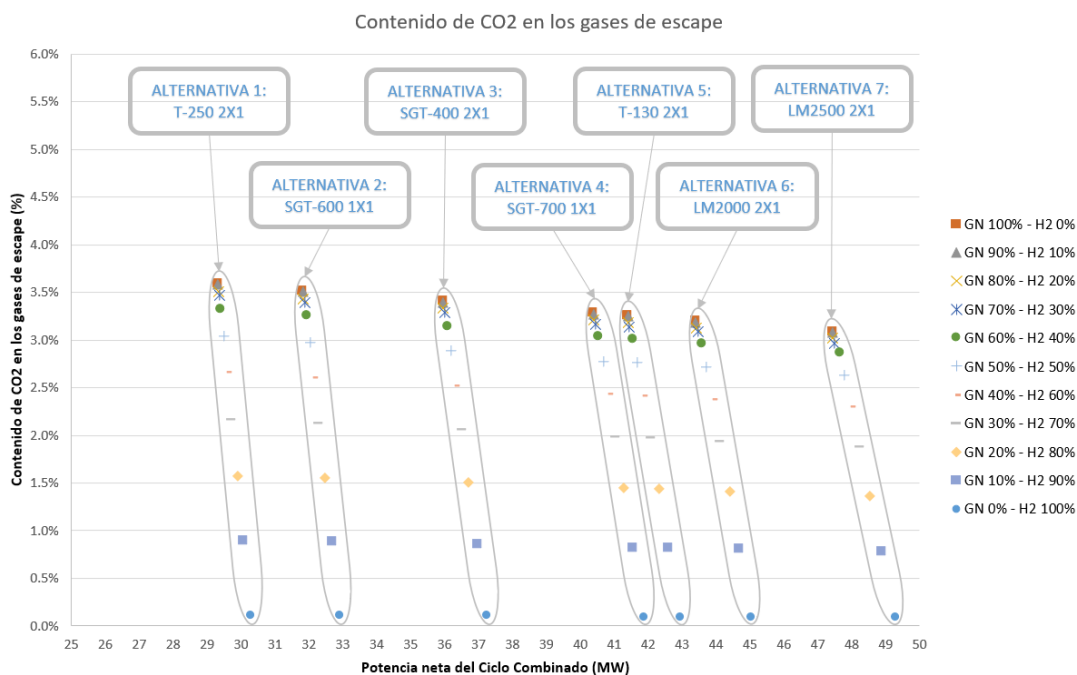


Figura 3.11 Contenido de CO₂ en los gases de escape de las turbinas de gas participantes en las alternativas de diseño

3.5.2. Evaluación económica

Las **Figuras 3.12, 3.13 y 3.14** muestran los resultados del análisis de sensibilidad multiparamétrico de los precios de electricidad, gas natural e hidrógeno verde en el sitio, abarcando el periodo entre los años 2020 y 2040.

A partir de las figuras mencionadas, se valida la hipótesis planteada por H2 Perú [34], ya que en estas se observa que la viabilidad de la propuesta es limitada en el rango de años comprendido entre el 2020 y 2040, y que a partir del año 2040 se generaría un entorno propicio para la implementación de hidrógeno verde en una mezcla con gas natural para el accionamiento de plantas de ciclo combinado.

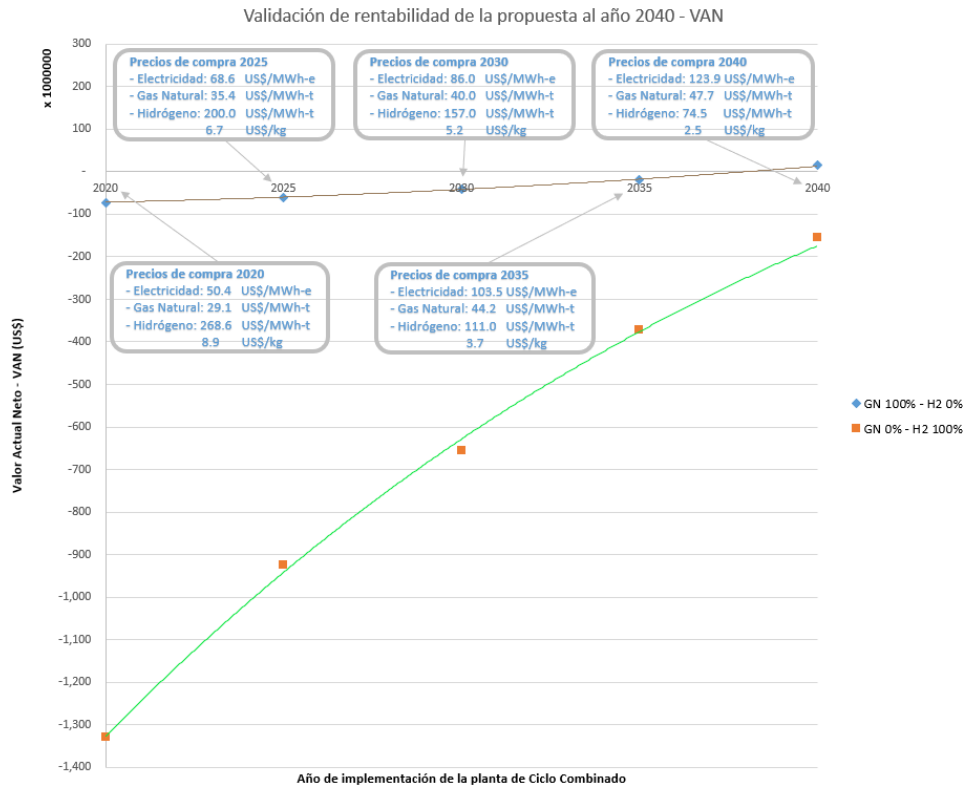


Figura 3.12 Validación de rentabilidad de la propuesta al año 2040 – Valor Actual Neto (VAN)

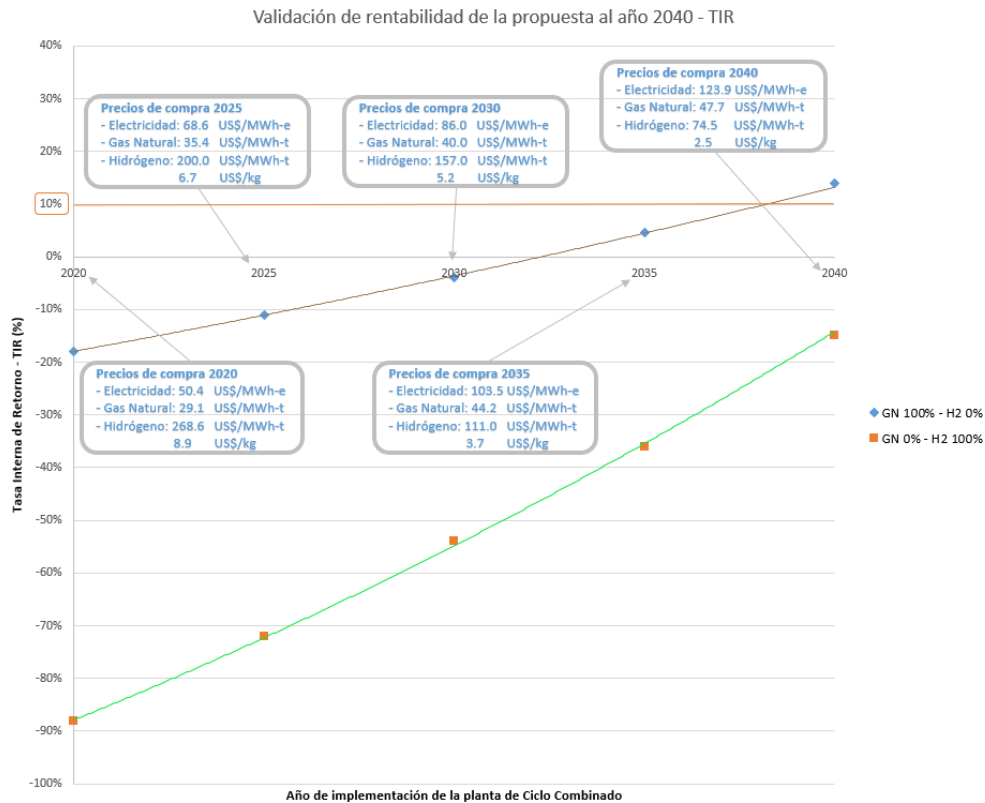


Figura 3.13 Validación de rentabilidad de la propuesta al año 2040 – Tasa Interna de Retorno (TIR)

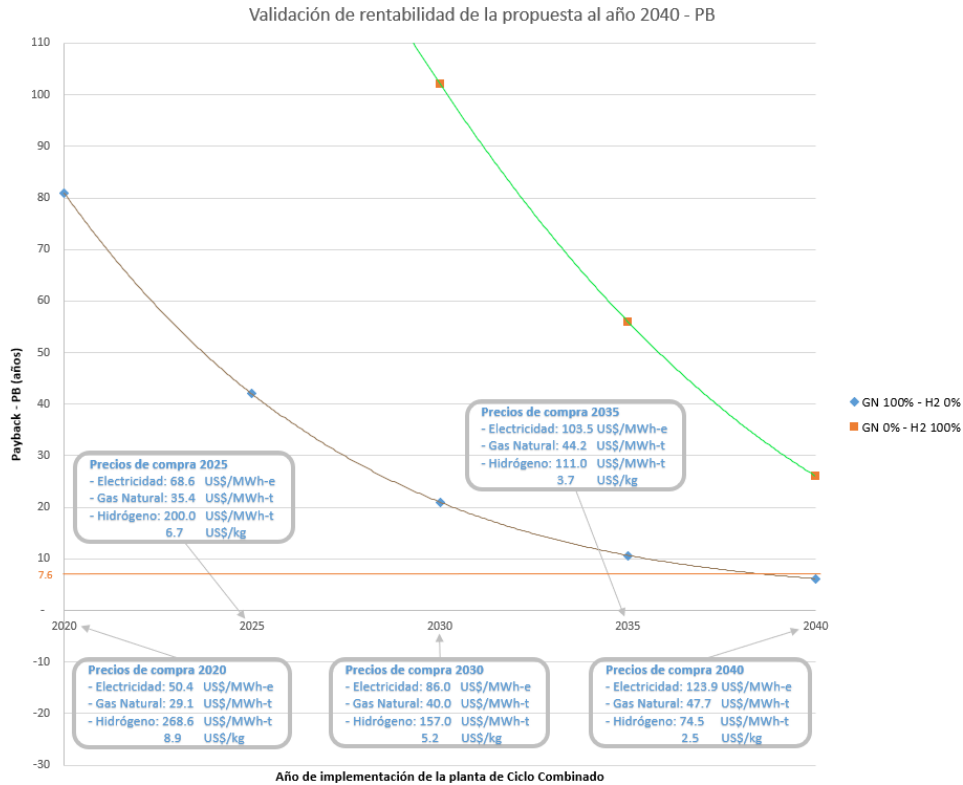


Figura 3.14 Validación de rentabilidad de la propuesta al año 2040 – Payback (PB)

En las **Figuras 3.15, 3.16 y 3.17** se muestran el VAN, TIR y PB de los ciclos combinados considerados como alternativas de diseño. Estos resultados consideran precios estimados para el año 2040 donde se tiene: compra de electricidad: 123.9 US\$/MWh-e, gas natural: 47.7 US\$/MWh-t e hidrógeno verde: 74.5 US\$/MWh-t (2.5 US\$/kg).

Las alternativas 1, 2 y 3, alternativas que no producen la cantidad suficiente de electricidad para atender la demanda, poseen una rentabilidad baja debido a que están ligados a la compra de electricidad, la cual posee una tarifa que se va incrementando con el tiempo y que está ligada a los sobrecostos por caer en MDC.

Las alternativas 6 y 7, alternativas que exceden la capacidad requerida para atender la demanda, también poseen una rentabilidad baja, sin embargo, en este caso es debido al elevado costo de capital y no aprovechamiento de la capacidad total del ciclo combinado.

Conforme las alternativas se acercan a la demanda eléctrica (40.71 MW), tales son las alternativas 4 y 5, se obtiene una mayor rentabilidad resultante del bajo impacto, ya sea, de la compra de electricidad de la red o el del no aprovechamiento de la capacidad total del ciclo combinado.

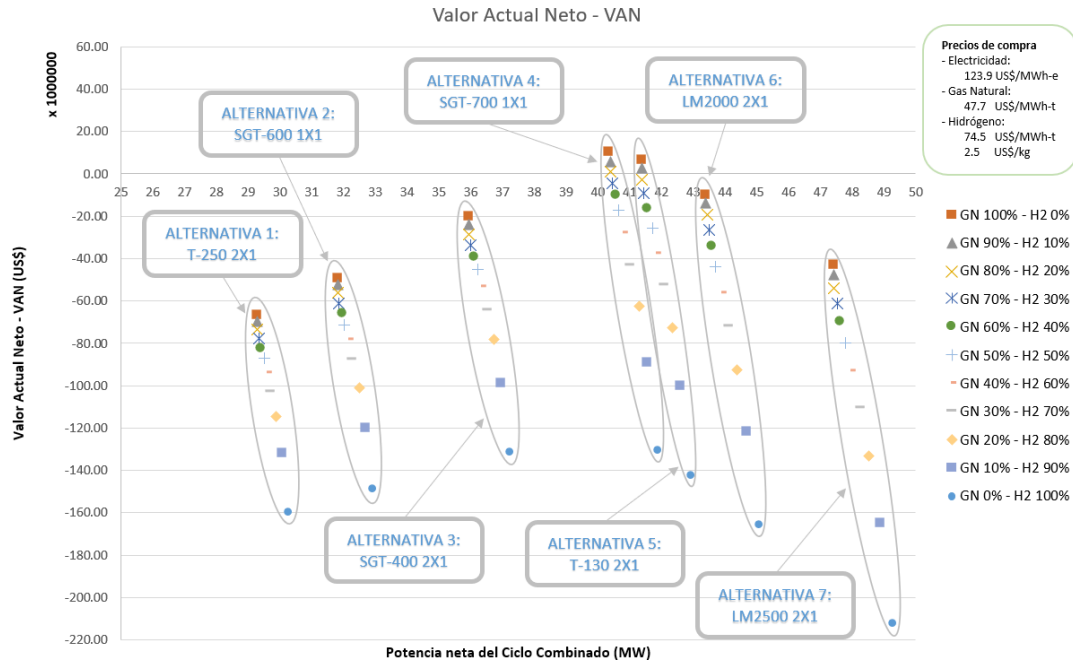


Figura 3.15 Valor Actual Neto (VAN) de los ciclos combinados considerados como alternativas

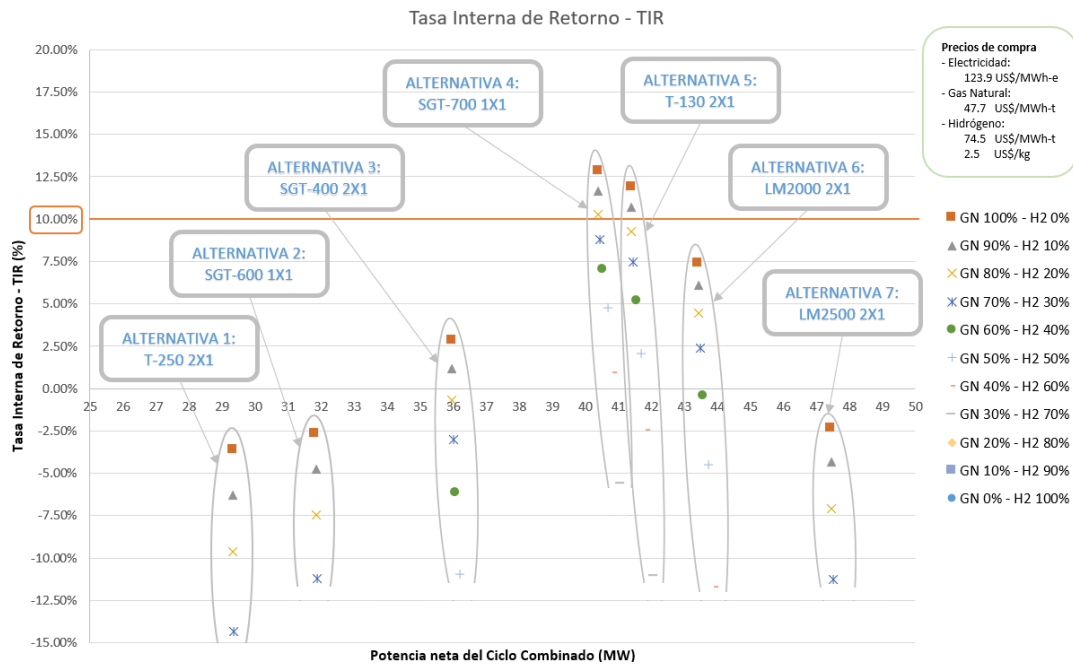


Figura 3.16 Tasa Interna de Retorno (TIR) de los ciclos combinados considerados como alternativas

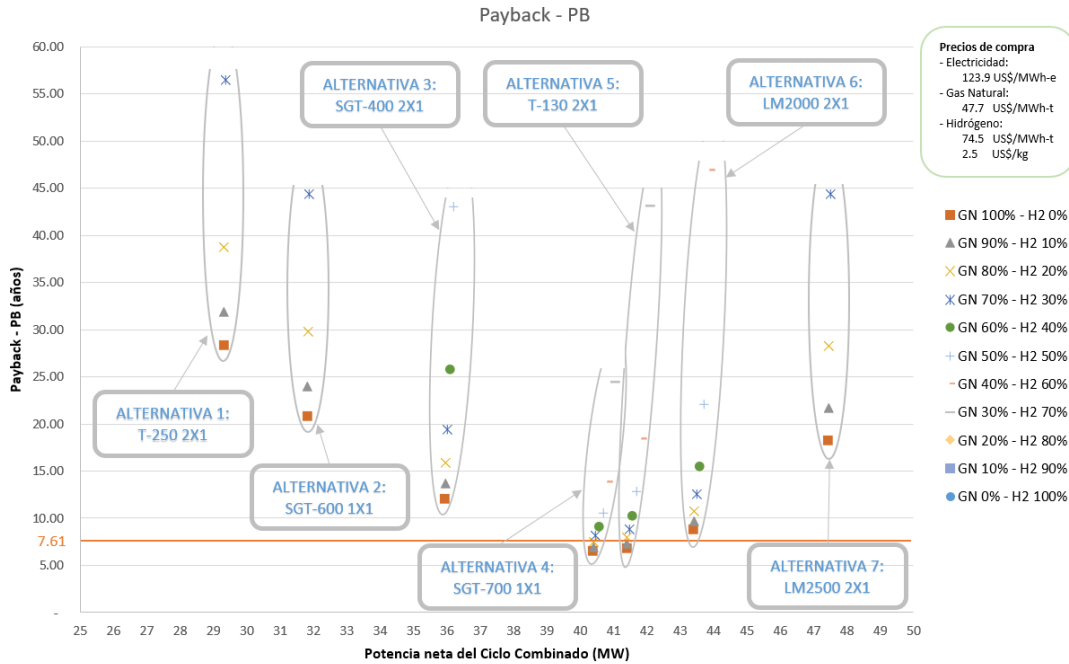


Figura 3.17 Payback (PB) de los ciclos combinados considerados como alternativas

Se observa que la alternativa con mayor beneficio económico es el ciclo combinado de la alternativa 4. En la **Tabla 3.9** se muestran sus principales parámetros.

Alternativa 4: SE SGT-700 1x1	GN 100% H2 0%	GN 80% H2 20%	GN 60% H2 40%	GN 40% H2 60%	GN 20% H2 80%	GN 0% H2 100%
Potencia neta de la turbina de gas (MW)	29.1	29.1	29.2	29.5	30.0	30.6
Rendimiento eléctrico de la turbina de gas (%)	34.4 %	34.4 %	34.5 %	34.7 %	35.0 %	35.3 %
Potencia neta del ciclo combinado (MW)	40.4	40.4	40.5	40.8	41.3	41.9
Rendimiento eléctrico del ciclo combinado (%)	48.0 %	48.0 %	48.1 %	48.2 %	48.5 %	48.9 %
CO2 en los gases de escape (ton/año)	85,861	83,849	79,359	63,260	37,662	2,738
CO2 en los gases de escape (%)	3.3 %	3.2 %	3.0 %	2.4 %	1.5 %	0.1 %
Costo de inversión – CAPEX (US\$)	62,120,719					
Costo de operación - OPEX (US\$/año) [No incluye compra de combustible]	2,461,522	2,462,759	2,471,923	2,490,009	2,517,016	2,552,945
Valor Actual Neto (US\$)	10,378,698	1,041,218	-10,214,950	-28,200,806	-62,371,933	-130,283,464
Tasa Interna de Retorno (%)	12.8 %	10.3 %	7.0 %	0.94 %	-15.2 %	-42.5 %
Payback (años)	6.5	7.5	9.1	13.9	54.3	126.2

Tabla 3.9 Parámetros técnicos-ambientales y económicos de la alternativa 4: SGT-700 1x1

A partir del análisis de sensibilidad al precio de compra de electricidad, gas natural e hidrógeno verde, se observa que la variación independiente de estos precios impactaría de la siguiente manera:

1. En las **Figuras 3.18, 3.19 y 3.20** se muestra que la tendencia al alza del precio de electricidad favorece a la inversión en el proyecto.
2. En las **Figuras 3.21, 3.22 y 3.23** se muestra que la tendencia al alza del precio de gas natural afecta negativamente a la inversión en el proyecto.
3. En las **Figuras 3.24, 3.25 y 3.26** se muestra que la tendencia bajista del precio de hidrógeno verde afecta positivamente a la inversión en el proyecto, siendo que para todos los casos en los que se utiliza este combustible, al 100% o en una mezcla con gas natural, la rentabilidad aumenta.

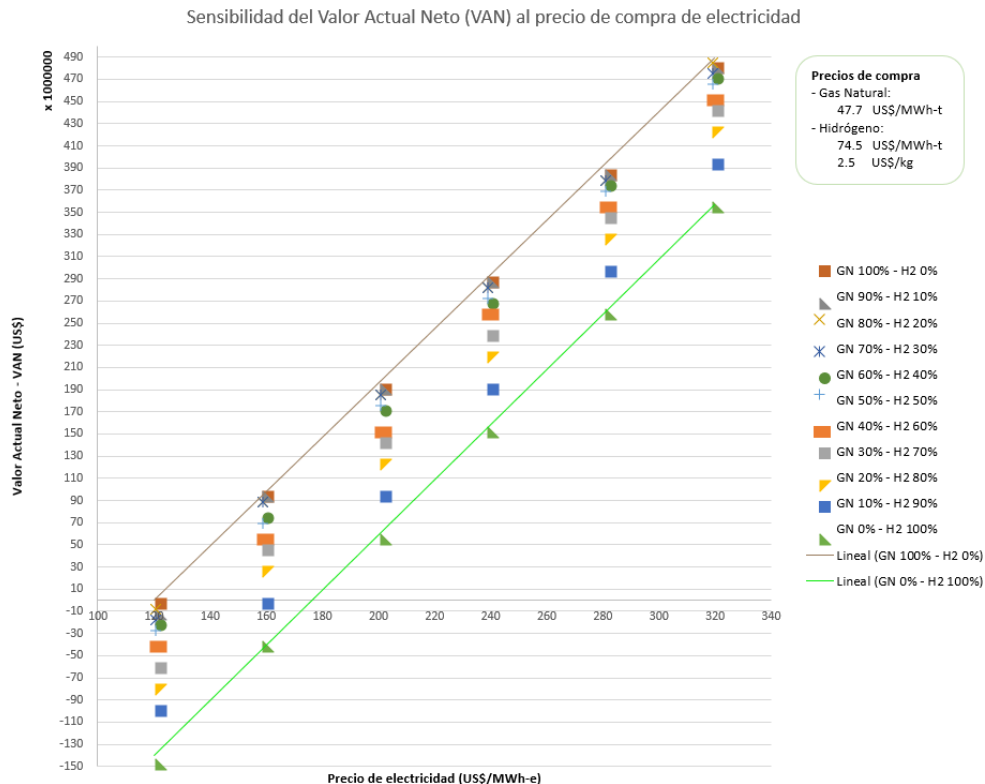


Figura 3.18 Sensibilidad del Valor Actual Neto (VAN) al precio de compra de electricidad

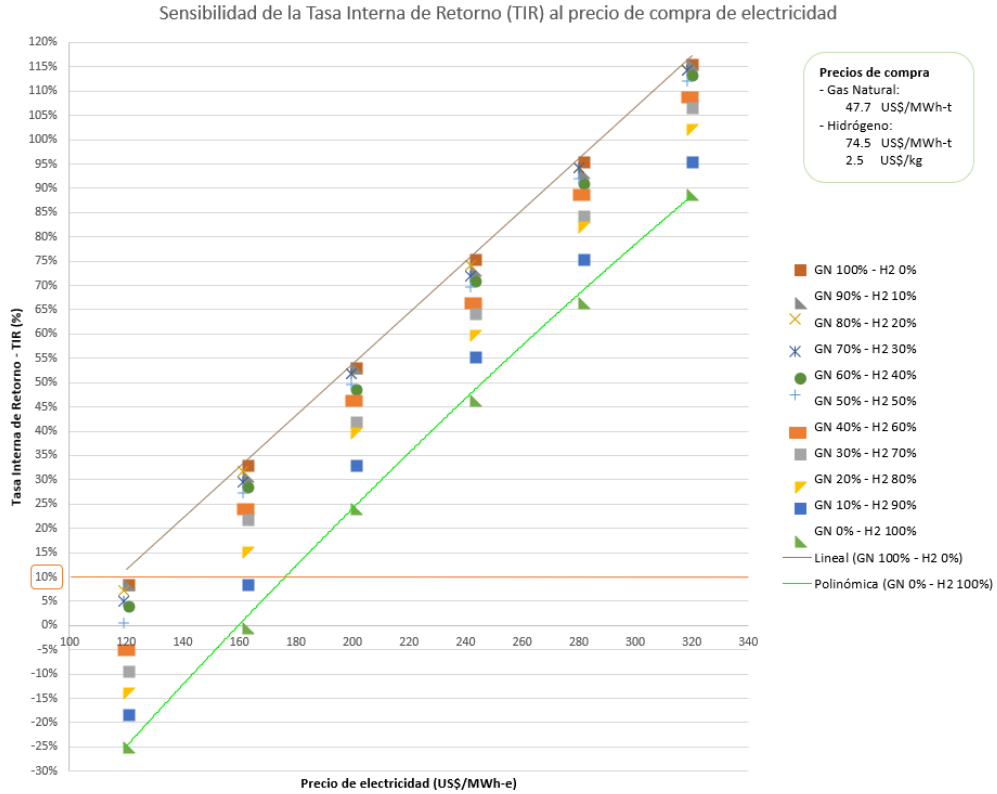


Figura 3.19 Sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno (TIR) al precio de compra de electricidad

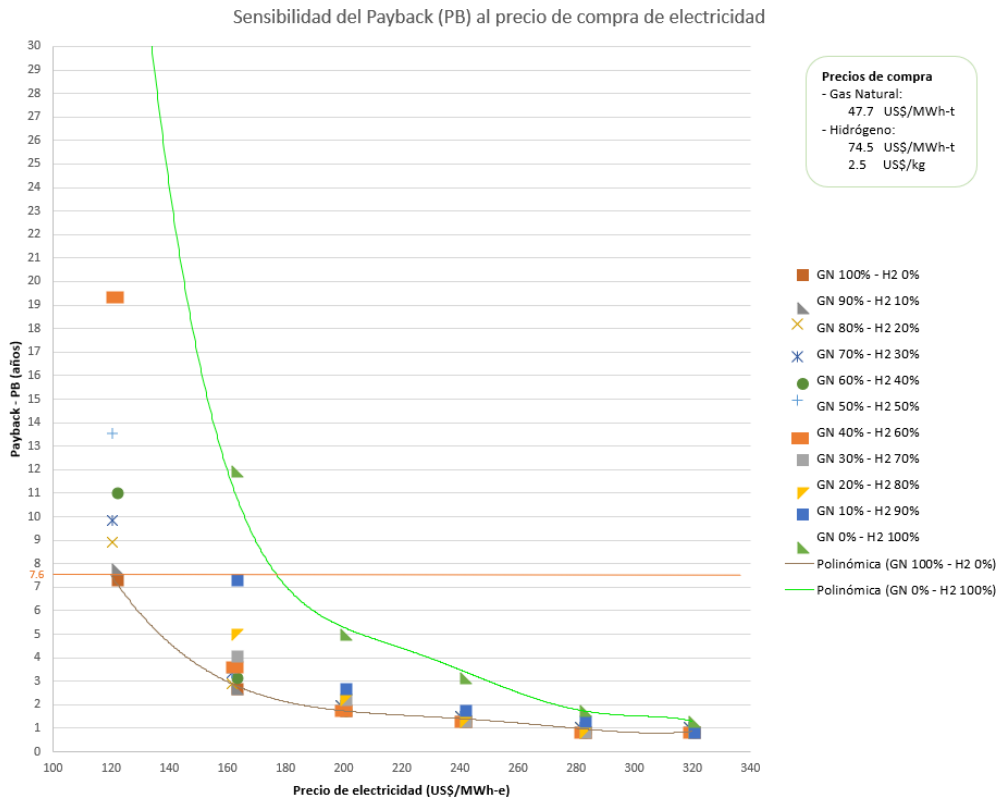


Figura 3.20 Sensibilidad del Payback (PB) al precio de compra de electricidad

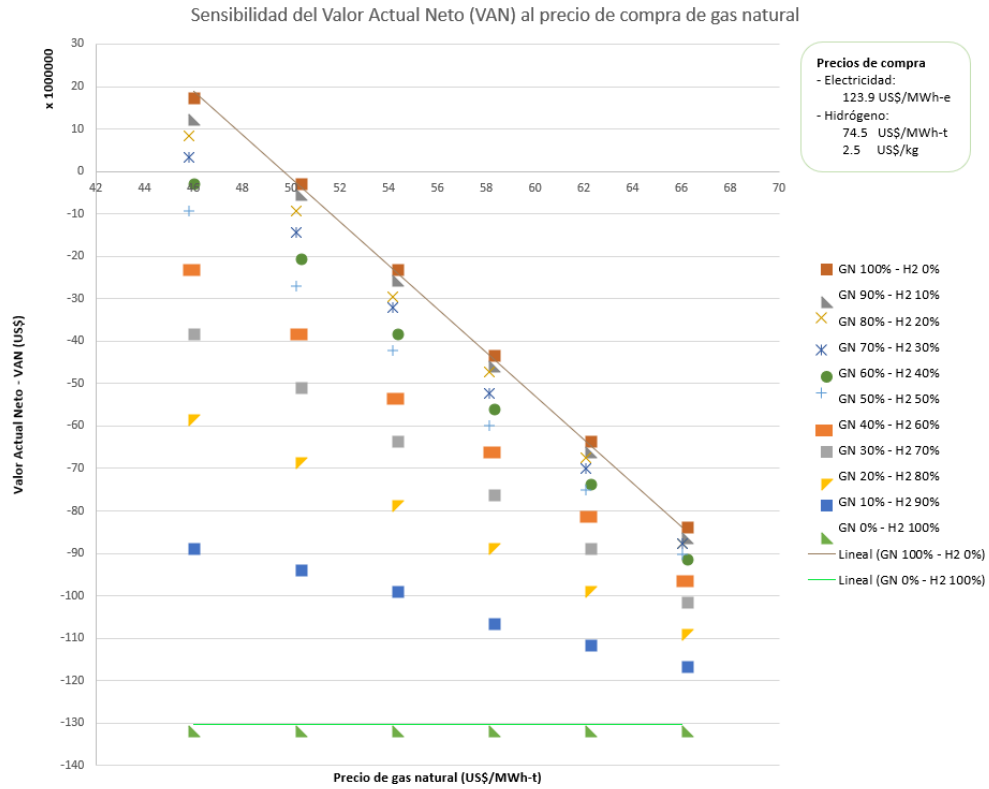


Figura 3.21 Sensibilidad del Valor Actual Neto (VAN) al precio de compra de gas natural

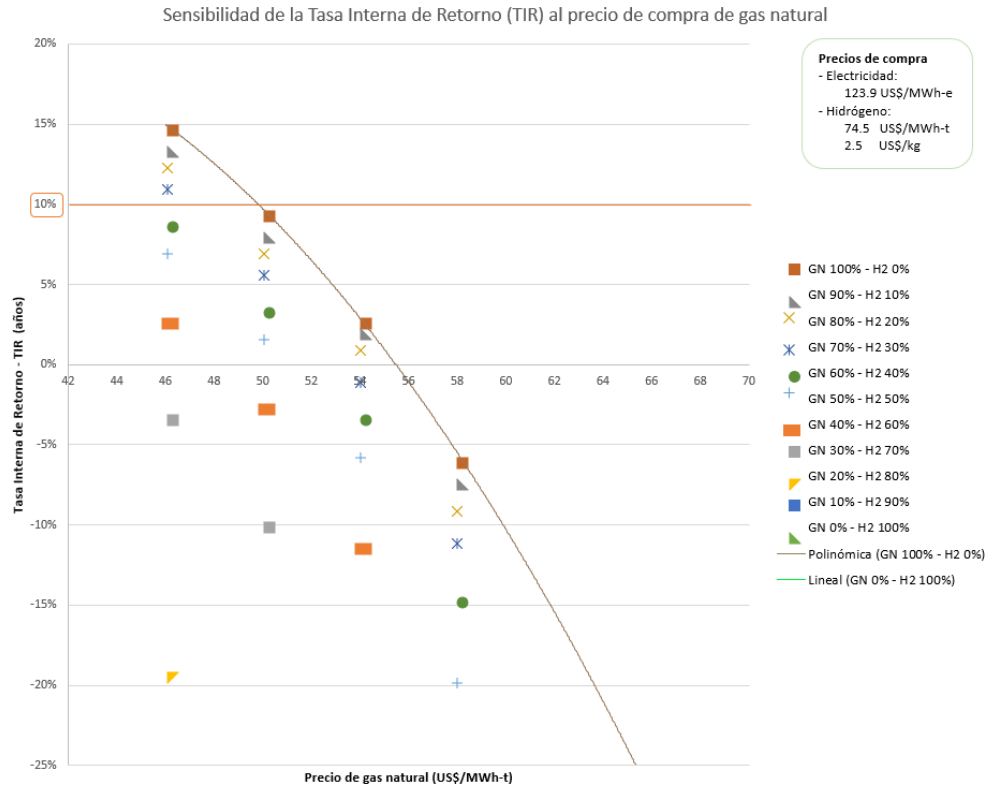


Figura 3.22 Sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno (TIR) al precio de compra de gas natural

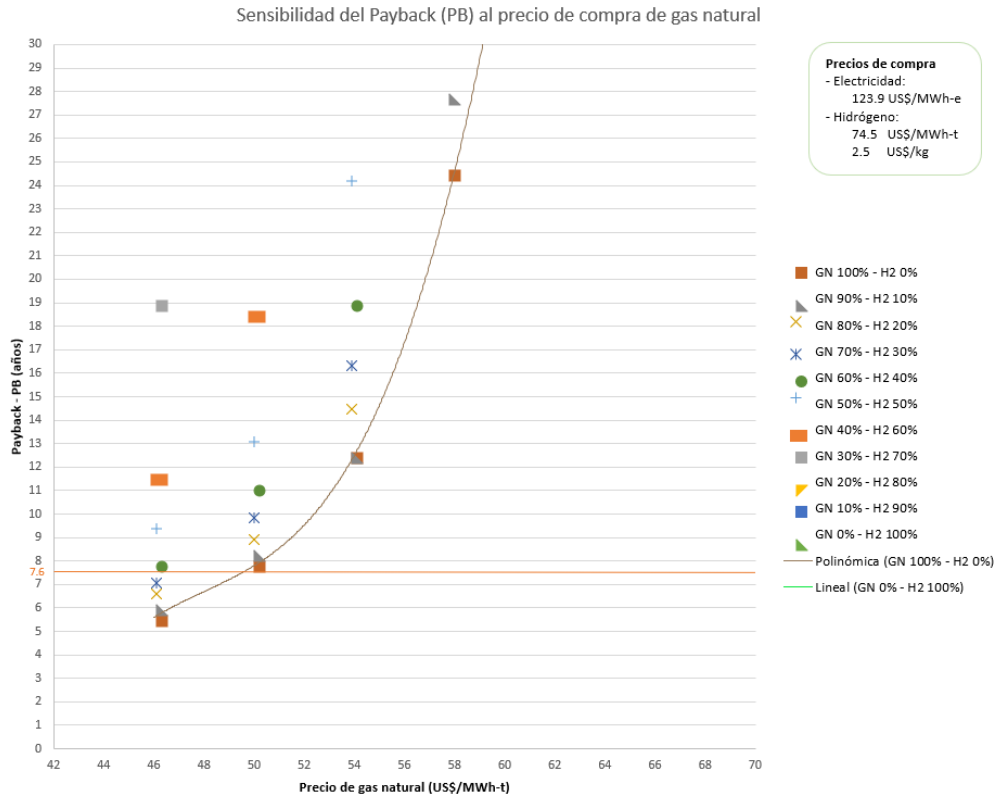


Figura 3.23 Sensibilidad del Payback (PB) al precio de compra de gas natural

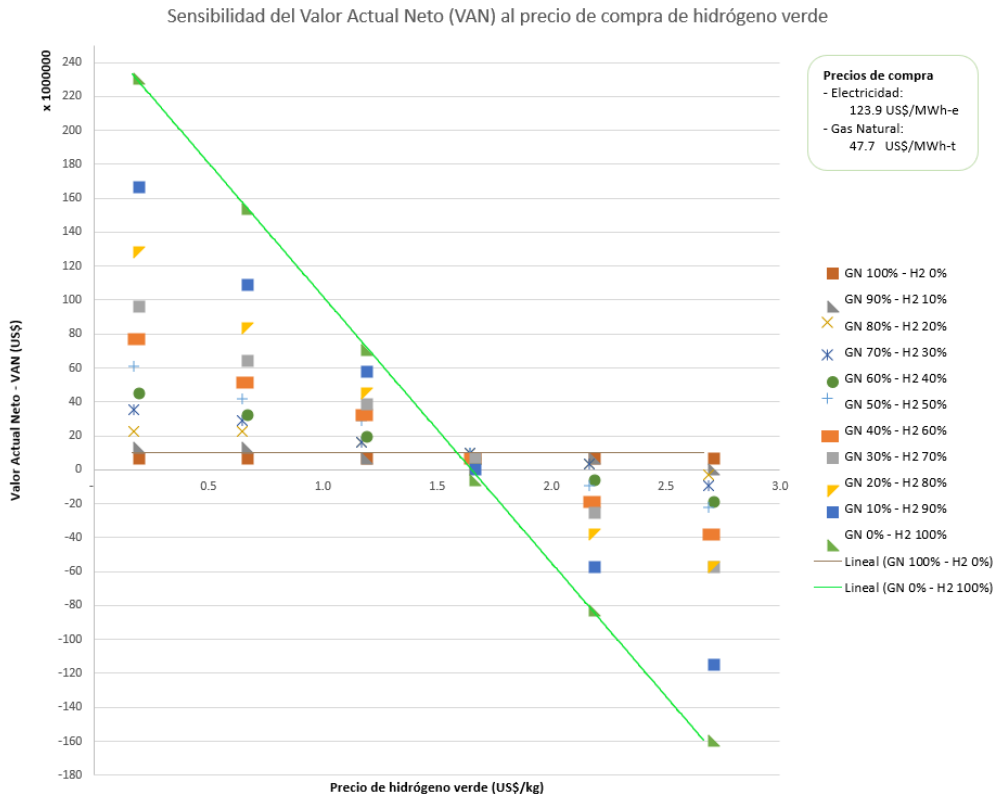


Figura 3.24 Sensibilidad del Valor Actual Neto (VAN) al precio de compra de hidrógeno verde



Figura 3.25 Sensibilidad de la Tasa Interna de retorno (TIR) al precio de compra de hidrógeno verde

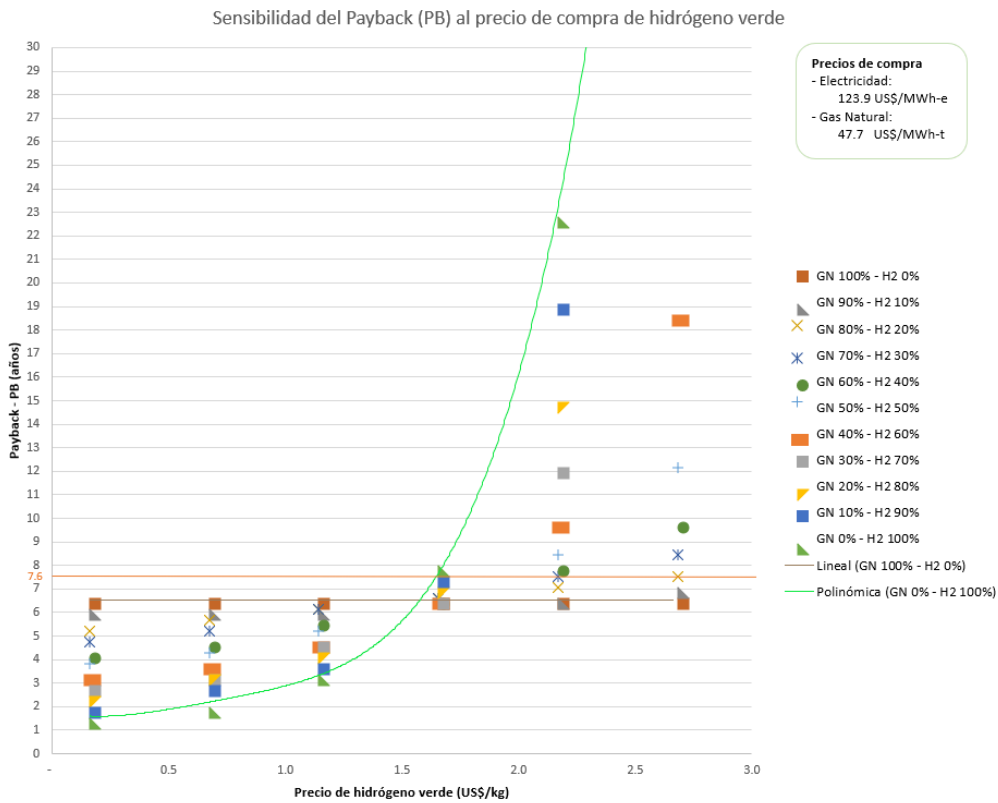


Figura 3.26 Sensibilidad del Payback (PB) al precio de compra de hidrógeno verde

CONCLUSIONES

1. Se analizó la viabilidad de plantas de ciclo combinado utilizando como combustible una mezcla de hidrógeno verde y gas natural para una empresa del sector siderúrgico en el Perú, se observó lo siguiente:
 - a. La evaluación técnica-ambiental mostró que el uso de hidrógeno verde como combustible favorece a la implementación de plantas de ciclo combinado, siendo que:
 - i. Mejora la potencia neta y el rendimiento eléctrico de la turbina de gas. Se logra obtener aproximadamente 5.1% más de potencia y 2.8% más de rendimiento eléctrico respecto a lo alcanzado al hacer uso únicamente de gas natural como combustible.
 - ii. Mejora la potencia neta y el rendimiento eléctrico de la planta de ciclo combinado. Se logra obtener aproximadamente 3.6% más de potencia y 1.8% más de rendimiento eléctrico respecto a lo alcanzado al hacer uso únicamente de gas natural como combustible.
 - iii. Contribuye de manera notable a la reducción de emisiones de CO₂. Se logra una reducción aproximada de 96.8% respecto a las emisiones al hacer uso únicamente de gas natural como combustible
 - b. La evaluación económica, por su lado, mostró que:
 - i. Debido al alto precio de compra de hidrógeno verde y la tarifa por electricidad competitiva, la propuesta se muestra inviable en el rango de años comprendido entre el 2020 y 2040, siendo que para el año 2020 se tiene un precio de compra de electricidad: 50.4 US\$/MWh-e, gas natural: 29.1 US\$/MWh-t e hidrógeno verde: 268.6 US\$/MWh-t (8.9 US\$/kg); y para el año 2040 se estima un precio de compra de electricidad: 123.9 US\$/MWh-e, gas natural: 47.7 US\$/MWh-t e hidrógeno verde: 74.5 US\$/MWh-t (2.5 US\$/kg).
 - ii. Se vislumbra que existirá un contexto económicamente favorable para la propuesta a partir del año 2040, ver **Figuras 3.12 a 3.14**. Sin embargo, la mayor o menor rentabilidad del proyecto para dicho periodo estará

- intrínsecamente vinculada al comportamiento real de los precios de compra de electricidad, gas natural e hidrógeno verde.
- iii. De las alternativas evaluadas se observó que las plantas de ciclo combinado conforme se ajustan a la demanda eléctrica obtienen un beneficio económico mayor. Esto se debe a la reducción de costos relacionados con la compra de electricidad y el aprovechamiento óptimo de la capacidad instalada de la planta de ciclo combinado.
 - iv. Para el caso de aplicación, se encontró como mejor prospecto al ciclo combinado de la turbina SGT-700 1x1 del fabricante Siemens Energy.
- c. El análisis de sensibilidad mostró que la variación independiente de los precios de compra de electricidad, gas natural e hidrógeno verde impactarían de la siguiente manera:
- i. La tendencia alcista del precio de compra de electricidad favorecerá a la inversión en el proyecto. A partir de un precio de compra de 180 US\$/MWh-e se obtiene rentabilidad para la implementación del uso de hidrógeno verde como combustible al 100%.
 - ii. La tendencia alcista del precio de compra de gas natural afectará negativamente a la inversión en el proyecto, específicamente para los casos donde se utilice este recurso como combustible al 100% o en una mezcla con hidrógeno verde.
 - iii. La tendencia bajista del precio de compra de hidrógeno verde favorecerá a la inversión en el proyecto, específicamente para los casos donde se utilice este recurso como combustible al 100% o en una mezcla con gas natural. Por debajo de un precio de compra de 50.0 US\$/MWh-t (1.7 US\$/kg) se obtiene rentabilidad para la implementación del uso de hidrógeno verde como combustible al 100%.
2. Se revisó el estado de arte de plantas de ciclo combinado y el uso de una mezcla de hidrógeno verde y gas natural como combustible, a partir del cual se formaron las bases para la elaboración de un esquema de ciclo combinado y se realizaron hipótesis del comportamiento energético de la planta ante la adición de hidrógeno verde en una mezcla con gas natural como combustible. Entre las hipótesis realizadas se encuentra el aumento en la potencia neta y rendimiento eléctrico de las

turbinas de gas y el ciclo combinado, y la reducción de contenido de CO₂ en los gases de escape.

3. Se caracterizó la demanda de electricidad requerida para la planta siderúrgica a partir de su historial de consumo eléctrico en los últimos años (2019, 2020 y 2021), obteniendo una potencia promedio eléctrica demandada de 40.71 MWh vinculada a la disposición de compra de energía eléctrica faltante y a la indisposición de vender electricidad sobrante.
4. Se elaboró el concepto de diseño de la planta de ciclo combinado en la cual se consideran una o varias turbinas de gas que serán accionadas por una mezcla parcial de hidrógeno verde y gas natural, un HRSG compuesto por un economizador, evaporador y sobrecalentador, una turbina de vapor de tres niveles de presión, una bomba de agua y un condensador que considera el agua de mar como líquido refrigerante.
5. Se plantearon alternativas de diseño de plantas de ciclo combinado basadas en modelos de turbinas de los fabricantes Siemens Energy, General Electric y Solar Turbines; cuyos modelos y configuraciones de equipos son los siguientes:
 - a. Siemens Energy: SGT-400 2x1, SGT-600 1x1 y SGT-700 1x1.
 - b. General Electric: LM2000 2x1 y LM2500 2x1.
 - c. Solar Turbines: TITAN 130 2x1 y TITAN 250.
6. Se evaluó, desde el punto de vista técnico-ambiental y económico las alternativas de diseño de plantas de ciclo combinado utilizando como combustible una mezcla de hidrógeno verde y gas natural, del cual se encontró lo siguiente:
 - a. La evaluación técnica-ambiental mostró viabilidad en el uso de hidrógeno verde como combustible, validando las hipótesis realizadas respecto a su comportamiento energético en el ciclo combinado. Se encontró un aumento en la potencia neta y rendimiento eléctrico de la turbina de gas, aumento en la potencia neta y rendimiento eléctrico del ciclo combinado, y reducción de contenido de CO₂ en los gases de escape, ver **Figuras 3.7 a 3.11**.
 - b. La evaluación económica, mostró que la viabilidad se encuentra ligada a un contexto donde el precio de la electricidad está en aumento y el costo del hidrógeno verde es competitivo. Además, las plantas de ciclo combinado que están por debajo o por encima de la demanda eléctrica de la planta

siderúrgica obtendrán una rentabilidad menor a comparación de las plantas que se ajustan a la demanda energética, ya que estas minimizan la compra de electricidad o el desaprovechamiento de la capacidad eléctrica de la planta.

- c. De las alternativas evaluadas, se seleccionó el ciclo combinado de la turbina SGT-700 1x1 del fabricante Siemens Energy por tener los mejores parámetros técnico-económicos, ver **Figuras 3.15, 3.16, 3.17 y Tabla 3.9.**

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Tamayo, J. Salvador, A. Vásquez, and C. Vilches, “La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país,” *Osinermin*, pp. 135–145, 2016, [Online]. Available: https://issuu.com/osinermin/docs/09_-_la_industria_de_la_electricidad_en_el_per_25
- [2] Osinermin, “Proyecto de Norma - Condiciones de Aplicación de Tarifas en Barra,” *Resoluciones Osinermin*, pp. 6–11, 2005, [Online]. Available: <https://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2005/OSINERG%20No.073-2005-OS-CD.pdf>
- [3] SIDERPERU, “Sistema de gestión de demanda energética,” 2020.
- [4] International Energy Agency, “Energy Statistics of OECD Countries 2015,” 2015. Accessed: Aug. 02, 2023. [Online]. Available: https://doi.org/10.1787/energy_stats_oecd-2015-en
- [5] World Steel Association, “Steel Statistical Yearbook 2018,” 2018.
- [6] Siderperu, “Gestión Ambiental - SIDERPERU,” Siderperu | Gerdau Website. [Online]. Available: <https://www.siderperu.com.pe/conocenos/gestion-ambiental>
- [7] R. Roca, “Las empresas consumen cada vez más energía,” *El periódico de la energía*, 2014, [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-empresas-consumen-cada-vez-mas-energia/>
- [8] Ministerio del ambiente (MINAM) - Perú, “Sitios contaminados en Chimbote: ¿un potencial para el desarrollo urbano?,” 2016, [Online]. Available: <https://www.minam.gob.pe/perulimpio/2016/07/07/sitios-contaminados-en-chimbote-un-potencial-para-el-desarrollo-urbano/>
- [9] Red Eléctrica de España, “Proyecto Almacena,” *Red Eléctrica de España*, 2016, [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/sostenibilidad/proyectos-destacados/proyectos-de-idi-de-contribucion-al-negocio/proyecto-almacena>
- [10] GOTEK, “¿Podrían los ultracondensadores reemplazar las baterías de los futuros vehículos eléctricos?,” *GOTEK*, 2020.

- [11] twenergy, “El almacenamiento eléctrico como elemento clave para dotar de mayor eficiencia y seguridad al sistema eléctrico,” *TWEnergy Inside*, 2019, [Online]. Available: <https://twenergy.com/eficiencia-energetica/almacenamiento-de-energia/el-almacenamiento-electrico-como-elemento-clave-para-dotar-de-mayor-eficiencia-y-seguridad-al-sistema-electrico-1745/>
- [12] Revistaei, “Uso de baterías para horario punta de suministro eléctrico fue destacado en III Foro del Litio,” *Electr. - La Rev. energética Chile*, 2019, [Online]. Available: <https://www.revistaei.cl/2019/08/07/uso-de-baterias-para-horario-punta-de-suministro-electrico-fue-destacado-en-iii-foro-del-litio/#>
- [13] Revistaei, “Los cambios que se vienen para los grupos electrógenos,” *Electr. - La Rev. energética Chile*, 2019, [Online]. Available: <https://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/los-cambios-que-se-vienen-para-los-grupos-electrogenos/>
- [14] P. Fernandez, “Tecnologías probadas para el Control de Emisiones Atmosféricas en Grupos Electrógenos,” *better*, 2010, [Online]. Available: <https://better.cl/tecnologias-probadas-para-el-control-de-emisiones-atmosfericas-en-grupos-electrogenos/>
- [15] SmartGridsInfo, “El proyecto europeo Flexcoop promueve la gestión activa de la demanda entre prosumidores domésticos,” *SmartGridsInfo*, 2018, [Online]. Available: <https://www.smartgridsinfo.es/2018/06/15/proyecto-europeo-flexcoop-promueve-gestion-activa-demanda-prosumidores-domesticos>
- [16] D Huang, C. Dinga, Z. Wen, and D. Razmadze, “Industrial-environmental management in China’s iron and steel industry under multiple objectives and uncertainties,” *J Environ Manage*, vol. 310, 2022, [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479722003589>
- [17] W. Sun, Q. Wan, Y. Zhou, and J. Wu, “Material and energy flows of the iron and steel industry: Status quo, challenges and perspectives,” *Appl Energy*, vol. 268, 2020, [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192030458X>
- [18] B. Lin and M. Xu, “Good subsidies or bad subsidies? Evidence from low-carbon transition in China’s metallurgical industry,” *Energy Econ*, vol. 83, pp. 52–60, 2019, [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988319302026>

- [19] Z. Jia and B. Lin, “The impact of removing cross subsidies in electric power industry in China: Welfare, economy, and CO2 emission,” *Energy Policy*, vol. 148, 2021, [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520307059>
- [20] Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN, “Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales,” *OSINERGMIN*, 2014, [Online]. Available: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf
- [21] Tungsteno, “¿Podemos evitar los grandes apagones?,” *sacyr*, 2019, [Online]. Available: <https://www.sacyr.com/-/podemos-evitar-los-grandes-apagones->
- [22] Narvik, “Estudio análisis y determinación de horario de punta en el Sistema Eléctrico Nacional,” *Narvik*, 2018, [Online]. Available: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/05/Informe-Final-Horas-de-Punta_Dic18.pdf
- [23] J. Luyo, “¿Por qué el mercado de electricidad peruano está al borde del colapso?,” *CSDI - Competitiveness and Sustainable Development Institute*, 2020, [Online]. Available: <https://csd-institute.org/Publish/Por%20que%20el%20mercado%20de%20electricidad%20peruano%20esta%20al%20borde%20del%20colapso-J.E.%20Luyo-04-11-2020.pdf>
- [24] UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change, *Kyoto Protocol Reference Manual*. 2008. [Online]. Available: https://unfccc.int/resource/docs/publications/08_unfccc_kp_ref_manual.pdf
- [25] C. Bazante, “El confinamiento por la COVID-19 permitió a España alcanzar los niveles más bajos de emisión de CO2 de los últimos 30 años,” *Newtral*, 2021, [Online]. Available: <https://www.newtral.es/emisiones-co2-espana-confinamiento-pandemia/20210809/>
- [26] Noticias ONU, “Los compromisos de América Latina y el mundo en la Cumbre sobre la Acción Climática,” *Nac. Unidas*, 2019, [Online]. Available: <https://news.un.org/es/story/2019/09/1462582>
- [27] Dirección General de Eficiencia Energética - Área de Planeamiento Energético, *Balance Nacional de Energía - Perú 2018*. 2018. [Online].

Available: <https://sinia.minam.gob.pe/documentos/balance-nacional-energia-2018>

- [28] J. Quintero and L. Quintero, “Biomasa: métodos de producción, potencial energético y medio ambiente,” Univ. Pedagógica y Tecnológica Colombia, Colombia, 2015. [Online]. Available: <http://revistasdigitales.uniboyaca.edu.co/index.php/reiv3/article/view/109/>
- [29] S. Agudelo, “Afectaciones de las represas, centrales hidroeléctricas (CH) y pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en el oriente Antioqueño, un pequeño recuento,” *Corporación Cocorná Consciente*, pp. 13–16, 2017, [Online]. Available: <http://www.ipc.org.co/agenciadeprensa/wp-content/uploads/2017/12/Afectaciones-de-las-represas-centrales-hidroeléctricas-CH-y-pequeñas-centrales-hidroeléctricas-PCH-en-el-oriente-antioqueño.-Un-pequeño-recuento.pdf>
- [30] S. Garrido, “Especial Turbinas de Gas - Historia y Evolución de la Turbina de Gas,” *Energiza - Renov.*, pp. 7–8, 2011, [Online]. Available: <http://www.energiza.org/anteriores/energizaseptiembre2011.pdf>
- [31] J. Zareei, M. Haseeb, K. Ghadamkheir, S. A. Farkhondeh, A. Yazdani, and K. Ershov, “The effect of hydrogen addition to compressed natural gas on performance and emissions of a DI diesel engine by a numerical study,” *Hydrogen Energy Publications LLC*, pp. 10–11, 2020.
- [32] E. Cruz, “Engie Energía Perú estudia el uso de hidrógeno verde para vehículos de carga y maquinaria minera,” *Rumbo Minero*, 2022.
- [33] H2 Perú, “H2 Perú publica su propuesta de hoja de ruta de hidrógeno verde en el Perú,” *H2 Perú*, 2022, [Online]. Available: <https://h2.pe/noticias/h2-peru-publica-su-propuesta-de-hoja-de-ruta-de-hidrogeno-verde-en-el-peru/#:~:text=H2%20Per%C3%BA%2C%20Asociaci%C3%B3n%20Peruana%20de,verde%20en%20el%20Per%C3%BA%2C%20acompa%C3%B>
- [34] H2 Perú y Engie Impact, “Potencial del Hidrógeno Verde en el Perú,” *H2 Perú*, 2021, [Online]. Available: https://h2.pe/uploads/20210908_H2-Peru_Estudio-final.pdf
- [35] PEQUOT, *Gas Turbine World Handbook*, vol. 29. Pequot, 2012.
- [36] Gerencia de regulación de tarifas, “Tarifas y Mercado Eléctrico,” 2023.
- [37] Grupo Villar Mir, “Energías renovables y no renovables,” *Enérgya VM*, 2018, [Online]. Available: <https://www.energyavm.es/energias-renovables-y-no-renovables/>

- [38] MGM International, “Manual para la Evaluación de Proyectos de Eficiencia Energética para el Sector de Siderurgia y Metalmeccánica,” *Guías para la Evaluación Elegibilidad Financ. Proy. Efic. Energética*, pp. 12–21, 2018, [Online]. Available: [https://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1316/EMP_Manual Siderurgia y Metalmeccánica.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1316/EMP_Manual_Siderurgia_y_Metalmeccanica.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [39] S. C. Gülen, *Gas turbine combined cycle power plants*. CRC Press, 2019.
- [40] Siemens Energy, “Steam Turbine Portfolio Overview,” *Steam Turbines*, 2019, [Online]. Available: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:e238c50b-4533-452b-b116-61ad97f93bd9/steam-turbine-overview-2019.pdf>
- [41] M. Boyce, *Gas Turbine Engineering Handbook*, 2nd ed. Gulf Professional Publishing, 2002.
- [42] R. Dibujó, “TURBINAS DE GAS AERODERIVATIVAS,” *Turbomachinery International*, 2017, [Online]. Available: <https://www.turbomachinerymag.com/view/aeroderivative-gas-turbines>
- [43] Siemens Energy, “SGT-A35 (GT30) gas turbine,” *Former. Ind. RB211-GT30*, 2018, [Online]. Available: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:2354efe8-a178-4890-a3aa-0467e9091023/566-180084-factsheet-sgt-a35-online.pdf>
- [44] Siemens Energy, “Gas turbine SGT-600,” *Power Gas Div. Distrib. Gener.*, 2016, [Online]. Available: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:80373567-7dea-45ac-8f79-e140fb9a9116/pgdg-t10012-00-7600factsheetsgt600300dpi.pdf>
- [45] Siemens Energy, “SGT5-4000F - Heavy-duty gas turbine,” *Gas Turbines*, 2020, [Online]. Available: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-turbines/sgt5-4000f.html>
- [46] L. H. Solomon, “Natural gas,” *Britannica*, 2020, [Online]. Available: <https://www.britannica.com/science/natural-gas/Composition-and-properties-of-natural-gas>
- [47] Selectra, “¿Qué es el gas natural? Ventajas y diferencia con el gas propano GLP,” *PropanoGas*, 2021, [Online]. Available: <https://propanogas.com/faq/propano-vs-gas-natural#tipos-gas-natural>
- [48] SNMPE, “SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL,” *Soc. Nac. Minería, Pet. y Energía*, p. 3, 2015, [Online]. Available:

<https://www.cursosyeventosnmpe.org.pe/uploads/documentos/56e01c75727bd.pdf>

- [49] Ministerio de energía - Chile, “Estrategia Nacional: Hidrógeno Verde,” *Ministerio de energía - Chile*, 2020, [Online]. Available: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/mini-sitio/estrategia-nacional_hidrogeno-verde_vdef.pdf
- [50] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, “Hydrogen Fuel Basics,” *Energy.gov*, 2020, [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-fuel-basics>
- [51] Valora Analitik, “Así es la integración del hidrógeno y gas natural en matriz energética de Latinoamérica,” *Valora Analitik*, 2021, [Online]. Available: <https://www.valoraanalitik.com/2021/05/27/integracion-del-hidrogeno-gas-natural-matriz-energetica-latam>
- [52] F. Cano, “Análisis teórico y experimental de la combustión de mezclas Gas Natural – Hidrógeno bajo el régimen de combustión sin llama,” Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, 2019. [Online]. Available: https://bibliotecadigital.udea.edu.co/bitstream/10495/13987/1/CanoFabian_2019_AnalisisTeoricoExperimental.pdf
- [53] EC, “Enel inaugura en Italia la primera central eléctrica a hidrógeno del mundo,” *Cotizalia*, 2015, [Online]. Available: https://www.elconfidencial.com/mercados/finanzas-personales/2008-04-12/enel-inaugura-en-italia-la-primera-central-electrica-a-hidrogeno-del-mundo_829333/
- [54] PEi, “Project Profile: Wuhan Steel,” *Power Eng. Int.*, 2011, [Online]. Available: <https://www.powerengineeringint.com/coal-fired/equipment-coal-fired/project-profile-wuhan-steel/>
- [55] R. Walton, “GE turbine selected for H2, gas-fired Tallawarra plant in Australia,” *Power Eng.*, 2021, [Online]. Available: https://www.power-eng.com/gas/ge-turbine-selected-for-h2-gas-fired-tallawarra-plant-in-australia/?utm_medium=email&utm_source=pe_weekly_newsletter&utm_campaign=2021-06-22
- [56] Bnamericas, “Los posibles costos del hidrógeno verde en Perú,” *Bnamericas*, 2021, [Online]. Available: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/los-posibles-costos-del-hidrogeno-verde-en-peru>

- [57] R. Roca, “El costo del hidrógeno verde debe caer a la mitad para que sea competitivo con el azul: la nuclear y su alto factor de capacidad serían claves,” *El periódico la energía*, 2020, [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-costo-del-hidrogeno-verde-debe-caer-a-la-mitad-para-que-sea-competitivo-con-el-azul-la-nuclear-y-su-alto-factor-de-capacidad-serian-claves/>
- [58] Híbridos y Eléctricos, “Economía del hidrógeno: cómo preparar el camino hacia la descarbonización,” *Híbridos y Eléctricos*, 2020, [Online]. Available: <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/sector/economia-hidrogeno-como-preparar-camino-descarbonizacion/20200402192526034253.html>
- [59] C. N. Bendezú Pajuelo, “¿Impuesto al carbono en Perú? Análisis crítico del impuesto a la emisión del carbono en modelos tributarios extranjeros y su aplicación en el Perú,” PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ, 2020. [Online]. Available: <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/17231>
- [60] General Electric, “Hydrogen and CO2 emissions calculator,” *General Electric*, 2020, [Online]. Available: https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines?gecid=h2odw_eml_marketo_webinarCopyH2&mktoid=&mkt_tok=MjMyLURLRy01MDgAAAGAE5rhsOgs__TInrK-2T11R7rPH7zDkCsmkgn5Ieu355t8CnLOI5Ipe2usyeovAvFglm05KgVvHiZJsFLLIHh79i1J8mGdFKHyPKr1BKtILRo4cA
- [61] SERNANP, “Bonos de carbono, el futuro de un mercado solidario con nuestro planeta,” *Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado*, 2020, [Online]. Available: <https://www.sernanp.gob.pe/bonos-de-carbono>
- [62] Clean CO2, “¿Sabes qué es la compensación de emisiones de carbono?,” *Anthesis Lavola*, 2020, [Online]. Available: <https://clean-co2.com/es/compensacion-de-carbono/>
- [63] División de Supervisión de Electricidad, “Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación,” *Contratos - Osinergmin*, pp. 125–132, 2020, [Online]. Available: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion-julio-2020.pdf

- [64] Kallpa Generación, “Generación Térmica – Central Termoeléctrica Kallpa, Lima,” *Kallpa Generación*, 2021, [Online]. Available: <https://kallpageneracion.com.pe/negocio/generacion-termica>
- [65] Fenix - Colbún, “Nuestra Central Termoeléctrica,” *Fenix - Colbún*, 2021, [Online]. Available: <https://www.fenix.com.pe/nosotros/nuestra-central-termoelectrica/>
- [66] Power Technology, “Irsching Siemens Gas Turbine, Germany,” *Power Technology*, 2020, [Online]. Available: <https://www.power-technology.com/projects/irsching/>
- [67] Power Technology, “The Inland Empire CCGT Power Station Project, Riverside County, California, US,” *Power Technology*, 2021, [Online]. Available: <https://www.power-technology.com/projects/inland/>
- [68] Sener, “Construcción de dos centrales de ciclo combinado preparadas para el hidrógeno en Alemania,” 2022. Accessed: Aug. 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.group.sener/proyecto/ciclo-combinado-hidrogeno-alemania/>
- [69] General Electric, “9HA gas turbine,” *GE Gas Power*, 2020. Accessed: Aug. 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines/9ha>
- [70] Ramón Roca, “Amorebieta, el primer ciclo combinado que producirá energía a partir de hidrógeno verde en España,” *El periódico de la energía*, 2020, Accessed: Aug. 15, 2023. [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/amorebieta-el-primer-ciclo-combinado-que-producira-energia-a-partir-de-hidrogeno-verde-en-espana/>
- [71] General Electric, “La flota de turbinas de gas HA de GE logra 50 clientes y un millón de horas de funcionamiento,” 2021. Accessed: Aug. 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.ge.com/news/reports/la-flota-de-turbinas-de-gas-ha-de-ge-logra-50-clientes-y-un-millon-de-horas-de>
- [72] Comunicación Corporativa, “Siemens Energy proyecta operar turbinas de gas al 100% con hidrógeno para el 2030,” *amcham news*, 2020, Accessed: Aug. 15, 2023. [Online]. Available: <https://amcham.org.pe/news/siemens-energy-proyecta-operar-turbinas-de-gas-al-100-con-hidrogeno-para-el-2030/>
- [73] Conexión ESAN, “Evaluación económica y financiera de proyectos,” *ESAN*, 2016, [Online]. Available: <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2016/09/evaluacion-economica-y-financiera-de-proyectos/>

- [74] H.O. Anaya and D.A. Niño, *Flujo de Caja y proyecciones financieras con análisis de riesgo 3A*, 3a Ed. U. Externado de Colombia, 2018.
- [75] L. Solarte, “El análisis de factibilidad,” *GyEPRO - Grup. Investig. en Gestión y Evaluación Programas y Proy.*, 2015, [Online]. Available: <http://gyepro.univalle.edu.co/documentos/gestion/factibilidad.pdf>
- [76] M.R. Mete, “Valor actual neto y tasa de retorno: su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión,” *Fides et Ratio-Revista de Difusión cultural y científica de la Universidad La Salle en Bolivia*, pp. 67–85, 2014, [Online]. Available: https://drive.google.com/drive/folders/1Xjo5gsmvGYit1qsiPx2M4seujvVT_R_VX
- [77] M. Riquelme, “Costo Anual Equivalente o Beneficio Anual Equivalente (CAUE o BAUE),” *Web y Empres*, 2013, [Online]. Available: <https://www.webyempresas.com/costo-anual-equivalente-o-beneficio-anual-equivalente-caue-o-baue/>
- [78] M. Abuseif and Z. Gou, “A Review of Roofing Methods: Construction Features, Heat Reduction, Payback Period and Climatic Responsiveness,” *Energies (Basel)*, 2018, [Online]. Available: <https://research-repository.griffith.edu.au/handle/10072/383276?show=full>
- [79] Thermoflow, “Thermoflex.” Accessed: Sep. 11, 2023. [Online]. Available: https://www.thermoflow.com/products_generalpurpose.html
- [80] P. Reina Peral, “Integración técnica y económica de energías renovables, en un sistema eléctrico liberalizado, a partir de vectores energéticos,” TESIS DOCTORAL, ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE MINAS Y ENERGÍA, 2016. [Online]. Available: https://oa.upm.es/39772/1/PABLO_ANTONIO_REINA_PERAL.pdf
- [81] General Electric, “Aeroderivative and heavy-duty gas turbines,” *GE Gas Power*, 2023, Accessed: Mar. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines>
- [82] Solar Turbines, “Paquetes de generación de energía de petróleo y gas,” *Solar Turbines Solutions*, 2023, Accessed: Mar. 28, 2023. [Online]. Available: https://www.solarturbines.com/es_MX/products/oil-and-gas-power-generation-packages.html
- [83] Siemens Energy, “Gas Turbine Portfolio Brochure,” 2019.