Universidad Nacional Mayor de San Marcos
Universidad del Perú. Decana de América
Facultad de Química e Ingeniería Química
Escuela Profesional de Ingeniería Química

Diseño de una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha (flare gas) para cubrir la demanda eléctrica en una planta de procesamiento de gas natural

TESIS

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Químico

AUTOR

Jose Antonio TORREJON VELA

ASESOR

Dr. Raymundo ERAZO ERAZO

Lima, Perú

2026



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Torrejon, J. (2026). *Diseño de una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha (flare gas) para cubrir la demanda eléctrica en una planta de procesamiento de gas natural.* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Química e Ingeniería Química, Escuela Profesional de Ingeniería Química]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	Jose Antonio Torrejon Vela
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	70900952
Datos de asesor	
Nombres y apellidos	Dr. Raymundo Erazo Erazo
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	08439329
URL de ORCID	https://orcid.org/0000-0003-1480-7641
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	Jorge Luis Cárdenas Ruiz
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	06627695
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	Mg. Manuel Jesús Luna Hernández
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	06897800
Datos de investigación	
Línea de investigación	No aplica.
Grupo de investigación	No aplica
Agencia de financiamiento	Sin Financiamiento
Ubicación geográfica de la investigación	Edificio: Universidad Nacional Mayor de San Marcos País: Perú Departamento: Lima Provincia: Lima Distrito: Lima Calle: Avenida Tacna 592 Latitud: -12.047105928568262 Longitud: -77.03850816479144

Año o rango de años en que se realizó la investigación	Julio 2025 – Enero 2026
URL de disciplinas OCDE	Ingeniería química https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.04.01 Ingeniería de procesos https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.04.02

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(Universidad del Perú, Decana de América)
FACULTAD DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA QUÍMICA

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Los suscritos Miembros del Jurado Evaluador de Sustentación de Tesis, nombrados por la Dirección de la Escuela Profesional de Ingeniería Química, bajo la Presidencia del **Ing. Jorge Luis Cárdenas Ruíz**, el **Mg. Manuel Jesús Luna Hernández** (Miembro Revisor) y el **Dr. Raymundo Erazo Erazo** (Asesor), habiendo presentado para el efecto la Tesis titulada:**"DISEÑO DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE GAS DE ANTORCHA (FLARE GAS) PARA CUBRIR LA DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL"**, después de sustentar de manera presencial y **habiendo aprobado la Tesis** elaborada por el Bachiller en Ingeniería Química: **JOSE ANTONIO TORREJON VELA,** para optar el Título Profesional de **INGENIERO QUÍMICO,** el Jurado Evaluador acuerda calificarlo con la **NOTA** de:

DIECIOCHO 18
(LETRAS) (NÚMEROS)

Lima, 15 de abril del 2026

Ing. JORGE LUIS CÁRDENAS RUÍZ

Mg. MANUEL JESÚS LUNA HERNÁNDEZ
Miembro

Dr. RAYMUNDO ERAZO ERAZO
Asesor

Dr. EDER CLIDIO VICUÑA GALINDO
Director de la E.P. de Ingeniería Química

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS • ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE INGENIERÍA QUÍMICA • Facultad de Química e Ingeniería Química

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE
SAN MARCOS
Universidad del Perú, Decana de América

CERTIFICADO DE SIMILITUD

Yo, **Raymundo Erazo Erazo** en mi condición de asesor acreditado con el Dictamen de la EP N°000005-2026-EPIQ-FQIQ/UNMSM de la Tesis cuyo título es: **DISEÑO DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE GAS DE ANTORCHA (FLARE GAS) PARA CUBRIR LA DEMANDA ELÉCTRICA EN UNA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL**, presentado por el bachiller: **JOSE ANTONIO TORREJON VELA,** para optar el título Profesional de Ingeniero Químico,

CERTIFICO que se ha cumplido con lo establecido en la Directiva de Originalidad y de Similitud de Trabajos Académicos, de Investigación y Producción Intelectual. Según la revisión, análisis y evaluación mediante la plataforma PIDS, el documento evaluado cuenta con el 10% de similitud, nivel **PERMITIDO** para continuar con los trámites correspondientes y para su **publicación en el repositorio institucional.**

Se emite el presente certificado en cumplimiento de lo establecido en las normas vigentes, como uno de los requisitos para la obtención del título Profesional de Ingeniero Químico.

Lima, 10 de abril del 2026

Firma del Asesor _____

Nombres y Apellidos del asesor Raymundo Erazo Erazo

DNI: 08439329

DEDICATORIA

A mis padres que nunca han dejado de apoyarme a lo largo de mi vida, aconsejándome y fomentando en mí la disciplina, el respeto y la perseverancia.

A mi hermano Enrique, quien ha sido un apoyo moral y cuya dedicación académica me inspira a perseguir la excelencia.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por estar presente en cada momento de mi vida y guiar mi camino hacia la disciplina y el bien.

A mis padres, Luz Vela y Miguel Torrejon, porque este trabajo no hubiera sido posible sin el esfuerzo y sacrificio que depositaron en mi formación. Mi gratitud hacia ellos es infinita, y esta tesis es una forma de demostrarles que todo lo que han hecho por mí ha dado frutos.

A mi pareja, Daniela, por su apoyo incondicional, por estar a mi lado en los momentos en los que dudé de mí mismo, y por ser mi equipo durante todo este tiempo. Su presencia en mi vida es una fuente constante de inspiración para superarme cada día.

Al Dr. Raymundo Erazo, mi asesor, por sus valiosas enseñanzas, no solo académicas, sino también personales. Su dedicación a la enseñanza y la investigación ha sido pieza clave para el desarrollo de este trabajo.

A mi grupo de amigos cercanos de la universidad, quienes me enseñaron el valor del trabajo en equipo, y me brindaron su amistad incondicional a lo largo de los años.

RESUMEN

El gas de antorcha (flare gas) juega un papel importante en las plantas de procesamiento de gas natural, no solo por su aspecto de seguridad al proteger a la instalación en casos de eventos no deseados, sino también por su aspecto energético y ambiental. Es por ello por lo que resulta importante la implementación de tecnologías de recuperación de gas de antorcha (Flare Gas Recovery Unit = FGRU) que permitan reducir las emisiones generadas por la quema en la antorcha, y también su aprovechamiento energético al estar compuesto, en su mayoría, por metano. En ese contexto, el objetivo principal de la presente investigación fue diseñar una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha proveniente de una planta de procesamiento para cubrir su demanda eléctrica. Adicionalmente, se evaluó un sistema de preenfriamiento, la reducción de emisiones atmosféricas y su viabilidad económica.

La metodología empleada consistió en el diseño y simulación en Aspen HYSYS, tomando como flujo base 22.68 kmol/h de gas de antorcha proveniente de una planta de procesamiento de gas natural peruana, cuyos datos cromatográficos fueron proporcionados por el Osinergmin. Se diseñó una unidad de cogeneración basada en los ciclos de Brayton y Rankine, cuyos equipos de proceso fueron introducidos en el software de simulación para la obtención de resultados. Posteriormente, las emisiones de CO_2 fueron cuantificadas para dos (02) escenarios: i) actual, en el cual se quema el gas en una antorcha, y ii) propuesto, en el cual se utiliza el gas de antorcha para generar electricidad que cubra la demanda de la planta en mínimo un 50%.

Los resultados mostraron que el escenario propuesto permite cubrir el 50% de la demanda eléctrica de la planta, con un excedente del 10,6% y una eficiencia térmica de 44,53%. En esa línea, el sistema de preenfriamiento permitió elevar la eficiencia térmica en un 0,27%, valor que fue analizado para la evaluación económica. Respecto a este último punto, la

propuesta presentó un Valor Actual Neto (VAN) de US$ 4 861 060, una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 32,4% y un periodo de recuperación (payback) de aproximadamente tres años, indicadores que confirman la viabilidad económica del proyecto.

ABSTRACT

Flare gas in natural gas processing plants plays a key role not only for safety purposes to protect facilities during undesired events, but also due to its energetic and environmental implications. Therefore, the implementation of Flare Gas Recovery Units (FGRU) becomes crucial to reduce emissions from flaring and to exploit its energy potential, as flare gas is mainly composed of methane. In this context, the main objective of the present research was to design a power generation unit based on flare gas from a natural gas processing plant to meet its electricity demand. Additionally, a pre-cooling system, atmospheric emissions reduction, and economic feasibility were evaluated.

The methodology consisted of process design and simulation in Aspen HYSYS, considering a baseline flow of 22.68 kmol/h of flare gas from a Peruvian gas processing plant, which chromatographic data were provided by Osinergmin. A cogeneration unit based on Brayton and Rankine cycles was designed, and the process equipment was modeled in simulation software to obtain performance results. Subsequently, CO_2 emissions were quantified for two scenarios: (i) the current case, in which gas is combusted in a flare stack, and (ii) the proposed case, in which flare gas is used to generate electricity to cover at least 50% of the plant's demand.

The results showed that the proposed scenario meets 50% of the plant's electricity demand, with a 10,6% surplus, achieving an overall thermal efficiency of 44,53%. Furthermore, the pre-cooling system increased thermal efficiency by 0,27%, a factor considered in the economic assessment. Regarding the latter, the project presented a Net Present Value (NPV) of US$ 4 861 060, an Internal Rate of Return (IRR) of 32,4%, and a payback period of three years approximately, confirming its economic feasibility.

ÍNDICE

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN 10

1.1. Descripción de la situación problemática 10

1.2. Formulación de la problemática de la investigación 11

1.2.1. Problema general 11

1.2.2. Problemas específicos 11

1.3. Objetivos de la investigación 12

1.3.1. Objetivo general 12

1.3.2. Objetivos específicos 12

1.4. Contribución e impacto 13

1.4.1. Técnica 13

1.4.2. Ambiental 13

1.5. Limitaciones de la investigación 13

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO 15

2.1. Antecedentes de la investigación 15

2.2. Bases teóricas 21

2.2.1. Composición y clasificación del gas natural 21

2.2.2. Comportamiento del gas natural 21

2.2.3. Procesamiento de gas natural 22

2.2.4. Gas de antorcha 27

2.2.5. Impactos del gas de antorcha 27

2.2.6. Ciclo de Turbina de Gas 27

2.2.7. Termodinámica del ciclo de turbina de gas 28
2.2.8. Ciclo de Turbina de Vapor 31
2.2.9. Termodinámica de un ciclo de turbina de vapor 32
2.2.10. Ciclo combinado de energía – CCPP 33
2.2.11. Factores que afectan la eficiencia de un ciclo combinado de energía 38
2.3. Definición de términos 39
CAPÍTULO III. HIPÓTESIS Y VARIABLES 41
3.1. Hipótesis de la investigación 41
3.1.1. Hipótesis general 41
3.1.2. Hipótesis específicas 41
3.2. Variables de la investigación y operacionalización 43
CAPÍTULO IV. MATERIALES Y MÉTODOS 45
4.1. Tipo de investigación 45
4.2. Diseño de investigación 45
4.3. Población y muestra 45
4.3.1. Población 45
4.3.2. Muestra 45
4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de información 45
4.5. Simulación de procesos 46
4.5.1. Selección de componentes 47
4.5.2. Selección del modelo termodinámico 47

4.5.3. Bosquejo del diagrama de proceso 47

4.5.4. Configuración de los parámetros de operación 50

4.6. Evaluación ambiental 53

4.7. Análisis económico 54

4.7.1. Costos de capital 54

4.7.2. Costos de operación 55

4.7.3. Análisis de rentabilidad 57

CAPÍTULO V. RESULTADOS 59

5.1. Evaluación energética de la planta 59

5.2. Diseño y simulación de la unidad de generación de energía 60

5.3. Evaluación de emisiones atmosféricas 65

5.4. Evaluación económica 66

CAPÍTULO VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS 70

6.1. Diseño y simulación de la unidad de generación de energía 70

6.2. Sistema de nebulización con agua presurizada 71

6.3. Evaluación ambiental 73

6.4. Evaluación económica 74

CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES 76

CAPÍTULO VIII. RECOMENDACIONES 77

REFERENCIAS 78

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1. Descripción de la situación problemática

Uno de los objetivos principales de una planta de procesamiento de gas natural es la obtención de líquidos de gas natural (Natural Gas Liquids = NGL), dado que representan la mayor fuente de ingresos económicos por su alto valor comercial (Islam et al., 2024). Como resultado del procesamiento, también se obtiene gas seco, el cual puede destinarse a la reinyección en pozos de petróleo o gas, la venta a terceros o al consumo interno en planta (Osinergmin, 2025). Sin embargo, existen situaciones en las que el gas seco debe ser quemado en una antorcha, ya sea por la ausencia de sistemas de reinyección a pozos o porque la demanda externa es menor al volumen producido por la planta (Nezhadfard y Khalili-Garakani, 2020).

Si bien la disposición de gas en una antorcha es una acción de seguridad para evitar la ocurrencia de escenarios peligrosos (Tahmasebzadehbaie y Sayyaadi, 2022), como la sobrepresión de un recipiente, esta acción desperdicia el alto valor energético y económico que contiene este gas seco, rico en metano y etano, el cual puede ser aprovechado utilizando tecnologías de recuperación de gas de antorcha (FGRU), tales como gas-a-energía (Gas-to-Power = GTP) para la generación de energía eléctrica, gas-a-líquido (Gas-to-Liquid = GTL) para la producción de combustibles y gas natural licuado (Tahmasebzadehbaie y Sayyaadi, 2024).

En adición, se presenta un problema ambiental: la actividad de quema de gas en antorcha (flaring) contribuye a la contaminación atmosférica por la generación de gases de efecto invernadero. El estudio de Beltrán et al. (2018), mostró el volumen de gas quemado en antorchas de los países de Sudamérica, donde Perú se ubicó en el séptimo puesto con 3 mil millones de pies cúbicos (billion cubic feet = bcf) de gas natural quemado en el 2014, según

los datos que se extrajeron de la Agencia de Información Energética (Energy Information Agency = EIA), de los Estados Unidos.

Actualmente, las plantas de procesamiento de gas natural son construidas para procesar gas asociado o no asociado, según lo cual se presentan unidades de endulzamiento y deshidratación (Bahadori, 2014), lo cual influye en la composición final del gas; sin embargo, en su mayoría, el contenido de metano es alto (> 90%) dado que se despoja de los hidrocarburos pesados. Debido a su alto contenido en metano, una de las tecnologías que aprovecharía el poder calorífico del gas seco es el GTP (gas-a-energía), la cual le daría beneficio a una planta de procesamiento que depende de un suministrador de energía eléctrica externo al prescindir completa o parcialmente de este, ya que generaría su propia energía eléctrica, y al mismo tiempo, reduciría las emisiones atmosféricas.

1.2. Formulación de la problemática de la investigación

1.2.1. Problema general

¿Será posible diseñar una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha que cubra la demanda eléctrica de una planta de procesamiento de gas natural?

1.2.2. Problemas específicos

¿Será posible aumentar la eficiencia térmica del proceso mediante el diseño de un sistema de enfriamiento de aire en la unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha recuperado de una planta de procesamiento de gas natural?

¿Será posible reducir las emisiones atmosféricas mediante la implementación de una unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha de una planta de procesamiento de gas natural, en comparación con el escenario actual?

¿Será el diseño de una unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha de una planta de procesamiento de gas natural para cubrir la demanda de una planta de procesamiento de gas natural económicamente viable?

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo general

Diseñar una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha con el fin de cubrir como mínimo el 50% de la demanda eléctrica de una planta de procesamiento de gas natural.

1.3.2. Objetivos específicos

Diseñar un sistema de enfriamiento de aire para la unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha recuperado de una planta de procesamiento de gas natural que permita aumentar la eficiencia térmica del proceso.

Evaluar el impacto de la implementación de una unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha de una planta de procesamiento de gas natural sobre las emisiones atmosféricas, en comparación con el escenario actual.

Evaluar la viabilidad económica de la unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha que cubra la demanda eléctrica de una planta de procesamiento de gas natural mediante los indicadores VAN, TIR y PAYBACK (periodo de recuperación).

1.4. Contribución e impacto

1.4.1. Técnica

La presente investigación contribuiría al aprovechamiento de recursos energéticos que son quemados en una planta de procesamiento de gas natural al proponer una tecnología que genere energía que pueda ser utilizada en equipos de proceso, y así evitar la dependencia total de una empresa suministradora de electricidad. La implementación de este tipo de soluciones permite que las empresas sobrevivan a la competición por menores costos de producción y mayor eficiencia energética (Zolfaghari et al., 2017)

1.4.2. Ambiental

La práctica de quema de gas en las plantas de procesamiento de gas es típica por temas de seguridad dado que se evitan escenarios de sobrepresión en equipos de proceso (Tahmasebzadehbaie y Sayyaadi, 2024). Existen otras situaciones en las que se quema gas, por ejemplo, cuando la demanda de gas seco es menor a lo que la planta produce, y si a este escenario se suma la inexistencia de sistemas de reinyección, la quema de gas es inevitable porque no existe otro destino. El presente trabajo propone una unidad que tome el gas destinado a la antorcha para aprovechar su poder calorífico y generar energía que pueda ser utilizada en los procesos, y de esta manera, evitar la generación y emisión de gases de combustión por parte de una empresa suministradora de electricidad.

1.5. Limitaciones de la investigación

La presente investigación utilizó Aspen HYSYS para realizar análisis de sensibilidad y la correspondiente obtención de resultados. El modelo desarrollado en el simulador se basa en una operación estacionaria, sin tomar en cuenta el comportamiento dinámico del sistema, tales como paradas de planta o variaciones en las condiciones de operación de las corrientes de

proceso. Adicionalmente, se trabajó con una única tecnología para la conversión de gas de antorcha a energía útil, lo cual limita la comparación entre tecnologías y eficiencias.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación

Jafari et al. (2024) estudiaron los aspectos técnicos y económicos de un proceso gas-a-líquido (GTL) basado en membranas como un método de recuperación de gas de antorcha y compararon los resultados con el proceso GTL convencional para determinar cuál es la alternativa más eficiente. Los autores simularon el proceso en Aspen HYSYS tomando como muestra una corriente de gas de antorcha y modelando unidades de endulzamiento con aminas y producción de gas de síntesis (syngas). Los resultados demostraron que, el uso de membranas reduce en 11,8% el costo de producción de combustibles. Adicionalmente, para ambos casos, se observó que la unidad de gas de síntesis contribuye al 45,65 – 46,08% de los costos totales. Finalmente, los autores sugieren que se deben realizar estudios adicionales sobre los parámetros de las membranas utilizadas, como el tiempo de vida, grado de separación, etc, y los efectos de las fluctuaciones de la corriente y composición del gas de antorcha.

Tian et al. (2024) investigaron el uso de gas de antorcha de una refinería en Irán para la producción de hidrógeno por reformado de metano mediante simulación de procesos (escala macro), dinámica computacional de fluidos (escala meso) para la mejora de la eficiencia energética y reducción de gases de combustión. La muestra fue un gas de antorcha con un flujo de 1,32 kmol/h. Se utilizó Aspen Plus para la simulación a escala macro y se realizaron análisis de sensibilidad variando la temperatura del reactor y las relaciones molares H_2O/CH_4 y CaO/CH_4 para medir la influencia en la conversión de metano, la pureza de H_2 y la eficiencia de captura de CO_2. Para la Dinámica de Fluidos Computacional (Computational Fluid Dynamics = CFD), se utilizó Fluent para la simulación a escala meso, donde se encontró que, para una altura del lecho de 0,8 m, se maximiza la pureza de H_2. El análisis económico arrojó

una tasa de retorno de 138,07%, lo cual fue 35,9% más que un proceso comparativo que integra más etapas en una sola.

Dinani et al. (2023) realizaron una optimización multiobjetivo para la integración de diferentes tecnologías de recuperación de gas de antorcha mediante evaluaciones técnica, económica y ambiental, con el objetivo de presentar la mejor configuración para dar uso al gas asociado de un yacimiento petrolero en Irán. La muestra utilizada fue de 297,7 millones de pies cúbicos estándar/día (Million Standard Cubic Feet per-Day = MMSCFD), que sirvió de alimentación a una unidad de endulzamiento y posterior unidad de recuperación de NGL. El gas resultante fue destinado a siete unidades: 1) reinyección, 2) inyección a ductos, 3) licuefacción, 4) compresión, 5) GTL, 6) GTP y, 7) desalinización, para la optimización. Los resultados mostraron que, el 93,4 y 6,6% del gas de antorcha debe ser destinado a la reinyección y GTP, respectivamente, lo cual lograría una utilidad neta actual de US$ 607 millones, un ROI de 42% y una reducción de emisiones atmosféricas en 6,22 millones de toneladas al año.

Nematollahi et al. (2022) estudiaron la influencia de las condiciones ambientales en la eficiencia térmica de una turbina de gas para la generación de energía mediante la evaluación de dos sistemas de enfriamiento con un agente de absorción, un agente desecante y un enfriador Maisotsenko (configuración AMD) o evaporativo (configuración AED). Se realizaron análisis de sensibilidad para observar cómo varía la carga de enfriamiento según la temperatura del aire a diferentes humedades relativas (25, 35, 45, 55 y 65%). Los resultados mostraron que la carga de enfriamiento para ambas configuraciones es función de la humedad relativa y la temperatura del aire, siendo que, a mayores HR y T(°C) del aire, se necesita mayor enfriamiento, debido al calor latente del agua. Esto se evidenció con una gráfica comparativa del agua condensada para diferentes condiciones climáticas.

Al-Khori et al. (2021) estudiaron el desempeño de la tecnología de pila de combustible de óxido sólido (Solide Oxide Fuel Cell = SOFC) en la generación de energía eléctrica con gas de antorcha en una planta de procesamiento de gas natural. Se evaluaron los aspectos técnico, económico y ambiental utilizando como muestras gases de tres antorchas de quema de gas: alta, media y baja presión. De acuerdo con la metodología, se obtuvieron resultados para instalaciones en tierra (onshore) y costa afuera (offshore), los cuales demostraron en:

1) el aspecto técnico, se necesitarían 3,5 MMSCFD para generar 20 MW y 0,105 MMSCF para generar 600 kW, en la instalación en tierra y costa fuera, respectivamente;

2) el aspecto económico, ambos escenarios presentan valores de costo nivelado de energía (Levelized Cost of Energy = LCOE) menores a 0,5 US$/kWh, y;

3) el aspecto ambiental, se reducirían las emisiones de CO_2 en 58 975 y 2 140 toneladas/año para el escenario en tierra y costa fuera, respectivamente. Por último, los autores mencionaron que la integración de la tecnología SOFC aseguraría la seguridad de operaciones y ahorro en costos de electricidad, además de eliminar la dependencia de la matriz energética nacional.

Sleiti et al. (2021) estudiaron la tecnología de oxicombustión directa (Direct Oxy-Combustion = DOC) con CO_2 supercrítico (sCO_2) para generar energía a partir de gas de antorcha mediante análisis energético, exergético y económico, así como optimización multiobjetivo para dos configuraciones:

1) mezcla de gas de antorcha con gas natural antes del combustor, FPC1 y;

2) uso del gas de antorcha para la recuperación de calor utilizando dos turbinas, FPC2.

Para la experimentación, se utilizaron seis muestras de gas de antorcha: cuatro provenientes de pozos de petróleo y dos provenientes de plantas de procesamiento de gas natural. Los resultados

mostraron que la configuración FPC1 tiene mayor eficiencia global y menor LCOE que la configuración FPC2 para capacidades menores a 50 MW, mientras que, para capacidades mayores a 100 MW, la FPC2 es mejor. Asimismo, FPC1 tiene menor LCOE por kWh. Por otro lado, los resultados indican que las corrientes dulces ofrecen un retorno a la inversión superior, debido a que no requieren procesos adicionales de endulzamiento, lo que reduce los costos operativos. Adicionalmente, los autores señalaron que, una tecnología basada en un ciclo de combustión indirecta arrojaría mejores resultados que la configuración FPC2, para bajas capacidades de planta.

Nezhadfard y Khalili-Garakani (2020) evaluaron cuatro métodos de generación de energía a partir de gas de antorcha en aspectos económico y ambiental, con el objetivo de determinar la opción más eficiente. Los métodos de generación de energía estudiados fueron:

1) ciclo de turbina de gas (Gas Turbine = GT);

2) ciclo combinado de turbina de gas (Combined Cycle Gas Turbine = CCGT);

3) ciclo de combustión interna reciprocante (Reciprocating Internal Combustion = RICE), y;

4) combinación entre celdas óxido sólido y ciclo de turbina de gas, SOFC.

Para ello, tomaron ocho muestras de gas de antorcha: cuatro muestras de gas asociado de yacimientos petroleros, dos muestras de gas provenientes de una planta de procesamiento de gas natural y dos muestras de gas provenientes de una refinería de petróleo. Dentro de los resultados obtenidos, el método RICE es el que menor costos genera para las ocho muestras de gas de antorcha. Adicionalmente, se encontró que el costo se ve influenciado por la composición de la muestra, donde altos valores de H_2S y H_2 requieren procesos de pretratamiento. Por último, el impacto ambiental fue medido en kg/kWh de CO, CO_2, NO_x y SO_x, siendo el método GT el que mayores emisiones genera.

Hajizadeh et al. (2018) estudiaron la viabilidad de tres métodos de recuperación de gas de antorcha:

1) licuefacción, para la obtención de gas natural licuado (Liquefied Natural Gas = LNG);

2) producción de gas licuado de petróleo (Liquefied Petroleum Gas = LPG), y;

3) compresión de gas;

Con el objetivo de evaluar parámetros técnicos óptimos y determinar cuál alternativa representa la opción económicamente más favorable para la refinería Fajr-e Jam en Irán, que opera en cuatro modos, siendo el modo C el escenario de emergencia que activa un recipiente flash (S-105) para enviar gases a la antorcha. Se realizaron simulaciones en Aspen Hysys para este modo de operación a diferentes presiones del S-105, y se encontró que, a mayores presiones, la cantidad de gas de antorcha se reduce y los fondos son enviados a las unidades de licuefacción y producción de LPG. Esto se explica porque, a mayores presiones, se favorece la condensación de hidrocarburos pesados, evitando así que se envíen a la antorcha. La evaluación económica mostró que los métodos de recuperación de gas de antorcha primero y segundo presentaron tasas de retorno mayores a 200%, mientras que, el tercer método solo alcanza 130%. Adicionalmente, se encontró que la operación del S-105 a 1 barg recupera la mayor cantidad de líquidos, mientras que, a 0,75 barg se maximiza la producción de LPG.

Zolfaghari et al. (2017) realizaron una evaluación tecno-económica a tres tecnologías de recuperación de gas:

1) gas-to-liquid, GTL;

2) gas-to-power, GTG, y;

3) gas-to-ethylene, GTE

Empleando los simuladores Aspen Hysys y Aspen Capital Cost Estimator, con el objetivo de analizar la energía recuperada y realizar una comparación entre ellas. Se tomó como muestra 337 600 kg/h de gas de antorcha proveniente de una refinería en Irán, que sirvió como dato de entrada a la simulación de las tres tecnologías. Se encontró que, aprovechar el gas de antorcha para obtener energía en forma de electricidad con la tecnología GTG presentó una tasa de retorno mayor al GTL y GTE. Adicionalmente, esta última tecnología tiene mayores beneficios económicos al año; sin embargo, dado el alto valor de los costos de inversión, no sería una opción competitiva como el GTG. Los autores recomendaron realizar estudios sobre los gases generados posterior a la combustión en el GTG, como un subproceso de recuperación de calor para generar vapor.

Heidari et al. (2016) investigaron el desempeño de dos escenarios de generación eléctrica a partir de gas de antorcha mediante simulación y softwares matemáticos, con el objetivo de determinar cuál es la más eficiente mediante comparaciones energética, exergética y económica. La muestra que se utilizó corresponde a un gas de antorcha con hidrocarburos no aromáticos y aromáticos con un flujo entre 0 y 2,24 kg/s. El primer escenario estudiado fue la quema de una mezcla de gas de antorcha con gas natural para contrarrestar los efectos de la variación del flujo del gas de antorcha, mientras que, el segundo consistió en quemar el gas de antorcha en una etapa intermedia, previa a la zona de expansión en la turbina. Según los resultados, el primer escenario genera un 18,9% más energía, excepto cuando el flujo de gas de antorcha es menor a 0,8 kg/s. Esto se explica por el valor calorífico inferior (Lower Heating Value = LHV) de la mezcla, ya que, se debe introducir más gas natural para compensar la falta de gas de antorcha. Adicionalmente, el primer escenario es el más adecuado cuando existe una demanda de electricidad constante. Finalmente, se evaluó la influencia de la temperatura del ambiente, y se encontró una relación inversa con la energía generada.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Composición y clasificación del gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos y no-hidrocarburos que, en condiciones atmosféricas, se presenta en estado gaseoso. Su composición varía según el yacimiento de extracción; sin embargo, típicamente se encuentra metano (CH_4) como principal componente, además de etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), y otros compuestos no-hidrocarburos como nitrógeno N_2, sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), etc. A modo de ejemplo, se muestra la composición del gas natural del estudio de Al-Sobhi y Elkamel (2015) en la Tabla 1.

Tabla 1

Composición típica del gas natural (Al-Sobhi y Elkamel, 2015)

Compuesto	**Composición (% mol)**
H_2S	1,00
CO_2	2,00
N_2	4,00
H_2O	0,05
CH_4	83,00
C2H6	5,00
C3H8	1,80
i-C4H10	0,40
n-C4H10	0,70
i-C5H12	0,30
n-C5H12	0,30
n-C6H14	1,45
Total	100,00

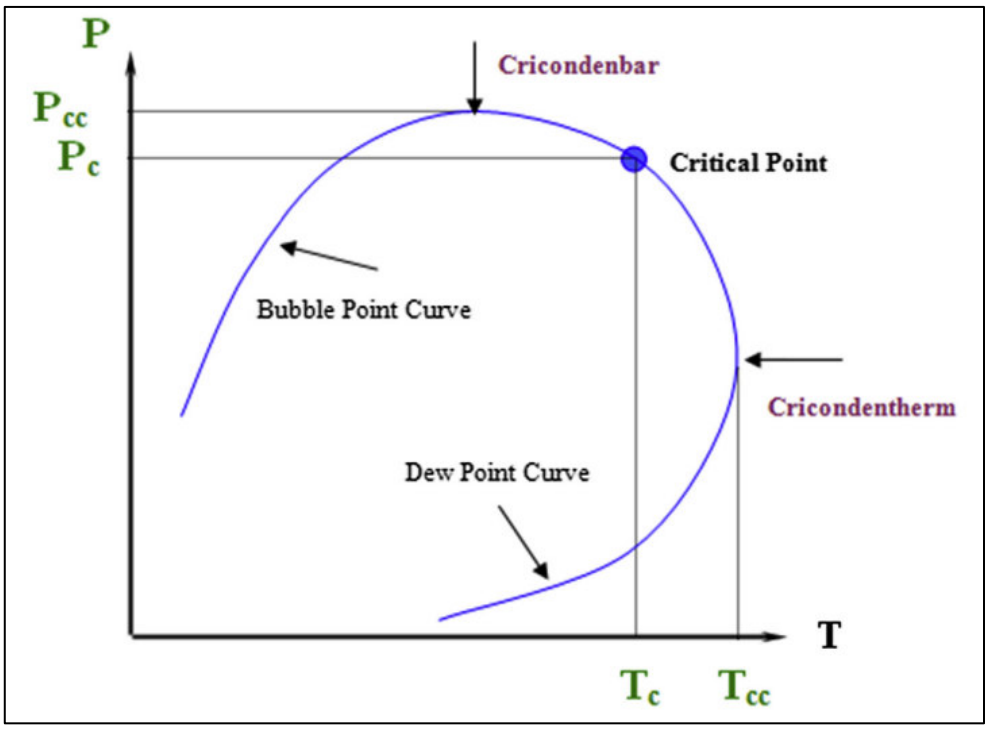
El gas natural, según su composición, se clasifica en gas ácido y dulce de acuerdo con el contenido de componentes ácidos: H_2S y CO_2 (Mokhatab et al. 2019).

2.2.2. Comportamiento del gas natural

Mokhatab et al. (2019) mencionaron que el comportamiento de gas natural se describe con un diagrama P-T, con la finalidad de explicar diversos escenarios que suceden en las operaciones de producción y procesamiento de gas natural. La Figura 1 muestra un diagrama P-T donde se identifica el punto crítico y los puntos cricondenbar y cricondentherm.

Figura 1

Diagrama P-T del gas natural (Mokhatab et al., 2019)



Cricondenbar. Entre el punto $T_c < T < T_{cc}$, el fluido se encuentra en estado vapor, y al reducir la presión, parte del vapor se condensa, fenómeno que se conoce como condensación retrógrada. El fluido pasa de 0% líquido a 0% líquido.

Cricondentherm. Entre el punto $P_c < P < P_{cc}$, el fluido se encuentra en estado líquido, y al reducir la temperatura, parte del líquido se evapora, fenómeno que se conoce como vaporización retrógrada. El fluido pasa de 100% líquido a 100% líquido.

2.2.3. Procesamiento de gas natural

El procesamiento es la siguiente etapa de la cadena de valor del gas natural, después de la producción, donde se realizan perforaciones en un yacimiento para la extracción, y antes del transporte. Es aquí donde el gas natural se acondiciona por las siguientes razones (Faramawy et al. 2016):

- Retirar componentes del gas natural que reduzcan su capacidad de ser utilizado como combustible.
- Recuperar componentes pesados que son utilizados para otros fines, como la petroquímica.
- Licuar el gas seco para ser transportado mediante cisternas a zonas donde no exista infraestructura de transporte por ductos.

El diseño de una planta de procesamiento de gas natural dependerá de distintos factores, como la especificación de los productos, la caracterización de la alimentación, la normativa que se debe cumplir, etc. En general, los procesos que se encuentran en una planta de procesamiento son las siguientes:

Deshidratación. La operación de deshidratación consiste en la remoción de agua asociada en la corriente de gas natural por los siguientes motivos (GPSA, 2004):

- Prevenir la formación de hidratos y, en consecuencia, escenarios de peligro (como sobrepresiones puntuales en tuberías).
- Cumplir especificaciones normadas.
- Prevenir corrosión de equipos de proceso.

En la actualidad existen diversas tecnologías para la deshidratación del gas natural; sin embargo, son dos las más conocidas:

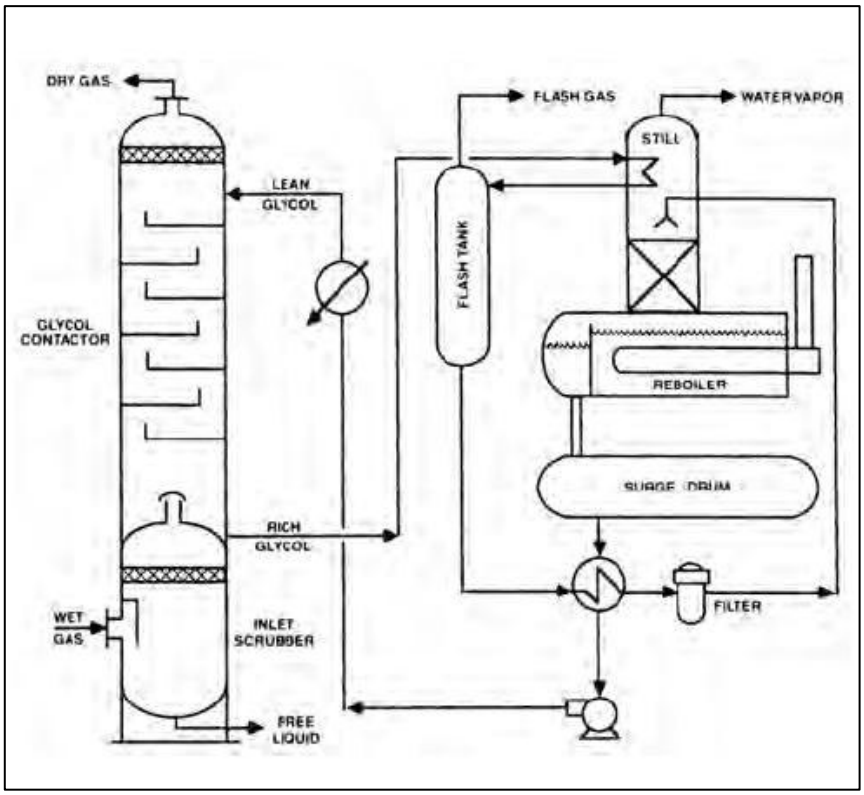
1) absorción con glicoles, y;

2) adsorción con tamices moleculares.

La Figura 2 muestra el diagrama de proceso de deshidratación por absorción. Según se observa, el gas ingresa a una columna por la parte inferior y se desplaza al tope mientras que el glicol baja y entra en contacto con el gas por medio de los platos de la columna. El glicol rico (con agua absorbida), pasa a un subproceso de regeneración donde se evapora el agua para reutilizar el glicol pobre (despojado de agua) y repetir el proceso en operación continua.

Figura 2

Proceso de deshidratación por absorción (GPSA, 2004)

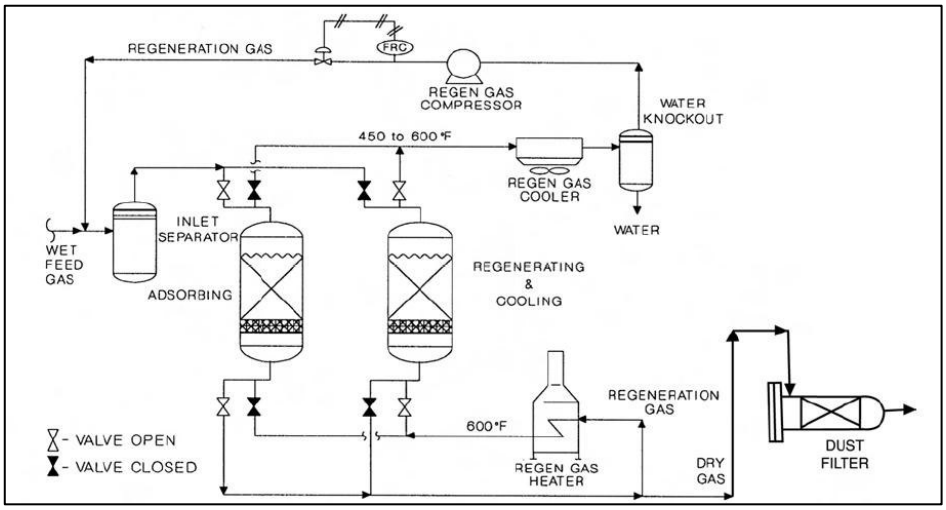


Por otro lado, el proceso de adsorción se basa en el uso de tamices moleculares que adsorben trazas de agua que hayan quedado de la deshidratación por absorción. La Figura 3 muestra el diagrama de proceso de la adsorción, en la cual, una columna está en operación (izquierda), mientras que la otra está en regeneración (derecha). Asimismo, la regeneración se

lleva a cabo con un gas de regeneración a alta temperatura que despoja al lecho del agua adsorbida.

Figura 3

Proceso de deshidratación por adsorción (GPSA, 2004)



Endulzamiento. La operación de endulzamiento se realiza para la remoción de gases ácidos, CO_2 y H_2S, por su toxicidad, impactos ambientales y efectos corrosivos. La tecnología más utilizada en la industria del gas natural es la absorción con soluciones de amina (Mohajeri et al., 2024). La Figura 4 muestra el diagrama de proceso del endulzamiento de gas natural. El proceso consta de una columna contactora donde se remueve el CO_2 y H_2S, y una columna regeneradora o stripper en la que se despojan los gases ácidos.

Fraccionamiento. Este proceso se basa en la recuperación de líquidos de gas natural, NGL, utilizando tecnologías que permitan su condensación. Son cuatro los mecanismos de recuperación de NGL:

1) absorción;

2) adsorción;

3) membranas;

4) criogenización (Qyyum et al., 2022).

La Figura 5 muestra diagramas generales que explican los cuatro procesos mencionados.

Figura 4

Proceso de endulzamiento de gas natural (Mohajeri et al, 2024)

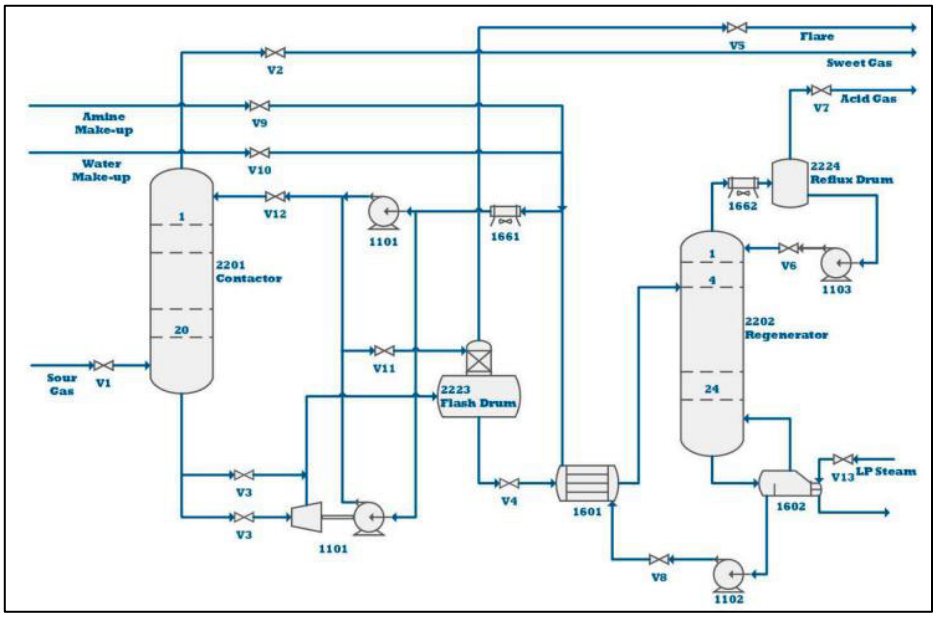
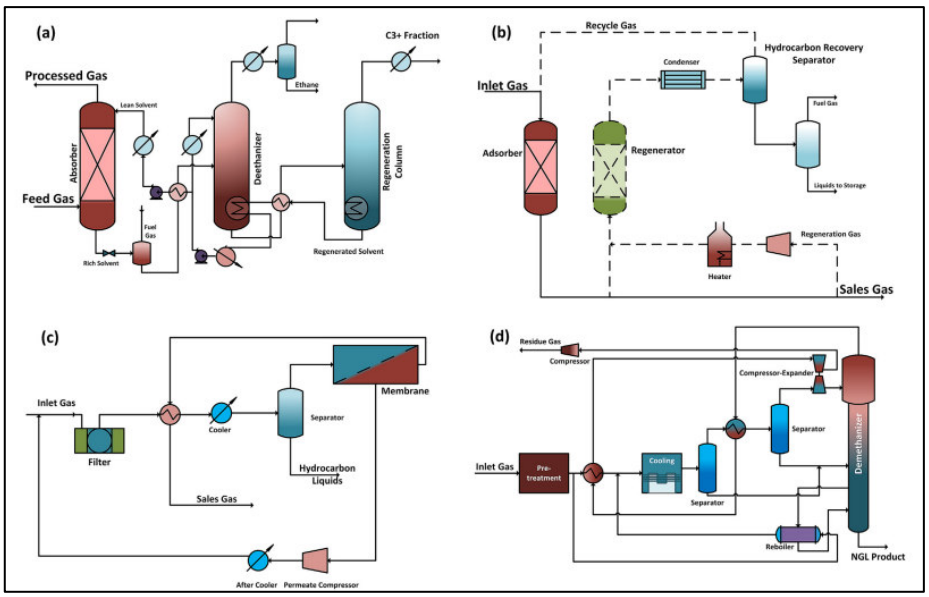


Figura 5

Procesos de recuperación de NGL (Qyyum et al., 2022)



Nota. Los procesos mostrados son a) absorción, b) adsorción, c) membranas, d) criogenización

2.2.4. Gas de antorcha

Las instalaciones Oil & Gas están diseñadas para llevar a modo seguro las operaciones que en algún momento puedan presentar un escenario peligroso, debido a una desviación en la intención de la operación. Una de las acciones conocidas en la industria que protege una instalación es la quema de gas o también conocido como *flaring* (Nezhadfard y Khalili-Garakani, 2020), que quema en una antorcha los gases provenientes de las unidades de procesamiento en una planta.

2.2.5. Impactos del gas de antorcha

La quema de gas natural impacta en aspectos económico, ambiental y salud. La combustión ineficiente de hidrocarburos contribuye al calentamiento global y la contaminación (Ahmadi et al., 2023).

Por otro lado, el *gas de antorcha* tiene alto contenido energético, lo cual lo hace atractivo para ser utilizado en la industria petroquímica; sin embargo, al ser quemado, se pierde su potencial valor económico (Tahmasebzadehbaie y Sayyaadi, 2022).

Las chimeneas de las antorchas para la quema de gas suelen estar instaladas a distancias considerables de cualquier población cercana; sin embargo, una variación en la dirección del viento podría afectar la salud respiratoria, lo cual evidencia el efecto negativo de la quema de gas sobre la salud humana (Blundell y Kokoza, 2022).

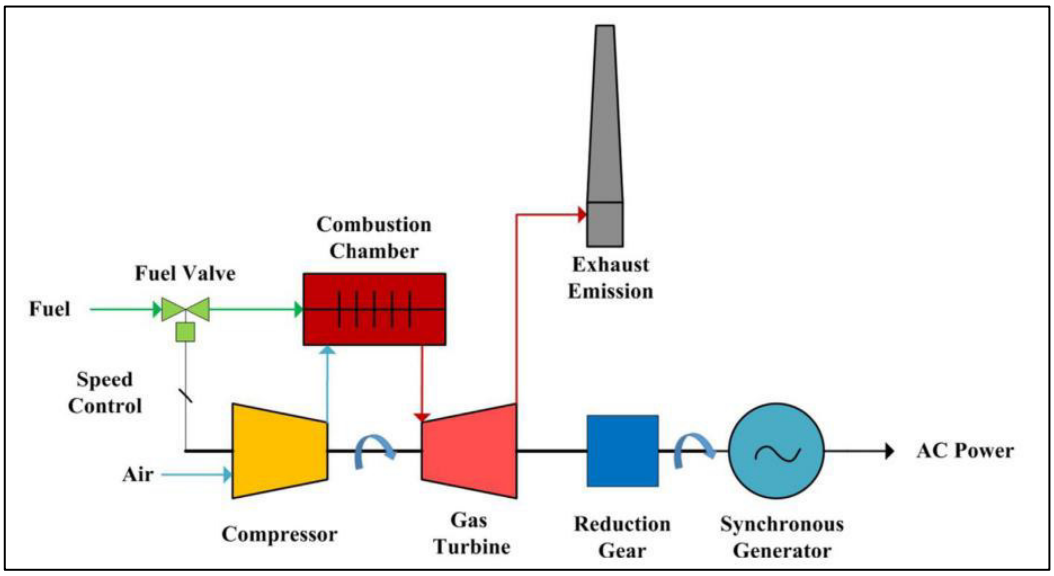
2.2.6. Ciclo de Turbina de Gas

El ciclo de turbina de gas es un ciclo termodinámico que sigue el ciclo de Brayton que utiliza un compresor, una cámara de combustión y una turbina para la generación de energía eléctrica mediante la expansión de gases de combustión (Khalili-Garakani et al., 2021). La

Figura 6 muestra una ilustración del ciclo de turbina de gas. La operación sigue la siguiente secuencia: el aire y el combustible son comprimidos según una relación de presión especificado para ingresar a la cámara de combustión donde se llevan a cabo las reacciones de combustión completa, cuyos productos, que constan de gases a alta presión y temperatura, son expandidos en una turbina para la generación de electricidad.

Figura 6

Ciclo de turbina de gas (Khalili-Garakani et al., 2021)



2.2.7. Termodinámica del ciclo de turbina de gas

Tal como se explicó, el ciclo de turbina de gas sigue el comportamiento del ciclo de Brayton, cuyo diagrama T-S se muestra en la Figura 7, y el diagrama de proceso con los puntos indicados en el T-S se muestra en la Figura 8. Como se puede observar, el ciclo consta de cuatro etapas:

a) Compresión isentrópica $(1 \rightarrow 2)$

b) Calentamiento isobárico $(2 \rightarrow 3)$

c) Expansión isentrópica $(3 \rightarrow 4)$

d) Enfriamiento isobárico $(4 \rightarrow 1)$

Figura 7

Ciclo termodinámico de Brayton (Mohammed, 2002)

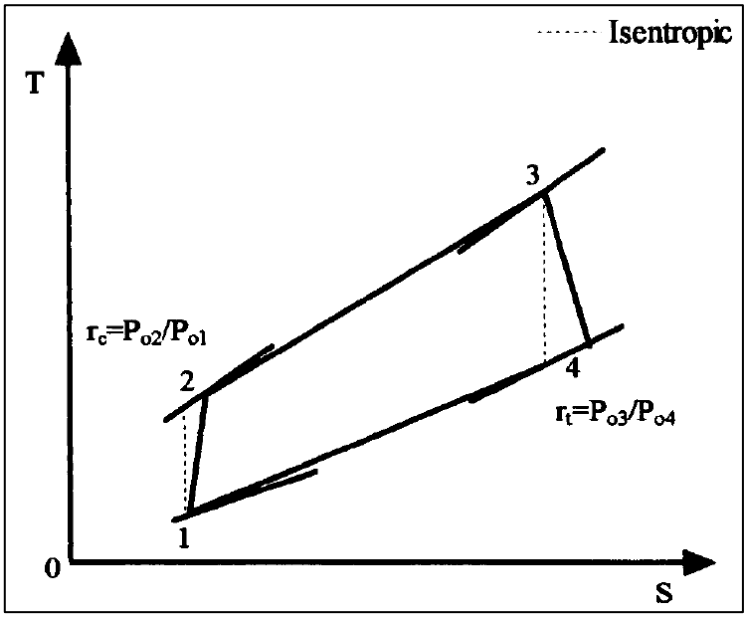
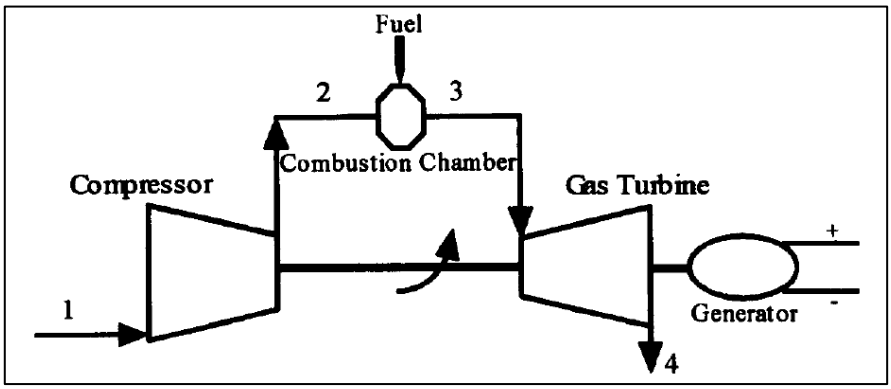


Figura 8

Esquemático del ciclo de turbina de gas (Mohammed, 2002)



El trabajo del compresor W_c y la turbina W_t, se expresan como:

$$W_c = m_a C_{Pa}\left(T_{2(gt)} - T_{1(gt)}\right) \tag{2.1}$$

$$W_{gt} = m_g C_{Pg}\left(T_{4(gt)} - T_{3(gt)}\right) \tag{2.2}$$

Donde los números en subíndices indican los puntos en el diagrama T-S, m_a es el flujo de aire en $\frac{kg}{h}$, C_{Pa} es la capacidad calorífica del aire a presión constante en $\frac{kJ}{kg.K}$, y $T_{4(gt)} - T_{3(gt)}$ es la disminución de temperatura por expansión en la turbina de gas en K. A partir de las ecuaciones 2.1 y 2.2, se determina el trabajo neto del sistema:

$$W_{neto(gt)} = W_{gt} - W_c \tag{2.3}$$

La eficiencia del ciclo de Brayton, η_{gt}, se expresa como el cociente entre el trabajo neto del sistema y el calor añadido en la etapa de calentamiento isobárico:

$$\eta_{gt} = \frac{W_{neto(gt)}}{Q_{2\to3}} \tag{2.4}$$

La eficiencia también es calculada utilizando el ratio de presión, que, para un ciclo ideal, es igual para el compresor y la turbina (Dev et al., 2014).

$$\eta_{gt} = 1 - \frac{1}{r_P^{\frac{(\gamma-1)}{\gamma}}} \tag{2.5}$$

Donde $\gamma = \frac{C_{Pa}}{C_{Va}}$ y r_P es la relación de presión $\left(r_P = \frac{P_2}{P_1}\right)$. El valor de C_{Pa} es una función de temperatura. Mohammed (2002) obtuvo correlaciones polinomiales en base al trabajo de Chappel y Cockshutt, obteniendo las ecuaciones.

Para aire entre 200 y 800 K:

$$C_{Pa} = 1.0189 * 10^3 - 0.13784 * T_a + 1.9843 * 10^{-4} * T_a^2 + 4.2399 * 10^{-7} * T_a^3 - 3.7632 * 10^{-10} * T_a^4 \tag{2.6}$$

Para aire entre 800 y 2200 K:

$$C_{Pa} = 7.9865 * 10^2 + 0.5339 * T_a - 2.2882 * 10^{-4} * T_a^2 + 3.7421 * 10^{-8} * T_a^3 \quad (2.7)$$

De esta forma, el valor de C_{Va} se determina como:

$$C_{Va} = C_{Pa} - R \quad (2.8)$$

Donde $R = 286.9 \frac{J}{kg.K}$ es la constante del gas ideal.

La temperatura del aire que sale del compresor se estima mediante la ecuación 2.9.

$$T_{2(gt)} = T_{1(gt)} + \frac{T_{1(gt)}}{\eta_c}\left[\left(\frac{P_{2(gt)}}{P_{1(gt)}}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1\right] \quad (2.9)$$

Donde γ es la relación de las capacidades caloríficas para el aire, $T_{1(gt)}$ es la temperatura del aire al ingreso del compresor en K, y η_c es la eficiencia isentrópica del compresor.

Flujo de aire. De acuerdo con Glavan et al. (2021), el flujo de aire se determina mediante una reacción estequiométrica, y el exceso de aire para asegurar las reacciones de combustión completa corresponde a un valor de flujo real de aire entre tres a seis veces el flujo estequiométrico.

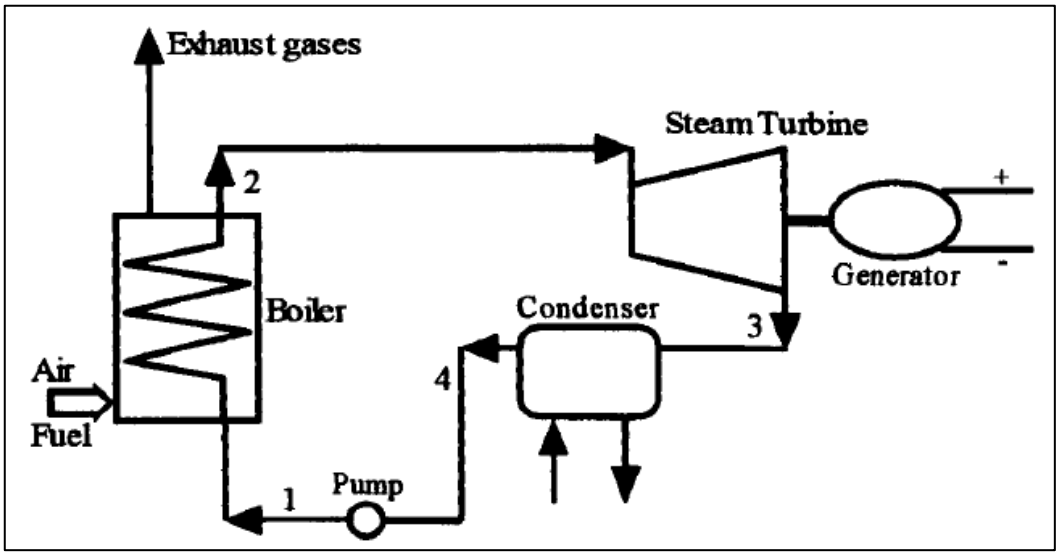
2.2.8. Ciclo de Turbina de Vapor

El ciclo de turbina de vapor es un ciclo termodinámico que sigue el ciclo Rankine al aprovechar una corriente caliente para la generación de vapor en un sistema llamado HRSG, también denominado generador de vapor en un sistema llamado generador de vapor por recuperación de calor (Heat Recovery Steam Generator = HRSG), también, para luego ser

expandido en una turbina de vapor que genera trabajo. La Figura 8 muestra un esquemático del ciclo Rankine con los equipos involucrados.

Figura 9

Esquemático del ciclo turbina de vapor (Mohammed, 2002)



2.2.9. Termodinámica de un ciclo de turbina de vapor

El ciclo Rankine consta de cuatro etapas, las cuales se representan en un diagrama T-S tal como se muestra en la Figura 10.

a) Calentamiento isobárico $(1 \rightarrow 2)$

b) Expansión isentrópica $(2 \rightarrow 3)$

c) Enfriamiento isobárico $(3 \rightarrow 4)$

d) Compresión isentrópica $(4 \rightarrow 1)$

La eficiencia del ciclo de Rankine o ciclo de turbina de vapor se determina según:

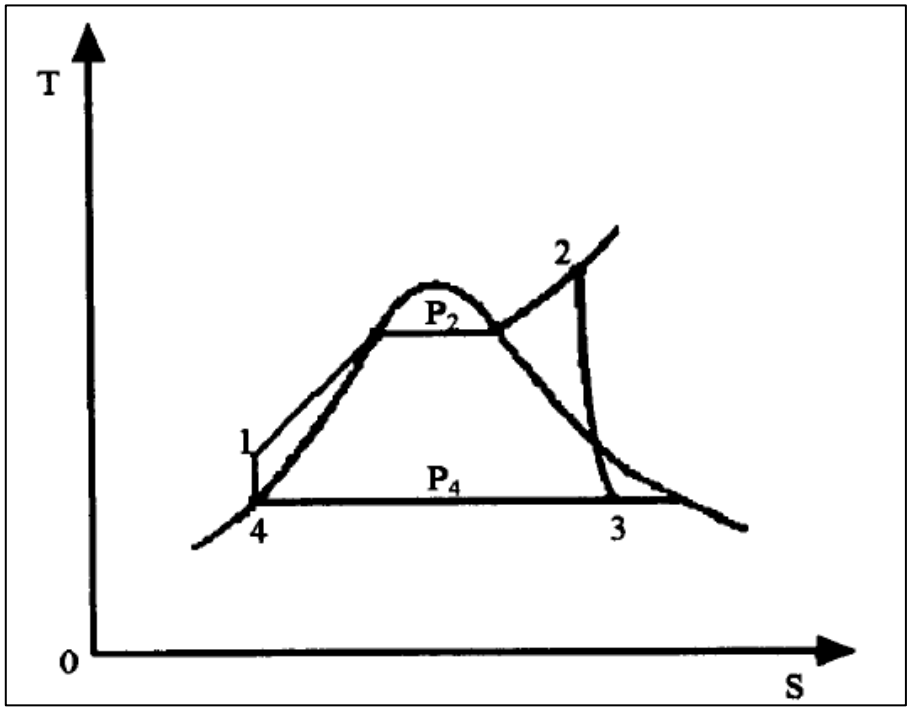
$$\eta_{st} = \frac{W_{neto(st)}}{Q_{1\rightarrow 2}} \tag{2.10}$$

Donde $W_{neto(st)}$ es el trabajo neto del sistema, en kJ, cuyo valor es la diferencia entre el trabajo de la turbina de vapor y la bomba (Ver Ecuación 2.11), $Q_{1\rightarrow 2}$ es el calor suministrado por una corriente caliente al agua para pasar de estado líquido a vapor.

$$W_{neto(st)} = W_{st} - W_{pump} \tag{2.11}$$

Figura 10

Ciclo termodinámico de Rankine (Mohammed, 2002)

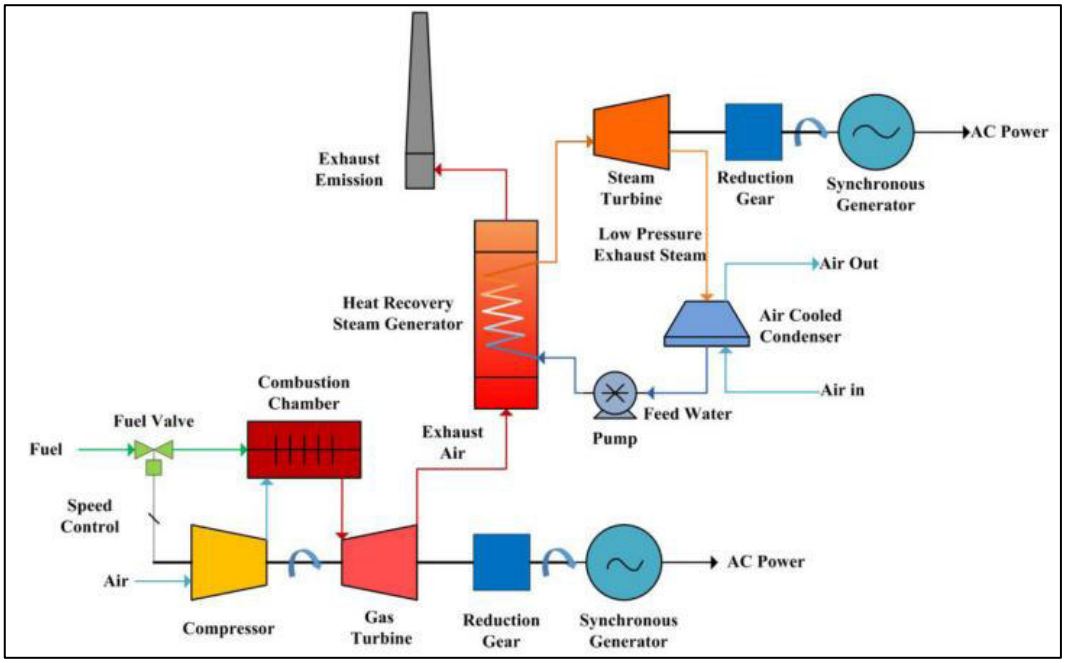


2.2.10. Ciclo combinado de energía – CCPP

Un ciclo combinado de energía integra los ciclos Brayton y Rankine, de modo que, los gases de escape de la turbina en el ciclo de turbina de gas son aprovechados como fuente de calor en un intercambiador de calor gas/líquido (HRSG) para evaporar agua que se expande en una turbina de vapor para la generación de electricidad (Ibrahim et al., 2018). Esta descripción se esquematiza en la Figura 11, donde se integran ambos ciclos y los equipos que generan electricidad.

Figura 11

Ciclo combinado de energía (Khalili-Garakani et al., 2021)



El componente del ciclo que vincula ambos procesos es el generador de vapor por recuperación de calor, HRSG, el cual transfiere el calor de los gases de escape de la turbina de gas al agua para evaporarla a presión constante. El diagrama T-S del ciclo combinado se muestra en la Figura 12.

El trabajo del sistema global resulta de la suma de los trabajos individuales de cada ciclo termodinámico.

$$W_{neto(CCPP)} = W_{neto\,(gt)} + W_{neto\,(st)} \tag{2.12}$$

Para realizar el análisis de HRSG, se utilizarán las denominaciones que se muestran en la Figura 13 y se trabajará con una única presión de vapor. Los sufijos gt y st corresponderán a los ciclos de turbina de gas y turbina de vapor, respectivamente, el sufijo sat indica el estado de saturación del compuesto.

Figura 12

Diagrama T-S del ciclo combinado de energía (Ibrahim et al., 2018)

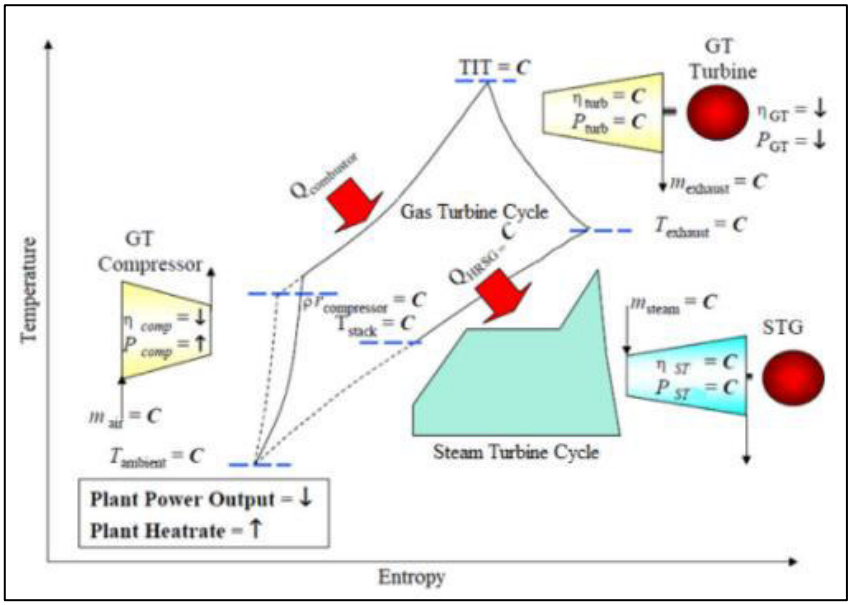
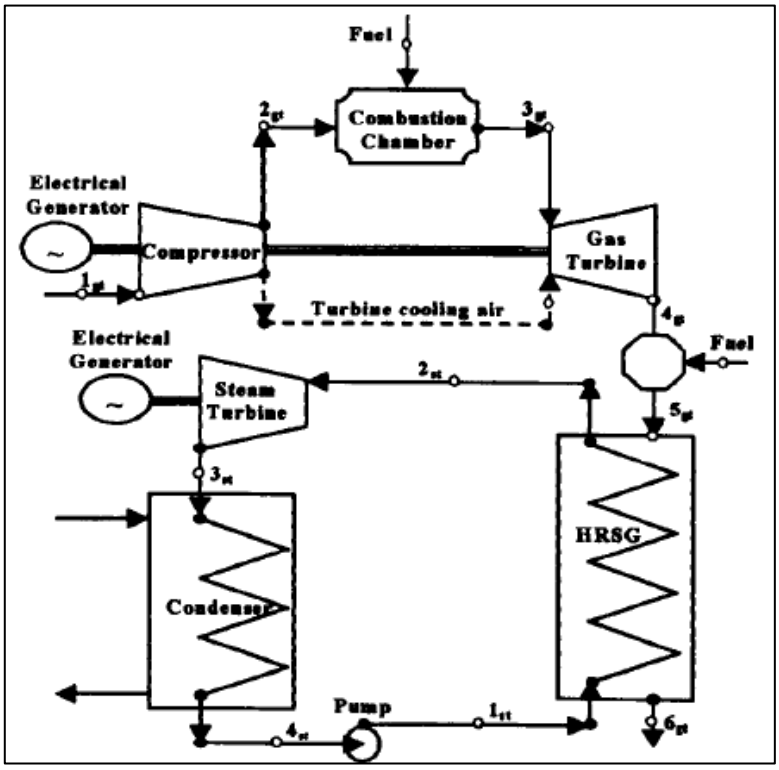


Figura 13

Esquema del ciclo combinado para las ecuaciones matemáticas (Mohammed, 2002)



El proceso de transferencia de calor en el HRSG ocurre en cuatro etapas:

a) Calentamiento del agua en el economizador, que corresponde a calor sensible

b) Calentamiento adiabático del agua hasta el punto de burbuja

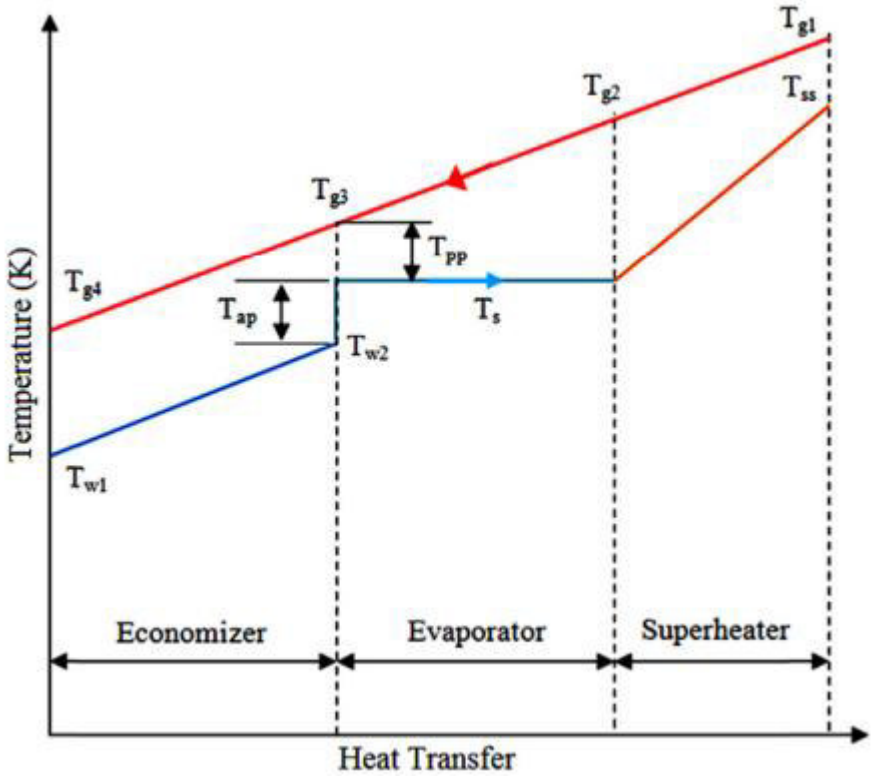
c) Evaporación a temperatura constante

d) Supercalentamiento del agua

Estas cuatro etapas se observan en la Figura 14, donde la línea azul y naranja corresponden al agua; y la línea roja, a los gases de escape de la turbina.

Figura 14

Diagrama de transferencia de calor en el HRSG (Ibrahim et al., 2018)



El diagrama de la Figura 14 también muestra dos temperaturas: T_{ap} y T_{pp}, las cuales corresponden a la *temperatura de aproximación* y la *temperatura Pinch*, respectivamente.

$$T_{ap} = T_{2(st)sat} - T_{w2} \tag{2.13}$$

$$T_{pp} = T_{0(evp)} - T_{2(st)sat} \tag{2.14}$$

Donde $T_{2(st)sat}$ es la temperatura de saturación del agua a la presión de operación del HRSG, $T_{0(evp)}$ es la temperatura del gas de escape de la turbina cuando el agua empieza a evaporarse (T_{g3} de la Figura 14) y T_{w2} es la temperatura del agua antes de iniciar la ebullición.

El balance de calor se muestra en la ecuación 2.15:

$$m_g * C_{Pg} * \left(T_{5(gt)} - T_{6(gt)}\right) * h_f = m_{st} * \left(h_{2(st)} - h_{1(st)}\right) \tag{2.15}$$

Donde m_g y m_{st} son los flujos del gas que salen de la turbina y del HRSG en $\frac{kg}{h}$, respectivamente, C_{Pg} es la capacidad calorífica a presión constante del gas que sale de la turbina en $\frac{kJ}{kg.K}$, y h_f representa las pérdidas de calor en el HRSG.

Para determinar el área requerida por el intercambiador de calor:

$$Q = A * U * \Delta T \tag{2.16}$$

La metodología del diseño del HRSG sigue la secuencia del diseño de un intercambiador de calor tubular. Para ello, se deben considerar los siguientes supuestos (Ahmed et al., 2018):

- La operación se modela en estado estacionario
- No existen pérdidas de calor en el HRSG
- El flujo y la temperatura del gas de escape de la turbina son conocidas

El balance de calor en el HRSG se muestra en la Ecuación 2.15. Haciendo $h_f = 1$ por no existir pérdidas de calor:

$$m_g * C_{Pg} * \left(T_{5(gt)} - T_{6(gt)}\right) = m_{st} * \left(h_{2(st)} - h_{1(st)}\right) \quad (2.17)$$

El coeficiente global de transferencia de calor se determina según la Ecuación 2.18:

$$\frac{1}{UA} = \frac{1}{h_i A_i} + \frac{\ln(D_0/D_i)}{2\pi kL} + \frac{1}{h_0 A_0} \quad (2.18)$$

2.2.11. Factores que afectan la eficiencia de un ciclo combinado de energía

La Figura 15 muestra un esquemático de un ciclo combinado donde *H* refiere al ciclo de turbina de gas como la planta superior (higher, en inglés), y *L* refiere al ciclo de turbina de vapor como la planta inferior (lower, en inglés). Como se puede observar, la eficiencia resulta de dividir el trabajo neto y el calor absorbido.

$$\eta_{CCPP} = \frac{W_H + W_L}{Q_A} \quad (2.19)$$

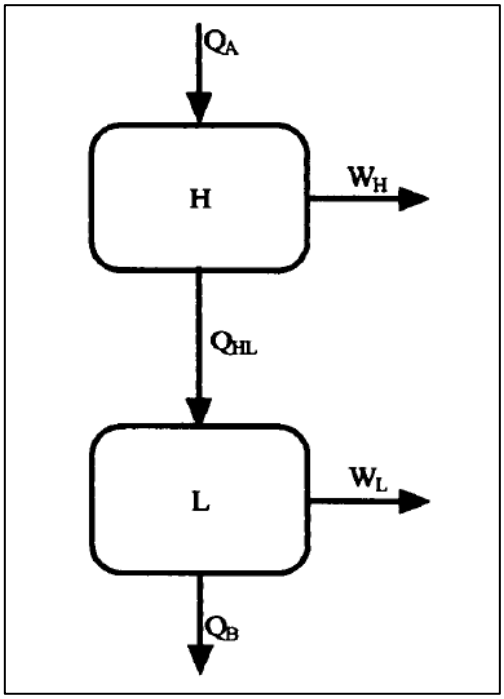
Expresando la Ecuación 2.19 en términos de eficiencia de cada planta, se obtiene:

$$\eta_{CCPP} = \frac{\eta_H Q_A + \eta_L Q_{HL}}{Q_A} = \frac{\eta_H Q_A + \eta_L [Q_A(1 - \eta_H)]}{Q_A} = \eta_H + \eta_L(1 - \eta_H) \quad (2.20)$$

Como se puede observar de la Ecuación 2.28, la eficiencia del ciclo combinado depende del calor absorbido en la planta H, es decir, depende de la diferencia de temperaturas de la reacción de combustión del ciclo de turbina de gas. *Mientras más alta sea la temperatura de salida de la cámara de combustión, mayor será la eficiencia del ciclo combinado.* Adicionalmente, existe dependencia del calor absorbido en la planta L, por consiguiente, depende también de la diferencia de temperaturas en el HRSG del ciclo de turbina de vapor. *Mientras menor sea la temperatura del gas de escape a la salida del HRSG, mayor será la eficiencia del ciclo combinado.*

Figura 15

Esquema de un ciclo combinado (Mohammed, 2002)



2.3. Definición de términos

Las definiciones presentadas a continuación han sido elaboradas con base en la revisión teórica expuesta en los apartados anteriores.

Chimenea de quema de gas (flare stack). Equipo utilizado para la quema de gas de antorcha provenientes de diferentes unidades de proceso de una refinería o planta de procesamiento para mantener condiciones seguras de operación.

Ciclo Brayton. Ciclo termodinámico que describe el comportamiento de la expansión de gases de combustión en una turbina de gas.

Ciclo Rankine. Ciclo termodinámico que describe el comportamiento de la expansión de vapor de agua en una turbina de vapor.

Gas de antorcha (flare gas). Gas residual posterior a la refinación y/o procesamiento de hidrocarburos que es dispuesto en una antorcha para su disposición final.

Humedad relativa (HR). Relación entre la presión parcial del agua presente en el aire, y la presión de saturación del agua a la temperatura del aire.

Líquidos de gas natural (NGL). Hidrocarburos con alto valor económico que se separan del metano en una planta de procesamiento de gas natural.

Proceso isentrópico. Proceso termodinámico en el que no existe transferencia de calor ni variación de entropía. Considera solo el inicio y fin de un proceso de compresión y expansión.

Proceso politrópico. Proceso termodinámico en el que se consideran las pérdidas de calor por fricción y se evalúa la trayectoria del proceso como etapas infinitesimales.

Yacimiento. Formación geológica que acumula los hidrocarburos (petróleo, gas o ambos) que son extraídos mediante la perforación de un pozo.

CAPÍTULO III. HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1. Hipótesis de la investigación

3.1.1. Hipótesis general

Diversos autores han estudiado tecnologías de FGR orientadas a la recuperación de su contenido energético. En esta línea, Zolfaghari et al. (2017) investigaron las tecnologías GTL, GTG y GTE mediante simulaciones en Aspen HYSYS y estimaciones de costos en Aspen Capital Cost Estimator. Por otro lado, Mousavi et al. (2020) realizaron un estudio técnico, económico y ambiental de tres tecnologías FGR, una de las cuales fue la generación de electricidad, que fue simulada en el software Thermo Flow. Adicionalmente, Nezhadfard y Khalili-Garakani (2020) enfocaron su estudio en cuatro configuraciones de generación de electricidad, demostrando que la composición del gas de antorcha influye en el diseño del proceso y, en consecuencia, en las emisiones de CO_2. Tahmasebzadehbaie y Sayyaadi (2023) evaluaron la integración de tecnologías de FGR en una unidad de recuperación de NGL en una planta de procesamiento utilizando Aspen HYSYS, Thermo Flow, Thermo Flex y Matlab. Dinani et al. (2023) simuló siete tecnologías FGR en Aspen HYSYS, dentro de los cuales se encontró la tecnología CCGT, cuyos resultados sirvieron para una posterior optimización multiobjetivo que determinó el porcentaje de gas de antorcha que debe ser destinado a cada unidad.

De acuerdo con las investigaciones citadas, se formuló la siguiente hipótesis **general**:

- El diseño de una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha permitirá la obtención de electricidad que cubra como mínimo el 50% de la demanda eléctrica de una planta de procesamiento de gas natural.

3.1.2. Hipótesis específicas

Ikpe et al. (2020) realizaron un análisis a una planta de turbina de gas para mejorar su desempeño. Para ello, utilizaron Aspen HYSYS 2016 para la simulación de dos escenarios de operación cuya única diferencia era la presencia de un sistema de nebulización (fogging), demostrando que el consumo de los equipos es menor cuando el aire a ser comprimido pasa por un proceso de enfriamiento previo. Dos años más tarde Naeim et al. (2022), investigaron tres configuraciones para enfriamiento de aire por nebulización. Los resultados demostraron que la disminución de la temperatura del aire de ingreso al compresor incrementa el trabajo neto del ciclo de gas. Más adelante, Kadhim et al. (2023), evaluaron el desempeño de un ciclo de turbina de gas adicionando un sistema de nebulización de alta presión, demostrando que la eficiencia térmica y el trabajo neto del proceso incrementaron en 6 MW y 3%, respectivamente. Esta experimentación también fue realizada por Ammar et al. (2024), donde se mostró que el consumo específico de combustible en la cámara de combustión disminuye cuando se instala un sistema de nebulización en la entrada del compresor. Finalmente, Aweid et al. (2025), realizaron un análisis tecno económico ambiental, encontrando que un sistema de nebulización reduce las emisiones y mejora la eficiencia del ciclo de turbina de gas.

De acuerdo con las investigaciones citadas, se formuló la **primera** hipótesis específica:

- El diseño de un sistema de enfriamiento de aire por nebulización en la unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha recuperado de una planta de procesamiento de gas natural aumentará la eficiencia térmica del proceso.

Nezhadfard y Khalili-Garakani (2020) estudiaron el uso de gas de antorcha para la generación de electricidad, encontrando que se logra reducir las emisiones atmosféricas al aprovechar el contenido energético para un ciclo combinado. Años más tarde, Ibañez et al. (2022) lograron reducir en 11,4% las emisiones de CO_2 al integrar este proceso en una planta de procesamiento de gas.

De acuerdo con las investigaciones citadas, se formuló la **segunda** hipótesis específica:

- La implementación de una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha de una planta de procesamiento de gas natural logrará reducir las emisiones atmosféricas, en comparación con el escenario actual.

Tahmasebzadehbaie y Sayyaadi (2022) propusieron un modelo integrado entre el gas de antorcha de una unidad de recuperación de NGL y un ciclo de turbina de gas con la finalidad de obtener electricidad que abastezca a la planta. Según el análisis económico, el periodo de recuperación resultó entré 0,9 y 1,70 años, variando la probabilidad de falla de los equipos. Mahfoud, B. y Mahfoud, H. (2025), estudiaron la viabilidad de convertir gas de antorcha en energía útil para una refinería de gas, encontrando que el periodo de retorno de la inversión fue de 2 años y 4 meses, lo cual demostró que la tecnología de turbina de gas resulta en beneficios económicos.

De acuerdo con las investigaciones citadas, se formuló la **tercera** hipótesis específica:

- El diseño de una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha que cubra la demanda eléctrica de una planta de procesamiento de gas natural será económicamente viable.

3.2. Variables de la investigación y operacionalización

La Tabla 2 muestra la identificación y operacionalización de las variables del estudio.

Tabla 2

Operacionalización de variables de investigación

Hipótesis	Tipo de variable	Variable	Dimensiones	Indicadores
General	VI	Diseño de unidad de generación de energía	Arreglo del sistema	Condiciones de operación Diagrama de flujo de proceso Eficiencia de equipos
	VD	Energía eléctrica producida	Cantidad de energía eléctrica	Energía eléctrica neta Potencia neta
Específica 1	VI	Sistema de enfriamiento de aire	Capacidad de enfriamiento Arreglo del sistema	Temperatura de ingreso a compresor
	VD	Eficiencia energética del proceso	Conversión de gas de antorcha a energía	Variación porcentual de la eficiencia térmica
Específica 2	VI	Implementación de una unidad de generación de energía	Arreglo del sistema	Condiciones de operación Diagrama de flujo de proceso Eficiencia de equipos
	VD	Emisiones atmosféricas	Emisiones de CO2	Flujo de CO_2 resultante de la quema de gas
Específica 3	VI	Diseño de unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha	Arreglo del sistema	Condiciones de operación Diagrama de flujo de proceso Eficiencia de equipos
	VD	Viabilidad económica	Inversión Costos operativos	VAN TIR Periodo de recuperación

CAPÍTULO IV. MATERIALES Y MÉTODOS

4.1. Tipo de investigación

La presente investigación es de tipo aplicada-correlacional. Se aplicaron bases teóricas sobre ciclos termodinámicos, ingeniería de procesos y simulación de procesos para proponer una solución a la problemática presentada.

4.2. Diseño de investigación

El diseño de la presente investigación es de tipo experimental. Kong et al. (2024) y Darcey et al. (2022) resaltaron la importancia de la simulación de procesos como herramienta experimental que permite modelar la realidad mientras se ahorran costos y se evitan peligros.

4.3. Población y muestra

4.3.1. Población

La presente investigación consideró como población a la corriente de gas residual producida en una planta de procesamiento de gas natural (en adelante, Planta), la cual es vendida a diferentes clientes según demanda. El restante es quemado en una antorcha, dado que no cuenta con ductos de reinyección.

4.3.2. Muestra

La presente investigación tomó como muestra un flujo molar de ~23 kmol/h (50 lbmol/h) de gas residual obtenido en la Planta, cuya caracterización desde marzo 2024 hasta febrero 2025 fue proporcionada por Osinergmin, como respuesta a una Solicitud de Acceso a Información Pública (en adelante, SAIP).

4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de información

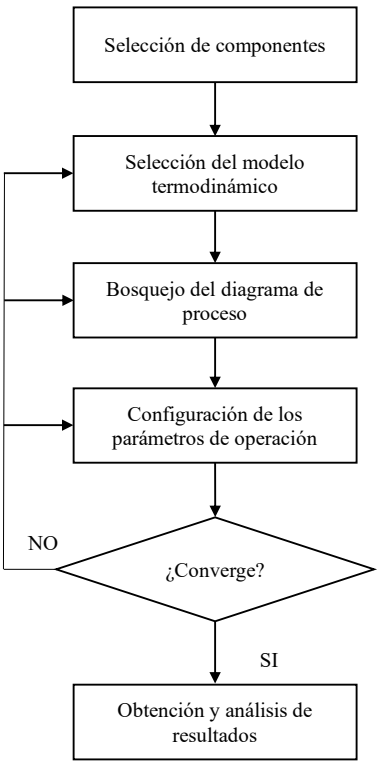
- Técnicas: Investigación en repositorios digitales, simulación, solicitudes de información.
- Instrumentos: Sistema web de Osinergmin, repositorios digitales (ScienceDirect, MDPI, Springer, entre otros).

4.5. Simulación de procesos

Las metodologías del diseño de la unidad de generación de energía eléctrica y el sistema de enfriamiento de aire se basaron en el uso del software de simulación de procesos Aspen HYSYS, el cual permite el dimensionamiento de equipos de proceso y diseño de procesos relacionados con la industria Oil & Gas (Imran et al., 2025). El acceso al software Aspen HYSYS V.14 se detalla en el Anexo III.

Figura 16

Secuencia de pasos para la simulación en Aspen HYSYS



Nota. Adaptado de Imran et al. (2025)

La secuencia empleada en la presente investigación inicia con la selección de los componentes involucrados en el proceso, y finaliza con la obtención y análisis de resultados. Esta secuencia se muestra en la Figura 16 como un diagrama de flujo.

4.5.1. Selección de componentes

Los compuestos seleccionados para la simulación de la unidad de generación de energía corresponden a la mezcla de hidrocarburos proveniente del gas residual de la Planta cuyo destino para el escenario actual es la antorcha. La Tabla 3 muestra la lista de compuestos y su análisis cromatográfico entre marzo 2024 a febrero 2025 proporcionada por el Osinergmin. Para la simulación, se consideró el promedio entre estos doce meses.

Adicionalmente, si bien el agua, H_2O, tiene presencia cero en la corriente de gas residual, se incluyó en la lista de componentes para la experimentación de la Hipótesis Específica 1.

4.5.2. Selección del modelo termodinámico

La unidad de generación de energía emplea como gas combustible una mezcla de hidrocarburos que va desde metano hasta hexano. Con base en las investigaciones de Jafari et al. (2024), Hajizadeh et al. (2018) y Zolfaghari et al. (2017), quienes analizaron el uso de gas de antorcha como combustible para generación de electricidad utilizando Aspen HYSYS, y debido a que se trata de una corriente con hidrocarburos, se escogió el modelo termodinámico de Peng-Robinson para la simulación.

4.5.3. Bosquejo del diagrama de proceso

Unidad de generación de energía. En línea con las investigaciones de Liu y Karimi (2018) y Dinani et al. (2023), el proceso inicia con la compresión de aire.

Tabla 3

Análisis cromatográfico del gas residual de la Planta

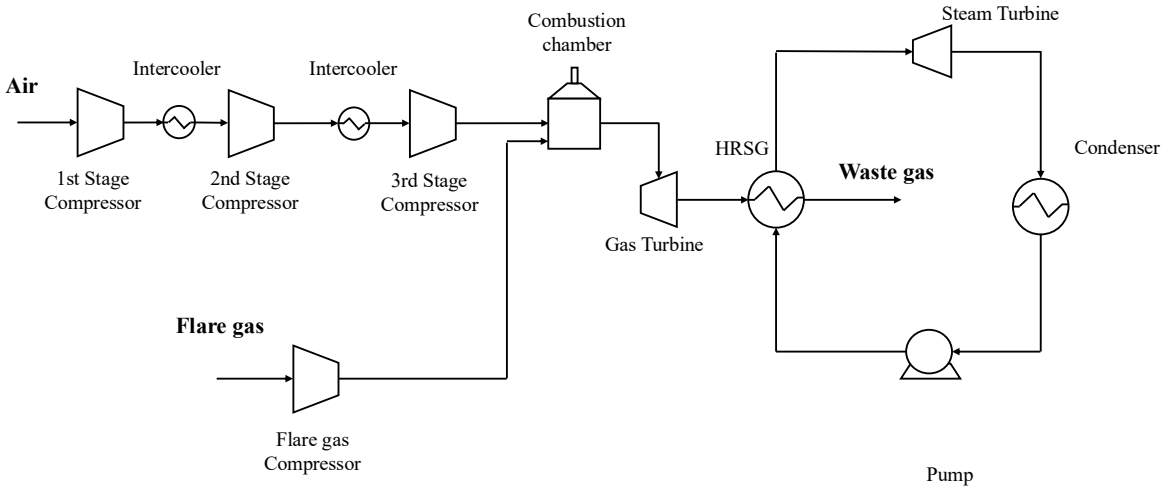
Propiedades	Mar-24	Abr-24	May-24	Jun-24	Jul-24	Ago-24	Set-24	Oct-24	Nov-24	Dic-24	Ene-25	Feb-25
C_1	93,4377	93,1964	92,8111	93,6402	93,4523	93,0293	93,5627	92,622	93,584	93,7945	93,8676	93,9044
C_2	5,005	5,0321	5,0952	4,872	4,926	5,1527	4,943	4,8591	4,8382	4,6023	4,5642	4,5344
C_3	0,0304	0,1275	0,4548	0,0566	0,0619	0,1477	0,0319	0,069	0,0293	0,0268	0,0349	0,0269
i-C_4	0,0006	0,0284	0,0054	0,011	0,023	0,0001	0,0001	0,1124	0,0001	0,0008	0,0023	0,0062
n-C_4	0,0202	0,0533	0,0082	0,0182	0,0495	0,033	0,0063	0,0138	0,015	0,0248	0,0382	0,0361
Neo-C_5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
i-C_5	0,2494	0,2499	0,228	0,2408	0,279	0,2789	0,2483	0,2473	0,243	0,2392	0,2534	0,2257
n-C_5	0,1212	0,1217	0,1067	0,114	0,1283	0,1448	0,1167	0,4593	0,1176	0,1537	0,1251	0,1089
C_6	0,0501	0,0613	0,0456	0,0407	0,0913	0,0667	0,042	0,481	0,0392	0,0545	0,0473	0,0394
CO_2	0,8474	0,854	0,927	0,7842	0,7819	0,9584	0,8347	0,8901	0,9528	0,9603	0,9183	0,9508
O_2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N_2	0,238	0,2754	0,3182	0,2223	0,2068	0,1883	0,2143	0,246	0,1809	0,1431	0,1487	0,1672
TOTAL	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**
Grav. Espec.	0,5976	0,6001	0,6024	0,596	0,5994	0,602	0,6425	0,6179	0,597	0,5969	0,5961	0,5953
Peso Mol.	17,271	17,342	17,408	17,228	17,318	17,396	18,5009	17,809	17,255	17,251	17,23	17,206

Nota. Proporcionado por el Osinergmin (2025)

Por su parte, el gas de antorcha es también comprimido para alcanzar la presión de operación de la cámara de combustión. En la cámara de combustión, el aire comprimido y el gas de antorcha se mezclan para llevar a cabo las reacciones de combustión completa, resultando en gases de escape que ingresan a la turbina de gas para la generación de electricidad. Luego, un intercambiador de calor aprovecha el calor de los gases de escape de la turbina de gas para generar vapor, el cual se expande en una turbina de vapor para generar electricidad adicional. Este proceso se muestra en la Figura 17, que fue llevado a Aspen HYSYS.

Figura 17

Bosquejo del proceso del ciclo combinado de energía propuesto

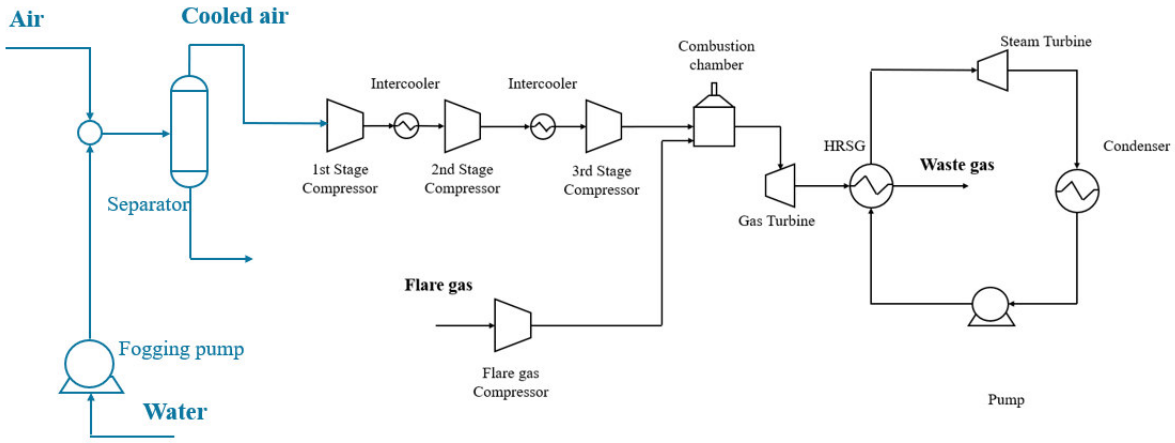


Nota. Adaptado de Dinani et al. (2023)

Sistema de enfriamiento de aire. Las investigaciones de Aweid et al. (2025) y Kadhim et al. (2023) describieron el proceso de nebulización como un sistema que enfría el aire antes de su ingreso al compresor utilizando boquillas que atomizan agua para la transferencia de calor del aire al agua. Posteriormente, el agua condensa por coalescencia para ser almacenado en un recipiente y ser utilizado nuevamente. La Figura 19 esquematiza este proceso.

Figura 18

Bosquejo del proceso del sistema de enfriamiento de aire (resaltado en azul)



Nota. Adaptado de Aweid et al. (2025)

4.5.4. Configuración de los parámetros de operación

Corrientes de entrada. El primer paso en la configuración fue el ingreso de los parámetros de las corrientes de entrada: gas de antorcha y aire. Las Tablas 4 y 5 muestran la caracterización de cada corriente, las cuales fueron ingresadas al simulador en la ventana "Simulation".

Equipos de proceso. Los parámetros de operación para cada equipo fueron asumidos en base a investigaciones previas, y los cálculos matemáticos son realizados por el simulador en base a la teoría presentada en el Capítulo II. A continuación, se describen los equipos involucrados:

Compresor. El aire es comprimido a una relación de presión de 15.4 (Liu y Karimi, 2018), por lo cual, se optó por dividir la compresión en tres (03) etapas: la primera y segunda con relaciones de compresión de 2,5, y para el tercer compresor, se especificó la presión de salida igual a 225.4 psia. Se asumió una eficiencia isentrópica de 80%. Adicionalmente, se

adicionó un separador de fases para entre cada etapa de compresión para remover el agua que podría condensar por el enfriamiento entre etapas (intercooling).

Tabla 4

Caracterización de la corriente de Gas de antorcha

Característica	Gas de antorcha
Temperatura (°C)	43,056
Presión (psia)	139,7
Flujo molar (kmol/h)	22.68
C1	93,409
C2	4,869
C3	0,091
i-C4	0,016
n-C4	0,026
i-C5	0,249
n-C5	0,152
n-C6	0,088
CO2	0,888
O2	0,000
N2	0,212

Tabla 5

Caracterización de la corriente de aire

Característica	Valor
Temperatura (°C)	34,1
Presión (psia)	14,7
HR (%)	60

Nota. Los datos meteorológicos son asumidos en base al *ATLAS DE TEMPERATURAS DEL AIRE Y PRECIPITACIÓN DEL PERÚ*, por Senamhi (2021).

Cámara de combustión. El aire comprimido y el gas de antorcha se encuentran en la cámara de combustión, cuyas reacciones fueron asumidas como combustiones completas (Dinani et al., 2023). El flujo de aire estequiométrico fue determinado por relaciones molares deducidas de las reacciones de combustión. En base a este valor, se tomó un flujo real de aire igual a 400% del flujo estequiométrico como valor inicial (Glavan et al., 2021). La caída de presión de la cámara de combustión fue asumida con un valor de 5% (Lui y Karimi, 2018).

Turbina de gas. De forma análoga al compresor, la eficiencia isentrópica fue asumida de 80% y una presión de salida de ~1 bar (15 psia).

HRSG. El generador de vapor por recuperación de calor fue diseñado como un intercambiador de calor tubular con el gas por el lado de la coraza, y el agua por el lado de los tubos, con caídas de presión de 0,07 y 0,69 bar (1.0 y 10 psi), respectivamente.

Turbina de vapor. De forma análoga a la turbina de gas, la eficiencia isentrópica fue asumida de 80% y la presión de salida de ~1,4 bar (20 psia).

Condensador. Se asumió una caída de presión de ~0,07 bar (1 psi).

Bomba. La eficiencia isentrópica fue asumida de 80% y un incremento de presión del agua hasta 70 bar (1 015 psia), presión de operación del HRSG.

El sistema de enfriamiento de aire incluyó una corriente adicional de agua cuya caracterización se muestra en la Tabla 6. Este sistema constó de una bomba de agua que simuló las boquillas que se encontrarían dentro del compresor de la primera etapa para el sistema de nebulización, un mezclador (mixer) y un separador, este último que simuló la condensación por coalescencia de las gotitas de agua en la entrada al compresor, cuyos parámetros de proceso se detallan a continuación:

Bomba. El incremento de presión fue de 100 bar (Kadhim et al., 2023) y un flujo de 5 kg/s.

Mixer. Este equipo simuló la mezcla agua/aire en la zona de ingreso de aire en el compresor de la primera etapa.

Separador. La coalescencia de las gotitas de agua posterior al enfriamiento de aire fue simulada mediante un separador vertical con una corriente de tope que representó el aire enfriado saturado y una corriente de fondo que representó el agua condensada.

Tabla 6

Caracterización del agua para el sistema de nebulización

Característica	Valor
Temperatura (°C)	20
Presión (psia)	14,7
Flujo másico (kg/s)	5

4.6. Evaluación ambiental

El análisis de evaluación ambiental se basó en el factor de emisiones de dióxido de carbono equivalente, $kg\ CO_2e/kWh$, el cual es un indicador de las emisiones netas por cada kWh de energía producida en una unidad de generación de energía.

Para la presente investigación, se tomaron dos (02) escenarios:

a. Escenario actual: suministro de electricidad por un tercero

Se tomó un factor de emisión de CO_2e igual a 0.96 lb/kWh, de acuerdo con la Administración de Información Energética (EIA, 2024), valor que equivale a 0,435 $\frac{kg\ CO_2}{kWh}$. Según el Informe de Sostenibilidad del 2022, Enel Generación Piura (en adelante, Enel), concesionaria que brinda el servicio de electricidad a la Planta en estudio, la energía producida proviene de dos (02) fuentes: hidroeléctrica y térmica, siendo el aporte de cada uno igual a 51,7 y 48,3%, respectivamente. Este dato fue tomado para el cálculo de las emisiones totales que Enel genera para la Planta en estudio.

La determinación de las emisiones en el escenario actual consistió en la siguiente suma:

$$E_{actual} = E_{concesionaria} + E_{flaring}$$

Donde E_{actual}, $E_{concesionaria}$ y $E_{flaring}$ corresponden a las emisiones actuales, de la concesionaria y por venteo (flaring) en kg CO_2/h.

b. Escenario propuesto: suministro de electricidad por cogeneración

El factor de emisión de CO_2e fue determinado de los resultados la simulación en Aspen HYSYS, mediante el siguiente cálculo:

$$f_{emisión} = \frac{Flujo\ másico\ del\ Waste\ Gas\ \left(\frac{kg}{h}\right) * Fracción\ másica\ de\ CO_2}{Energía\ producida\ (kWh)}$$

La determinación de las emisiones para el escenario propuesto, $E_{propuesta}$, consistió en los resultados de la simulación, al verificar el contenido de CO_2 en la corriente *Waste gas (Gas residual)*.

4.7. Análisis económico

El análisis económico fue realizado considerando los indicadores VAN (valor actual neto), TIR (tasa interna de retorno) y el payback (periodo de recuperación). Para ello, se tomó como referencia los textos de Turton et al. (2009), Silla (2003) y Towler & Sinnott (2008) para el cálculo de los costos de capital y operación.

4.7.1. Costos de capital

Los costos de capital representan los costos de inversión que se realizan para llevar a cabo un proyecto. Para la determinación de estos costos se tomaron los equipos de proceso mostrados en la Tabla 7. Cabe resaltar que la decisión de incluir los equipos del sistema de nebulización fue determinada posterior a la evaluación de la eficiencia. La suma de estos costos FOB (free on board) fueron multiplicados por el 18% con el fin de considerar los impuestos de SUNAT para el internamiento. Adicionalmente, los gastos por concepto de facilidades

adicionales fueron tomados nulos, dado que la unidad de generación fue considerada como una ampliación de la planta de procesamiento de gas natural existente (Silla, 2003) y la contingencia como el 10% de los costos de equipos posterior al internamiento. Por otro lado, se determinó que los costos de capital fijos igualan a los costos depreciables, por no existir costos de terreno:

$$Costos\ fijos\ de\ capital = Costos\ depreciables$$

Finalmente, el capital de trabajo tomó un valor del 20% de los costos fijos de capital, resultando los costos totales de capital:

$$Costo\ Total\ de\ Capital = 1.20 * Costos\ Fijos\ de\ Capital$$

Tabla 7

Equipos mayores de proceso de la unidad de generación de energía

Equipo de proceso	**Descripción**
Comp-1	Compresor 1ra etapa
Comp-2	Compresor 2da etapa
Comp-3	Compresor 3ra etapa
K-102	Compresor de gas de antorcha
Intercooling1	Cooler 1ra etapa
Intercooling2	Cooler 2da etapa
CombustionChamber	Cámara de combustión
Gas Turbine	Turbina de gas
HRSG	Recuperador de calor
E-101	Condensador
P-100	Bomba
Steam Turbine	Turbina de vapor

4.7.2. Costos de operación

Los costos de operación representan los costos que mantienen la operación de una unidad, como la materia prima, servicios generales, mano de obra, costos de mantenimiento, etc. (Turton et al., 2009). De acuerdo con el texto de Turton, los costos de operación se dividen en directos, fijos y generales.

Se asumió lo siguiente:

- Costo de materia prima = US$ 0 (el gas de antorcha proviene de la planta)
- Costo de agua de enfriamiento = US$ 14,8/1000 m^3 de agua (Turton et al., 2009)
- Interés del costo de oportunidad = 12%
- Retribución mensual por trabajador en Perú = US$ 1 500
- Número de sueldos al año = 14

En adición a ello, existen otros conceptos en los costos de operación, cuyos porcentajes respecto a la mano de obra, capital fijo, y capital total fueron tomados del texto de Silla (2003), tal como se muestra en la Figura 19.

Figura 19

Conceptos de los costos de operación (Silla, 2003)

Direct Cost[a]	
Raw Materials	Amount of Incoming Stream x Cost
Catalysts and Solvents	Amount x Cost
Utilities	
Electricity	Power Consumed x Cost
Fuel	Power Consumed x Cost
Steam	Steam Consumed x Cost
Water	Water Consumed x Cost
Refrigeration	Heat Removed x Cost
Operating Labor	L x Cost
Operating Supervision	0.20 x Operating Labor Cost
Quality Control	0.20 x Operating Labor Cost
Maintenance Labor	0.027 x Fixed Capital Cost[b]
Maintenance Material	0.018 x Fixed Capital Cost
Operating Supplies	0.0075 x Fixed Capital Cost
Indirect Cost[a]	
Fixed Costs	
Depreciation[c]	$(1 - f_s)$ x (Depreciable Capital Cost) / (Plant Life)
Property taxes	0.02 x Fixed Capital Cost
Insurance	0.01 x Fixed Capital Cost
Plant Overhead Cost	
Fringe Benefits	0.22 x (Direct Labor + Supervision)
Overhead (less fringe benefits)	0.50 x (Direct Labor + Supervision)
General Costs[a]	
Administrative	0.045 x Production Cost
Marketing[d]	0.135 x Production Cost
Financing (interest)[f]	i x (Fixed Capital Cost + Working Capital[e])
Research and Development	0.0575 x Production Cost
Production Cost	Total of the Above Items

a. Numerical factors are obtained from Reference 5 except where indicated.
b. Fixed Capital Cost = Depreciable Capital Cost + Land Cost + Land Development Cost
c. Salvage fraction, f_s, is the fraction of the original depreciable capital cost.
d. Numerical factor is from Reference 1.
e. Working Capital = 0.20 x (Fixed Capital Cost)
f. Interest is at the current rate

4.7.3. Análisis de rentabilidad

El análisis económico del proyecto fue realizado a partir de los indicadores económicos VAN (valor actual neto), TIR (tasa interna de retorno) y payback (periodo de recuperación). Para ello, el flujo de caja consideró como *ventas* al monto en miles de dólares que se dejaría de pagar al suministrador de electricidad. Este último punto fue tomado considerando el pliego tarifario de la concesión Enel Generación Piura (Ver Tabla 8).

Tabla 8

Pliego tarifario de la concesión Electronoroeste

Concepto	Costo
Cargo fijo mensual	1,19 US$/mes
Cargo por energía activa en punta	0,08 US$/kWh
Cargo por energía activa fuera de punta	0,07 US$/kWh
Cargo por potencia activa de generación para usuarios	15,90 US$/kW-mes
Cargo por potencia activa de redes de distribución para usuarios	4,68 US$/kW-mes

Valor actual neto (VAN). Para la determinación del VAN, se tomó 12% como interés para el cálculo del factor de descuento f_D, que fue utilizado para llevar al presente los valores de utilidad de cada año. Posteriormente, se realizó la proyección para 10 años con el objetivo de verificar el valor del VAN resultante.

$$VAN = \sum_{t=0}^{n} \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

F_t: flujo de caja en el periodo t (negativo para inversión, positivo para ingresos)

r: tasa de descuento anual, en %

n: número de periodos, en años

t: periodo de evaluación (t = 0 para la inversión inicial)

Tasa interna de retorno (TIR). Según Turton et al., el TIR es aquel valor de la tasa de descuento que hace que VAN = 0. Para determinar este valor, se utilizó la herramienta SOLVER de Excel para determinar el valor de *r*(%) que hace que VAN = 0.

Periodo de recuperación (Payback). Este valor representa el periodo en el cual los costos de capital fijo se recuperan tomando en cuenta el valor del dinero en cada año, para lo cual se utilizaron los valores corregidos con el factor de descuento f_D.

CAPÍTULO V. RESULTADOS

5.1. Evaluación energética de la planta

La planta sujeta de estudio, es una planta de procesamiento de gas natural asociado proveniente de lotes petroleros, cuya capacidad instalada es de 40 mmscfd. De acuerdo con el diagrama de proceso de la planta (el cual no se muestra en la presente investigación por temas de confidencialidad), el gas asociado ingresa a separadores de fase para separar los líquidos del gas. Este último pasa por intercambiadores de calor donde se inyecta etilenglicol para la remoción del agua que se encuentra en trazas. Posteriormente, el gas y los líquidos ingresan a columnas deetanizadora y debutanizadora para el fraccionamiento de productos y obtención de gas seco, GLP y condensados de gas natural. Según el PFD, los equipos que utilizan energía eléctrica son los que se enlistan en la Tabla 9, cuyos requerimientos energéticos, en kW, son valores correspondientes a la capacidad instalada. En ese sentido, se tomó como valor referencial el 50% de la demanda total de electricidad, equivalente a 3 867,94 kW, por consiguiente, el valor mínimo de la potencia neta de la unidad de generación de energía será igual al 50% de la demanda real más un 10% adicional por consideraciones de sobredimensionamiento, equivalente a 2 127,4 kW.

Tabla 9

Demanda eléctrica de los equipos de proceso de la planta

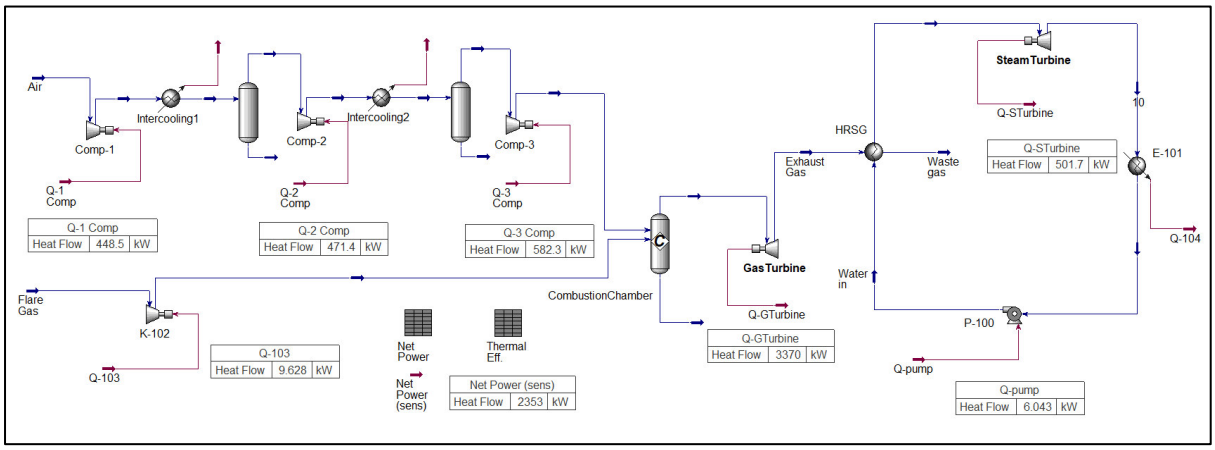
TAG	Descripción	Potencia (kW)
P-1100/1105	Bomba de alimentación a deetanizadora	0,68
P-1140/1145	Bomba de recirculación de HAS	25,18
P-1120/1125	Bomba de reflujo de debutanizadora	18,34
AC-7110	Aeroenfriador de producto HAS	2447,14
AC-7100/7105	Condensador de tope de debutanizadora	1916,69
C-5100/5110	Compresores de propano refrigerante	1118,55
AC-7115/7120	Condensadores de propano refrigerante	2177,52
P-1130/1135	Bomba de aceite caliente	31,78
	TOTAL	7735.88

5.2. Diseño y simulación de la unidad de generación de energía

La Figura 20 muestra el diagrama de proceso de la unidad de generación de energía diseñada y simulada en Aspen HYSYS. El aire fue comprimido utilizando compresores centrífugos debido al duty que resultó mayor a 75 kW (Hall, 2018). Adicionalmente, las tres (03) etapas se justifican por la temperatura de salida del aire y la relación de presión. Por otro lado, se añadió el compresor K-102 con la finalidad de aproximar la presión del gas de antorcha a la presión de la cámara de combustión, cuyo valor es de ~15,54 bar (225,4 psia). Por último, el HRSG se modeló con un intercambiador tubular con el gas en el lado de la coraza, y el agua por los tubos, debido que se buscó la vaporización del agua. Las caídas de presión en la coraza y los tubos fueron de 0,07 y 0,69 bar (1 y 10 psi), respectivamente.

Figura 20

Diagrama de proceso de la unidad de generación de energía



La caracterización del *Waste Gas* (gas residual) se muestra en la Tabla 10, observándose que no existe presencia de hidrocarburos, dado que se consideró una conversión del 100% por el exceso de aire en la combustión y la temperatura de salida de 1 158 °C.

La Figura 21 muestra la relación entre la eficiencia térmica variando el flujo molar de *gas de antorcha*. Estos datos corresponden al análisis de sensibilidad realizado en Aspen Hysys.

Tabla 10

Caracterización del gas residual (waste gas)

Parámetro	Valor
Temperatura (°C)	152,6
Presión (psia)	14,00
CO_2 (%mol)	4,31
N_2 (%mol)	73,82
H_2O (%mol)	10,66
O_2 (%mol)	11,21

Figura 21

Efecto de la variación del flujo de gas de antorcha en la eficiencia térmica

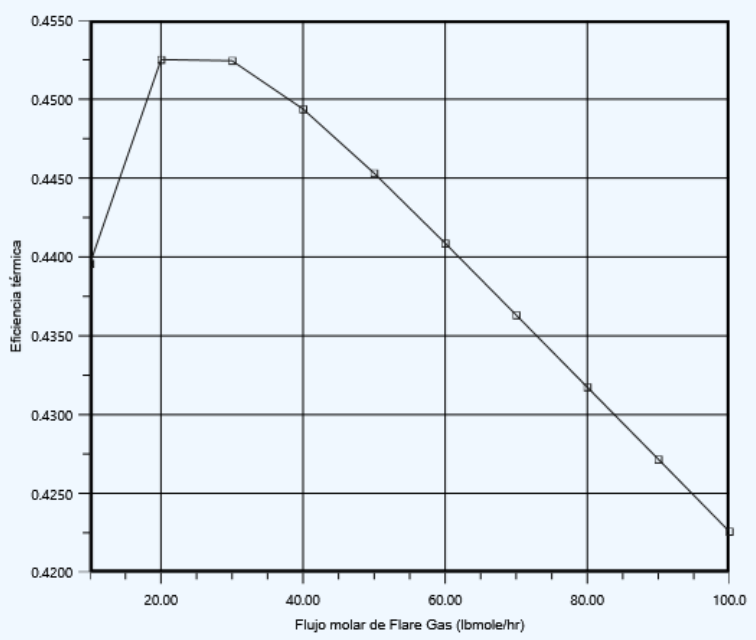


Tabla 11

Resultados de la simulación en Aspen Hysys para la unidad sin enfriamiento por nebulización

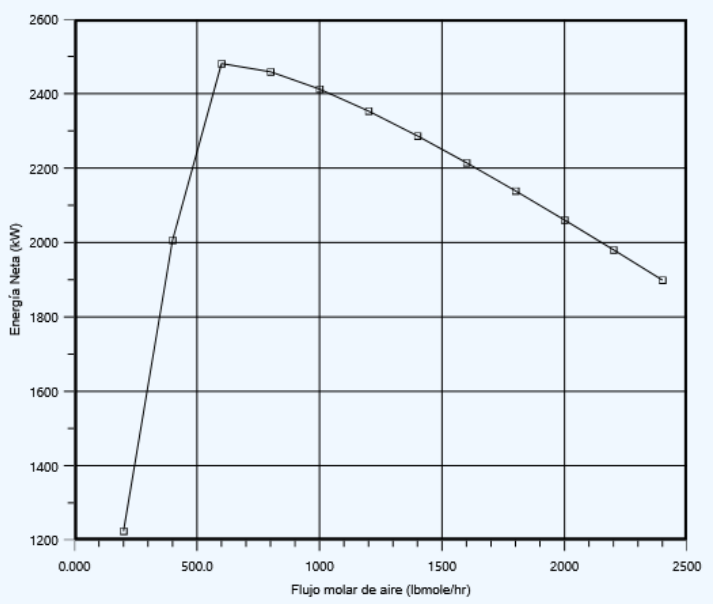
Parámetro	Valor
Potencia neta (kW)	2 353
Eficiencia global (%)	44,53

La Tabla 11 muestra la potencia neta resultante del ciclo combinado y la eficiencia térmica global.

Se realizó un análisis de sensibilidad para determinar el flujo de aire óptimo de ingreso a la cámara de combustión, dado que, se tomó un valor inicial igual al 400% del aire estequiométrico. Las Figuras 22, 23 y 24 muestran la variación de la potencia neta, en kW, la temperatura de ingreso a la turbina de gas, en °C, y la temperatura de salida de la turbina, en °C, respectivamente.

Figura 22

Efecto de la variación del flujo de aire en la energía neta



Por otro lado, la Figura 25 muestra el ciclo combinado de energía con el sistema de nebulización. En resumen, el aire caracterizado según la Tabla 5 es enfriado con agua atomizada a alta presión antes de ingresar al compresor para disminuir la demanda eléctrica en la primera etapa de compresión. En esa línea, se realizó un análisis de sensibilidad para observar el comportamiento de la eficiencia térmica en función de la temperatura, presión y flujo másico del agua, la cuales se muestran en la Figuras 26, 27 y 28.

Figura 23

Efecto de la variación del flujo de aire en la temperatura de ingreso de la turbina (TIT)

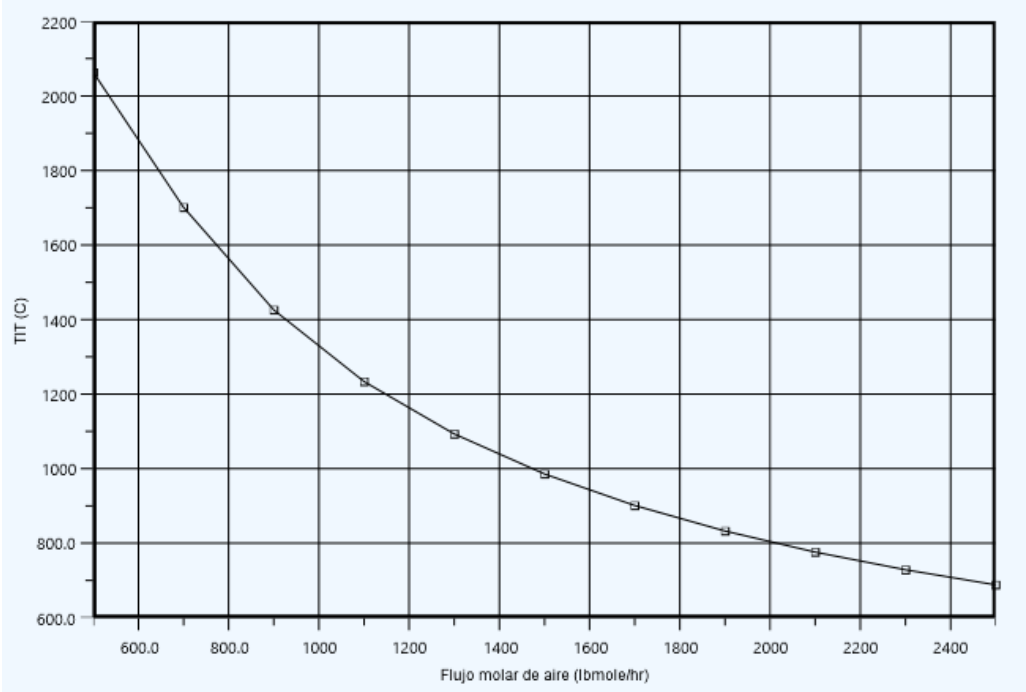


Figura 24

Efecto de la variación del flujo de aire en la temperatura de salida de la turbina (TOT)

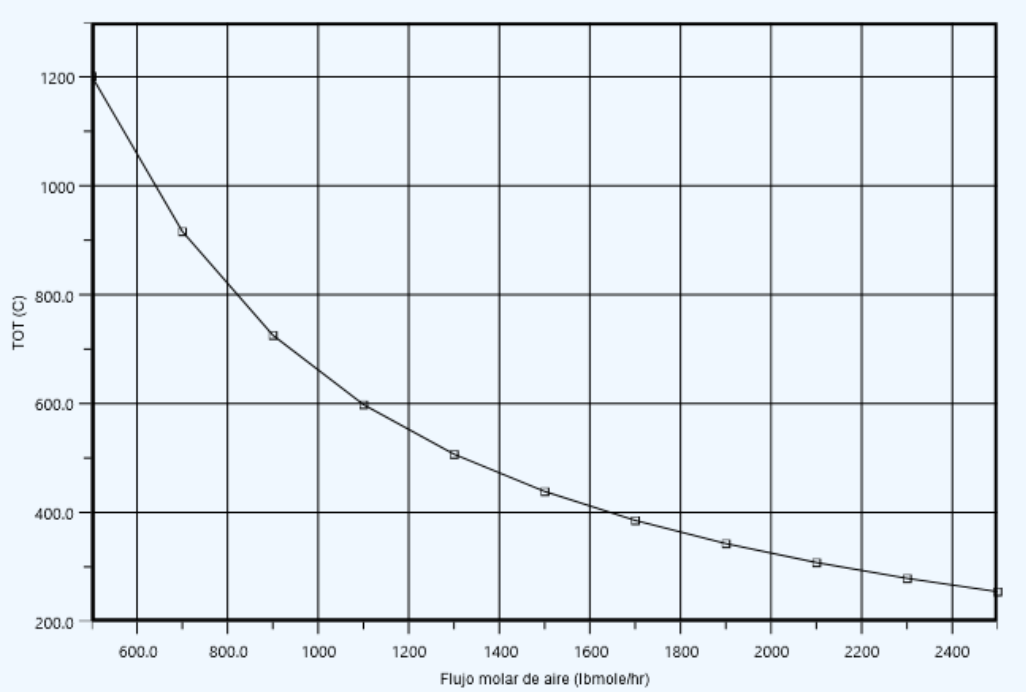


Figura 25

Diagrama de proceso de la unidad de generación de energía con sistema de nebulización

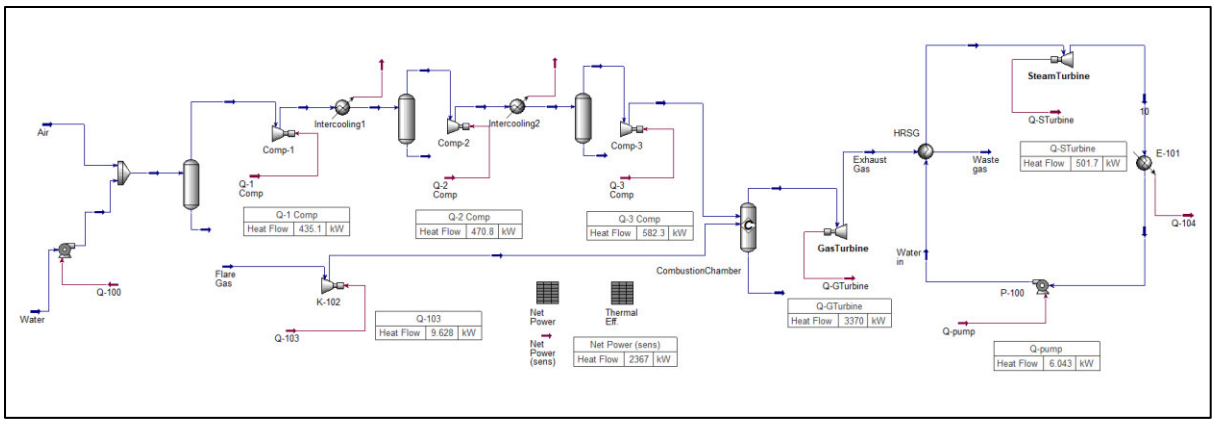


Tabla 12

Resultados de la simulación en Aspen Hysys para la unidad con sistema de nebulización

Parámetro	Valor
Potencia neta (kW)	2 367
Eficiencia global (%)	44,80

Figura 26

Efecto de la temperatura del agua nebulizada en la eficiencia térmica

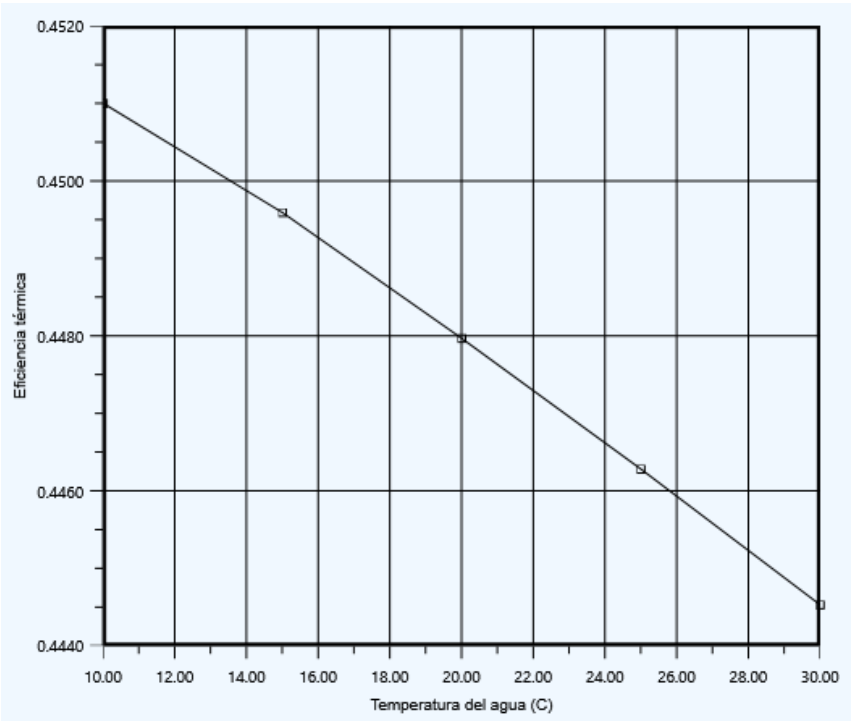


Figura 27

Efecto de la presión de agua nebulizada en la eficiencia térmica

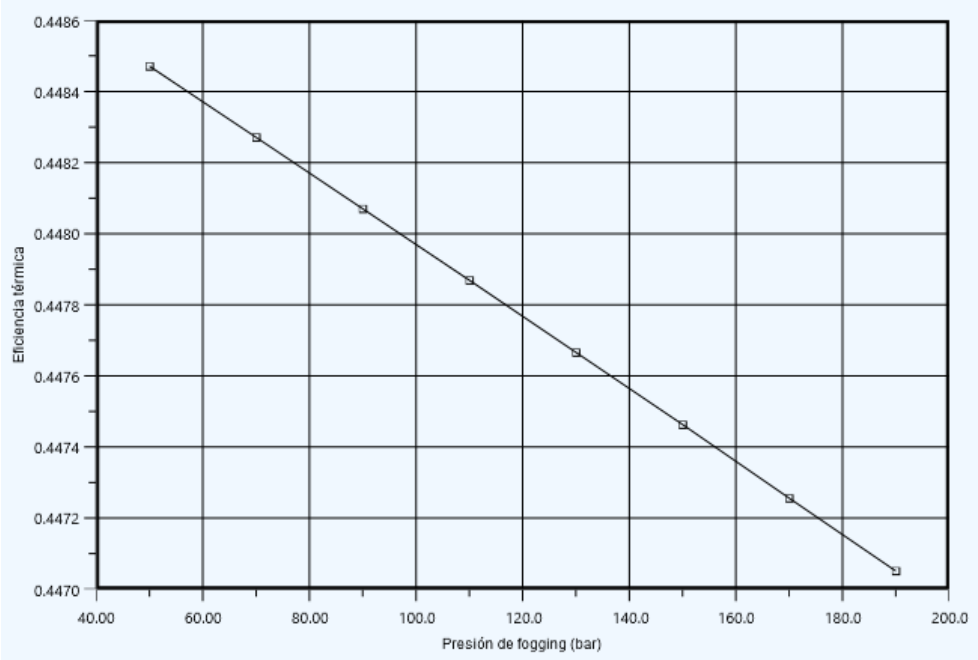
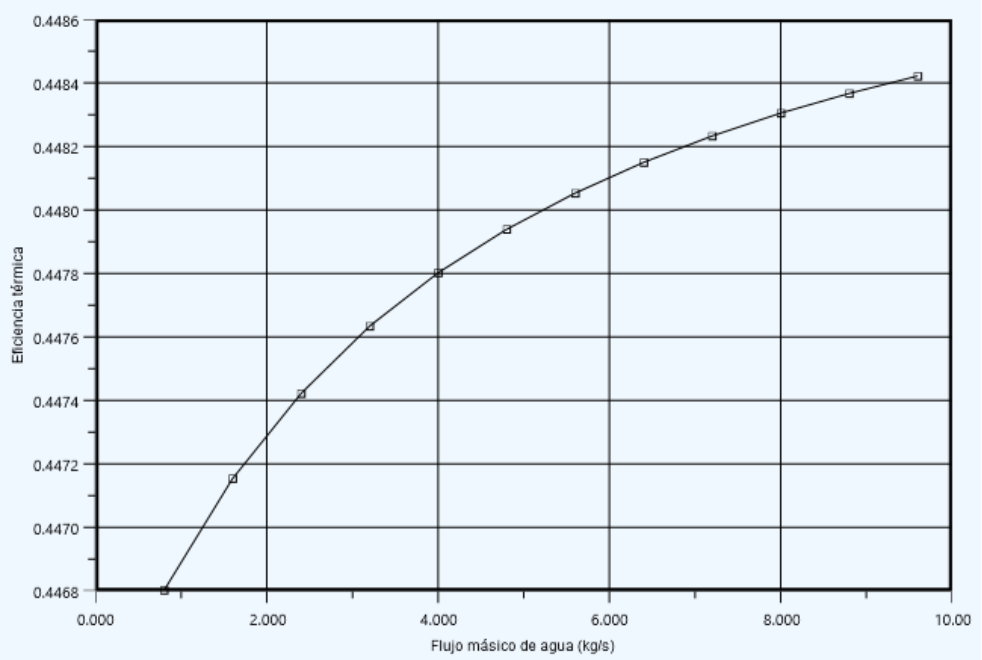


Figura 28

Efecto del flujo másico de agua nebulizada en la eficiencia térmica



5.3. Evaluación de emisiones atmosféricas

Los resultados de la simulación muestran que, para producir 2 353 kWh de energía mediante cogeneración, se emitieron 24,26 kmol/h de CO_2. Esto equivale a:

$$E_{propuesta} = 1\,067{,}44\,\frac{kg\ CO_2}{h}$$

La evaluación del escenario actual corresponde al análisis de las emisiones que Enel generaría para 2 353 kWh de energía. De acuerdo con el Informe de Sostenibilidad del 2022, Enel informó que 51,7% de la potencia generada proviene de energía hidroeléctrica, y el 48,3%, de energía térmica, es decir, quema de gas natural. En esta línea, para la producción de 2 353 kWh de energía, solo 1 136,49 kWh corresponde a quema de hidrocarburos con un factor de emisión de 0,435 $\frac{kg\ CO_2}{kWh}$, según a EIA (2024). Esto se traduce a:

$$E_{concesionaria} = 1\,136{,}49\ kWh * 0{,}435\,\frac{kg\ CO_2}{kWh}$$

$$E_{concesionaria} = 494{,}38\,\frac{kg\ CO_2}{h}$$

Adicionalmente, el escenario actual contempla la quema de gas seco en una chimenea a altas temperaturas para la destrucción de hidrocarburos. Al asumir un 100% de conversión en la antorcha, el valor de emisiones sería igual al de la unidad de cogeneración:

$$E_{flare} = 1\,067{,}44\,\frac{kg\ CO_2}{h}$$

Por lo tanto, el valor de las emisiones para el escenario actual resultó:

$$E_{actual} = 1\,561{,}82\ \frac{kg\ CO_2}{h}$$

Finalmente, la reducción de emisiones resultó igual a:

$$E_{actual} - E_{propuesta} = 494{,}38\ \frac{kg\ CO_2}{h}$$

5.4. Evaluación económica

De acuerdo con los resultados obtenidos en la simulación del sistema de nebulización, la evaluación económica se realizó sin considerar este sistema por una decisión de costo-beneficio. En base a esto, se muestra en la Tabla 13 los equipos de proceso considerados para la unidad de generación de energía y sus costos FOB en miles de US$.

Tabla 13

Costos de equipos FOB de la unidad de generación de energía

TAG del Equipo	Descripción	Costo FOB – 2025 (miles de US$)
Comp-1	Compresor 1ra etapa	453,67
Comp-2	Compresor 2da etapa	466,54
Comp-3	Compresor 3ra etapa	525,61
K-102	Compresor de gas de antorcha	71,80
Intercooling1	Cooler 1ra etapa	77,47
Intercooling2	Cooler 2da etapa	55,83
CombustionChamber	Cámara de combustión	67,49
Gas Turbine	Turbina de gas	757,91
HRSG	Recuperador de calor	192,60
E-101	Condensador	63,54
P-100	Bomba	26,99
Steam Turbine	Turbina de vapor	401,41
TOTAL		**3 160.86**

Considerando las suposiciones del punto 4.7.1, los conceptos de los costos de capital se dividen de la siguiente manera:

Tabla 14

Conceptos de costos para el cálculo de los costos de capital

Concepto de costos	Miles de US$
Costos Directos e Indirectos	3 729,81
Contingencia y Honorarios	3 72,98
Facilidades auxiliares	0
Capital Fijo	4 102,79
Working Capital	820,56
Capital Total	**4 923,35**

Respecto a los costos de operación, el costo del agua de enfriamiento para retirar el calor de los intercoolers de las tres etapas de compresión, y el condensador del ciclo de vapor

fue tomado del texto de Turton: US$ 14,8/1000 m^3 de agua. Dado que este costo está normalizado para el 2001, se utilizó el factor CEPCI del 2025 igual a 796,8 (tomado de la página web Chemical Engineering, https://www.chemengonline.com/plant-cost-index-beta/) y se obtuvo el costo unitario por cada kWh producido. Adicionalmente, el costo de la mano de obra se determinó utilizando el método de Turton et al., para lo cual, se halló que el número de operadores totales es trece, el sueldo mensual en Perú es igual a US$1 500 aproximadamente, y el número de sueldos por años es catorce. El resultado de este y los demás conceptos de los costos de operación se muestran en la Tabla 15, basado en el texto de Silla (2003).

El costo relacionado con los servicios generales se muestra en la Tabla 16, que representa el flujo de caja considerando que, en el primer año, la unidad opera al 60%. Adicionalmente, la Tabla 17 muestra el flujo de caja para el análisis VAN, considerando una tasa de descuento del 12%, y la Tabla 18 muestra los resultados del VAN, TIR y el payback.

Tabla 15

Conceptos de costos para el cálculo de los costos de operación

Concepto de costos	**Miles de US$**
Costos directos	
Materia prima	0
Servicios generales *(ver Nota)*	-
Mano de obra	273,23
Supervisión	54,65
Control de calidad	54,65
Mantenimiento	110,78
Material de mantenimiento	73,85
Suministros	30,77
Costos indirectos	
Depreciación	70,33
Impuestos por terreno	82,06
Seguros	41,03
Compensaciones	72,13
Costos generales	
Administrativos	70,77
Financiamiento	590,80

Nota. El valor de los servicios generales se muestra en la Tabla 16 como Costos Variables.

Tabla 16

Flujo de caja

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
% Uso Cap. Instalada (kWh/año)	80%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Producción (MWh/año)	*16 489*	*18 551*	*18 551*	*18 551*	*18 551*	*18 551*	*18 551*	*18 551*	*18 551*	*18 551*
1. Ventas (miles US$/año)	2 618	2 945	2 945	2 945	2 945	2 945	2 945	2 945	2 945	2 945
2. Costos operativos (miles US$/año)	1 567	1 572	1 572	1 573	1 573	1 573	1 573	1 573	1 573	1 573
Fijos	1 524	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525
Variables	42	48	48	48	48	48	48	48	48	48
3. Utilidad (miles US$/año)	1 051	1 373	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372	1 372

Tabla 17

Flujo de caja para el cálculo del VAN

Año	Flujo de caja	fd	VAN (miles US$)
0	-4 923,35	1,00	-4 923,35
1	1 461,18	0,89	1 304,63
2	1 782,83	0,80	1 421,26
3	1 782,58	0,71	1 268,81
4	1 782,33	0,64	1 132,70
5	1 782,33	0,57	1 011,34
6	1 782,33	0,51	902,99
7	1 782,33	0,45	806,24
8	1 782,33	0,40	719,85
9	1 782,33	0,36	642,73
10	1 782,33	0,32	573,86
	TOTAL		**4861.06**

Tabla 18

Resultados del análisis económico

VAN (miles de US$)	TIR	Periodo de recuperación
4 861,06	32,4%	3,09 años

CAPÍTULO VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1. Diseño y simulación de la unidad de generación de energía

El objetivo general de la investigación se basó en el diseño de una unidad de generación de energía para el suministro del 50%, como mínimo, de la demanda eléctrica de una planta de procesamiento de gas natural. Según la evaluación energética de la planta, el valor mínimo que se debe cubrir equivale a 2 127,4 kW. De acuerdo con lo mostrado en la Tabla 11, la unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha diseñada (en adelante, Caso 1) resultó en una potencia neta de 2 353 kW, excediendo el requerimiento mínimo en un 10,6%. Estos resultados **confirman la hipótesis general** al demostrar un exceso del requerimiento mínimo de la planta. Es importante resaltar el valor de la eficiencia térmica para el Caso 1, cuyo valor de acuerdo con lo presentado en la Tabla 11, es de 44,53%, el cual se encuentra dentro de los valores mostrados por Boyce (2010).

Adicionalmente, la Tabla 10 muestra la caracterización del gas residual, con una temperatura de 152,6 °C. Al respecto, la investigación de Dinani et al. (2023) mostró un diagrama de proceso de una cogeneración con una temperatura de gas residual de 129,4 °C. Estos valores, al ser comparados con la temperatura de emisión de los gases de escape de una antorcha de quema de gas que llegan a temperaturas altas de hasta 1600 °C, resultan en gases factibles de emitir a la atmósfera. Además, los sistemas HRSG cuentan con columnas para el escape de estos gases, donde se disipa calor por radiación (ver Figura 29).

Por otro lado, las Figuras 23 y 24 muestran el efecto del flujo de aire en las temperaturas de ingreso y salida a la turbina de gas, respectivamente. La relación inversa se explica por el efecto de enfriamiento y dilución del aire en la cámara de combustión (Boyce, 2010). Mientras menor sea el flujo de aire, mayor será la temperatura de la corriente de salida de la cámara de combustión, lo cual afectará a los álabes de la turbina por efecto térmico. En

paralelo, si el flujo de aire es mayor, esta corriente enfriará la salida de los gases de la cámara de combustión para proteger la turbina de gas.

Al respecto, Boyce también mencionó que la temperatura de los gases de escape de la turbina (TOT) están en el rango de 482 – 593 °C y la temperatura de ingreso (TIT) podría alcanzar los 1 300 °C. Es así como, para el flujo de gas de antorcha igual a 22.68 k mol/h, el flujo de aire escogido para el diseño fue de 1200 lbmol/h. Este valor resultó en valores del TIT y TOT de 1 158 y 549.1 °C, respectivamente.

Figura 29

Vista de un HRSG típico con dos columnas de escape de gases (Boyce, 2010)



6.2. Sistema de nebulización con agua presurizada

La Figura 25 muestra el diagrama de flujo de procesos de la unidad de generación de energía integrada con un sistema de enfriamiento por nebulización con agua presurizada (en adelante, Caso 2). Este sistema consta de una bomba de agua que eleva la presión hasta 100 bar. Esto simuló la operación real de un sistema de nebulización que consta de boquillas que

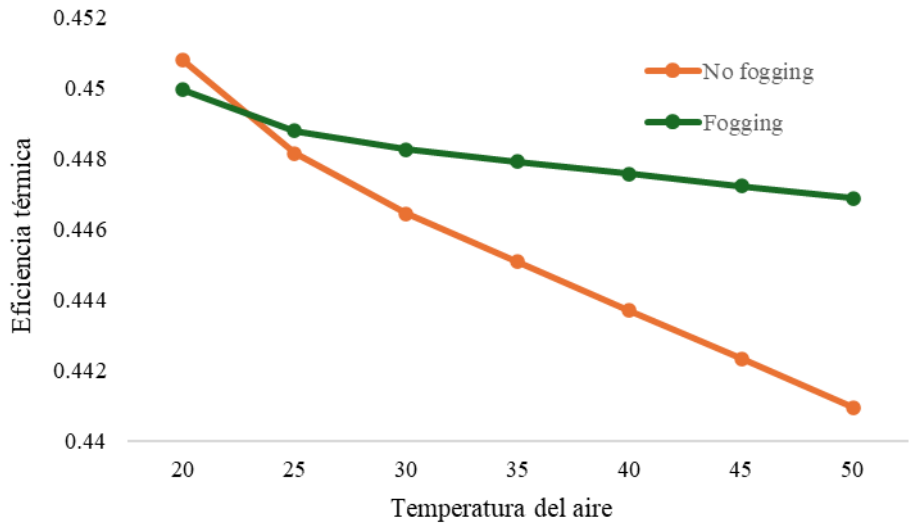
atomizan el agua a la entrada del compresor, con la finalidad de que el aire transfiera calor a las gotitas de agua, estas se evaporen y condensen, por coalescencia, en una malla colectora, y así evitar el ingreso de agua al compresor (Naeim et al. 2022). Según la Tabla 12, la eficiencia para el Caso 2 resultó igual a 44,80%, lo cual **confirma la Hipótesis Específica 1** al evidenciar un incremento en la eficiencia térmica del 0,27%.

Respecto a los análisis de sensibilidad, se presenta en la Figura 26 el efecto de la temperatura del agua en la eficiencia térmica. El incremento de la temperatura acerca la eficiencia térmica al valor del Caso 1. Este comportamiento se explica por la reducción del gradiente térmico, lo cual disminuye la transferencia de calor.

Por otro lado, las Figuras 27 y 28, las cuales muestran la variación de la eficiencia térmica en función la presión y del flujo másico del agua, respectivamente, evidencian un mínimo incremento de η_t, lo cual permite concluir que la temperatura del agua ejerce una mayor influencia sobre la eficiencia térmica, en comparación con la presión y el flujo.

Figura 30

Efecto de la temperatura del aire sobre la eficiencia térmica para el Caso 1 y Caso 2



Finalmente, la Figura 30 representa el efecto de la variación de la temperatura del aire sobre la eficiencia térmica, manteniendo la temperatura del agua a 20 °C. Como se observa, existe un punto de cruce de las curvas entre 20 y 25 °C. Esto se debe a que, el efecto del enfriamiento se torna significativo a partir de, aproximadamente, 22 °C ya que, a partir de este punto, se transfiere calor del aire al agua. Estos resultados son coherentes en relación con investigaciones anteriores, como Khadim et al. (2023)

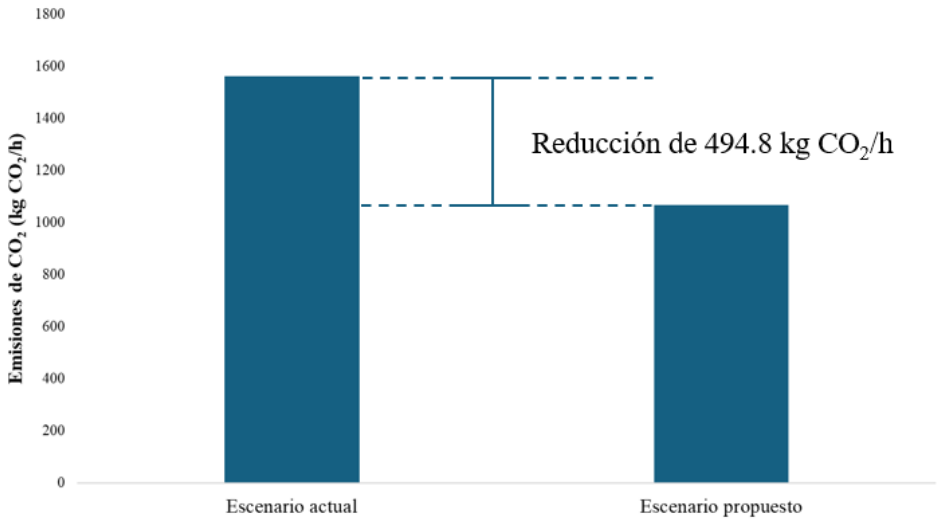
6.3. Evaluación ambiental

Los resultados obtenidos muestran que el escenario actual, en el cual el gas residual de la Planta, el cual no es vendido ni reinyectado, es quemado en una antorcha para su disposición segura y la electricidad es adquirida de la red (por Enel Generación Piura), genera emisiones de 1 561,85 $\frac{kg\ CO_2}{h}$. En comparación, el escenario propuesto, en el cual se aprovecha el gas residual para la generación de electricidad mediante cogeneración, genera un total de 1 067,44 $\frac{kg\ CO_2}{h}$. Esto resulta en una reducción de 494,38 $\frac{kg\ CO_2}{h}$ o 4 334,45 $\frac{ton\ CO_2}{año}$, sin considerar alguna parada de planta. Por lo antes descrito, se **confirma la Hipótesis Específica 2** al obtener una reducción del 31.6% de CO_2, aproximadamente, en comparación con el escenario actual.

La suposición de una eficiencia de combustión del 100% es coherente con lo establecido por Ibañez et al. (2022), quienes asumieron reacciones estequiométricas ideales y Liu y Karimi (2018), quienes asumieron una eficiencia de combustión del 99,5%. Tomando en cuenta estas suposiciones, se consideró una eficiencia de destrucción en la antorcha de 100% para la evaluación ambiental. Es decir, la reducción de emisiones por generación de energía tomó en cuenta las emisiones que la concesionaria dejaría de emitir, mas no las que se reduciría al quemar gas en un ciclo combinado.

Figura 31

Representación de la reducción de emisiones para los dos escenarios evaluados



6.4. Evaluación económica

La Tabla 13 presenta la lista de equipos mayores para la unidad de generación de energía y sus costos libres a bordo (Free On Board = FOB). No se presentan los equipos relacionados al sistema de nebulización. Esto se debe a que, el aumento del 0,27% en la eficiencia térmica, no justifica la implementación de boquillas de agua y el acondicionamiento del lado de succión del compresor.

El perfil de conceptos de costos de capital se presenta en la Tabla 14. Se observa que el concepto de "instalaciones auxiliares" se consideró como cero. Esto se debe a que la unidad de cogeneración es asumida como implementada en el terreno de la planta de donde se recibirá el gas de antorcha. Esto resulta en una ampliación de la planta, por lo que solo serán necesarios los costos por acondicionamiento de terreno, los cuales se reflejan en la Tabla 15.

La Tabla 16 muestra el flujo de caja considerando que, en el Año 1 la unidad opera al 80% de su capacidad. Esta consideración fue tomada dado que, al tratarse de una unidad que servirá de soporte eléctrico para la planta, no existe riesgo de baja demanda. La planta requerirá

7 735,88 kW de potencia, y la unidad estará disponible para suministrar 2 127,4 kWh de energía, y el resto será tomado de la red eléctrica.

Por último, se presenta la Tabla 18 que muestra los indicadores económicos VAN, TIR y payback, cuyos valores son de US$ 4 861 060, 32.4% y 3.09 años, respectivamente. El alto valor del TIR es explicado por la recuperación temprana de inversión: de acuerdo con el flujo de caja de la Tabla 16, existe utilidad desde el primer año. Esto supone un menor riesgo, lo cual está en línea con lo mencionado en el párrafo anterior.

CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES

La presente investigación desarrolló el diseño y simulación de una unidad de cogeneración para la generación de energía eléctrica que permita cubrir, como mínimo, el 50% de la demanda de una planta de procesamiento de gas natural, que consistió en la integración de los ciclos termodinámicos Brayton y Rankine. De acuerdo con los resultados presentados, la unidad propuesta excede a la demanda mínima en un 10,6% al generar una potencia de 2 353 kW. Adicionalmente, se simuló un sistema de enfriamiento de aire por nebulización para comprobar el aumento de eficiencia térmica del proceso. Si bien, la eficiencia aumentó en un 0,27%, verificando la hipótesis propuesta, este valor no resultó suficiente para integrar el sistema de nebulización en la evaluación económica.

Asimismo, se evaluaron las emisiones atmosféricas en términos de $\frac{kg\ CO_2}{h}$, tomado como el flujo de CO_2 que la concesionaria de suministro eléctrico dejaría de emitir para suministrar a la Planta en evaluación. Los resultados arrojaron una disminución de 494,38 $\frac{kg\ CO_2}{h}$, valor que representa una reducción del 31,6% de emisiones en comparación con el escenario actual.

Por último, la evaluación económica, la misma que no consideró el sistema de nebulización, se realizó considerando los costos de capital y de operación. Para el primer concepto, se determinaron los costos de los equipos tomando en cuenta el internamiento, y el posterior cálculo de los costos directos e indirectos, contingencias, y capital fijo. El segundo concepto consideró que la materia prima no tiene costo por ser aire y gas de antorcha obtenido de la Planta en estudio. En esa línea, los costos de capital y operación resultaron US$ 4 923 350 y US$ 1 573 000/año, respectivamente. Finalmente, los valores de los indicadores económicos VAN, TIR y periodo de recuperación (payback) resultaron iguales a US$ 4 861 060, 32,4% y 3,09 años, respectivamente, que confirman la viabilidad del proyecto.

CAPÍTULO VIII. RECOMENDACIONES

La unidad de generación de energía por cogeneración presentada en este trabajo de investigación se encontraría ubicada en una planta de procesamiento de gas natural, por lo que resulta exigente realizar un Análisis de Peligros de Proceso (PHA) para la identificación de nuevos peligros por la ampliación de una instalación ya existente, así como la evaluación de riesgos y la actualización de un Plan de Respuesta a Emergencias.

Por otro lado, es recomendable realizar una evaluación respecto a la variación del flujo del gas de antorcha, dado que el presente estudio consideró un flujo promedio de 22.68 kmol/h; sin embargo, este valor puede aumentar en algún escenario de alivio de presión, lo cual variará tanto el flujo, como la caracterización de la alimentación.

Asimismo, el estudio de un Análisis de Ciclo de Vida (Life Cycle Analysis = LCA) resulta recomendable para evaluar cada etapa de la unidad de cogeneración a lo largo de su vida útil, la cual fue asumida como 10 años, en la evaluación económica.

Por último, se recomienda realizar una evaluación del cumplimiento normativo de aspecto ambiental y técnico, específicamente en lo relacionado con las emisiones atmosféricas y el diseño del proceso.

REFERENCIAS

Ahmadi, S., Minaei, A., Ebadollahi, M., Ghaebi, H. y Shahrivar, M. (2023). Energy management and reducing the environmental impacts of industrial gas de antorchaes using a new trigeneration energy system. *Process Safety and Environmental Protection, 177(2023), 1129-1141,* https://doi.org/10.1016/j.psep.2023.07.066

Ahmed, A., Esmaeil, K., Irfan, M. y Al-Mufadi, F. (2018). Design methodology of heat recovery steam generator in electric utility for waste heat recovery. *International Journal of Low-Carbon Technologies, 13(2018), 369-379,* https://doi.org/10.1093/ijlct/cty045

Al-Khori, K., Bicer, Y., Aslam, M. y Koç, M. (2021). Flare emission reduction utilizing solid oxide fuel cells at a natural gas processing plant. *Energy Reports, 7(2021), 5627-5638,* https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.08.164

Al-Sobhi, S. y Elkamel, A. (2015). Simulation and optimization of natural gas processing and production network consisting of LNG, GTL, and methanol facilities. *Journal of Natural Gas Science and Engineering, 23(2015), 500-508,* https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.02.023

Ammar, M., Hassan, M. S. E. y Ali, M. (2024). Enhancement of gas turbine performance by using fogging system. *Journal of Advanced Engineering Trends, 43(1), 301–310.* https://doi.org/10.21608/jaet.2022.144327.1192

Aweid, R. S., Mustafa, A. N., Ali, O. M. y Ali, B. M. (2025). Thermal, environmental, and economic analysis of the gas turbine fogging system. *Results in Engineering, 25(2025),* https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.103952

Bahadori, A. (2014). *Natural Gas Processing. Technology and Engineering Design*. Elsevier.

Beltrán-Jiménez, K., Chávez-Rodríguez, M. y Szklo, A. (2018). Associated natural gas flare in the integrated market of the southern cone. *Energy Strategy Reviews, 22(2018), 337-347,* https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.10.005

Blundell, W. y Kokoza, A. (2022). Natural gas flaring, respiratory health, and distributional effects. *Journal of Public Relations, 208(2022),* https://doi.org/10.1016/j.jpubeco.2022.104601

Boyce, M. (2010). *Handbook for cogeneration and combined cycle power plants.* ASME

Darcey M., James, B., Lai, C. y Eccleston, P. (2022). Process simulation for design and de-risking of a complex mine and power station water re-use and brine project. *The International Desalination Association World Congress 2022*.

Dev, N., Samsher, Kachhwaha, S. y Attri, R. (2014). GTA modeling of combined cycle power plant efficiency analysis. *Ain Shams Engineering Journal, 6(2015), 217-237,* https://doi.org/10.1016/j.asej.2014.08.002

Dinani, A., Nassaji, A. y Hamzehlouyan, T. (2023). An optimized economic-environmental model for a proposed gas de antorcha recovery system. *Energy Reports, 9(2023), 2921-2934,* https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.01.103

EIA (2024). *How much carbon dioxide is produced per kilowatthour of U.S. electricity generation*? Energy Information Administration. Recuperado el 01 de setiembre de 2025 de https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=11

Faramawy, S., Zaki, T. y Sakr, A. (2016). Natural gas origin, composition and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering, 34(2016), 34-54,* http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030

Glavan, I., Poljak, I. y Kosor, M. (2021). A gas turbine combustion chamber modeling by physical model. *Multidisciplinary Scientific Journal of Maritime Research,* https://doi.org/10.31217/p.35.1.4

GPSA. (2004). *Engineering Data Book.* (12th ed., Vol I&II). Gas Processors Suppliers Association

Hajizadeh, A., Mohamadi-Baghmolaei, M., Azin, R., Osfouri, S. y Heydari, I. (2018). Technical and economic evaluation of gas de antorcha recovery in a giant gas refinery. *Chemical Engineering Research and Design, 131(2018), 506-519,* https://doi.org/10.1016/j.cherd.2017.11.026

Hall, S. M. (2018). *Rules of Thumb for Chemical Engineers*. Elsevier

Heidari, M., Ataei, A. y Rahdar, M. (2016). Development and análisis of two novel methods for power generation from gas de antorcha. *Applied Thermal Engineering, 104(2016), 687-696,* http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.05.099

Ibañez, L., Albarracín, S., Céspedes, S., Montes, E., Ando, O., Carmo, J., Ribeiro, J., Alcántara, M., Goncalves, A. y Guerrero, C. (2022). Process Optimization of the Flaring Gas for Field Applications. *Energies, 15(2022),* https://doi.org/10.3390/en15207655

Ibrahim, T., Mohammed, M., Awad, O., Abdalla, A., Basrawi, F., Mohammed, M., Najafi, G. y Mamat, R. (2018). A comprehensive review on the exergy analysis of combined cycle power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 90(2018), 835-850,* https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.072

Ikpe, A., Iluobe, I. C. y Imonitie, D. I. (2020). Modelling and Simulation of High Pressure Fogging Air Intake Cooling Unit of Omotosho Phase II Gas Turbine Power Plant. *Journal of Applied Research on Industrial Engineering, 2(2020), 121-136,* https://doi.org/10.22105/jarie.2020.216680.1129

Imran, H., Islam, M., Abuhanif, M., Eshak, M., Mainuddin, M. y Haque, E. (2025). Optimization of Combination Cycle Power Plants Using Aspen HYSYS. https://www.opastpublishers.com/peer-review/optimization-of-combination-cycle-power-plants-using-aspen-hysys-8716.html

Islam, M. Al-Sobhi, S. A., Naquash, A., Qyyum, M. A. y Lee, M. (2024). Optimal process selection for natural gas liquids recovery: Energy, exergy, economic and environmental perspectives. *Energy, 289(2024),* https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129757

Jafari, M., Spallina, V. y Ghasemzadeh, K. (2024). Techno-economic assessment of gas de antorcha valorisation during membrane-based GTL process by net-zero strategy. *Energy Conversion and Management, 315(2024),* https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118796

Kadhim, H. J., Abbas, A. K., Kadhim, T. J., & Rashid, F. L. (2023). Evaluation of gas turbine performance in power plant with high-pressure fogging system. *Mathematical modelling and engineering problems, 10(2), 605–612*, https://doi.org/10.18280/mmep.100230

Khalili-Garakani, A., Iravaninia, M. y Nezhadfard, M. (2021). A review on the potentials of gas de antorcha recovery applications in Iran. *Journal of Cleaner Production, 279(2021),* https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123345

Kong, Z. Y., Omar, A. A., Lau, S. L., & Sunarso, J. (2024). Introducing process simulation as an alternative to laboratory session in undergraduate chemical engineering thermodynamics course: A case study from Sunway University Malaysia. *Digital Chemical Engineering, 12(2024),* https://doi.org/10.1016/j.dche.2024.100167

Liu, Z. y Karimi, I. (2018). Simulating combined cycle gas turbine power plants in Aspen HYSYS. *Energy Conversion and Management, 171(2018), 1213-1225,* https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.06.049

Mahfoud, B y Mahfoud, H. E. (2025). Study on converting gas de antorcha into usable energy at the SKIKDA gas refinery. *Studies in Engineering and Exact Sciences, 6(1), 01-17,* ISSN: 2764-0981

Mohajeri, M., Panahi, M. y Shahsavand, A. (2024). Optimal operation of a natural gas sweetening plant. *Computers and Chemical Engineering, 184(2024),* https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2024.108631

Mohammed, Q. (2002). Design criteria and performance of gas turbines in a combined power and power (CPP) plant for electrical power generation. [Tesis de Doctorado]. Universidad de Hertfordshire.

Mokhatab, S., Poe, W. y Mak, J. (2019). *Natural Gas Fundamentals*. Gulf Professional Publishing. https://doi.org/10.1016/C2017-0-03889-2

Mousavi, S., Lari, K., Salehi, G. y Azad, M. (2020). Technical, economic, and environmental assessment of gas de antorcha recovery system: a case study. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects,* https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1737597

Naeim, K. A., Hegazi, A. A., Awad, M. M. y El-Emam, S. H. (2022). Inlet air fogging strategy using natural gas fuel cooling potential for gas turbine power plants. *Case Studies in Thermal Engineering, 37(2922),* https://doi.org/10.1016/j.csite.2022.102235

Nematollahi, M., Porkhial, S. y Hassanabad, M. (2022). Using two novel integrated systems to cool the air toward the ISO condition at the gas inlet turbine. *Energy, 243(2022),* https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122724

Nezhadfard, M. y Khalili-Garakani, A. (2020). Power generation as a useful option for gas de antorcha recovery: Enviro-economic evaluation of different scenarios. *Energy, 204(2020),* https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117940

Osinergmin (2025). Boletín estadístico de producción, procesamiento, transporte y consumo de gas natural – IV Trimestre 2024. Disponible en https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/6715995-boletin-estadistico-de-gas-natural-trimestre-2024-iv

Qyyum, M., Naquash, A., Haider, J., Al-Sobhi, S. y Lee, M. (2022). State-of-the-art assessment of natural gas liquids recovery processes: Techno-economic evaluation, policy implications, open issues, and the way forward. *Energy, 238(2022),* https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121684

Silla, H. (2003). *Chemical Process Engineering: Design and Economics*. Marcel Dekker

Sleiti, A., Al-Ammari, W. y Aboueata, K. (2022). Gas de antorcha-to-power by direct intercooled oxy-combustion supercritical CO_2 power cycles. *Fuel, 308(2022),* https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121808

Tahmasebzadehbaie, M. y Sayyaadi, H. (2022). Technoeconomical, environmental, and reliability assessment of different gas de antorcha recovery technologies. *Journal of Cleaner Production, 367(2022),* https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133009

Tahmasebzadehbaie, M. y Sayyaadi, H. (2023). Techno-economic-reliability assessment of a combined NGL refinery and CCHP system driven by wasted energy of flare and flue gases. *Process Safety and Environmental Protection, 171(2023), 152-166,* https://doi.org/10.1016/j.psep.2022.12.084

Tahmasebzadehbaie, M. y Sayyaadi, H. (2024). Optimized gas de antorcha recovery technology with consideration of life cycle assessment, reliability analyses, and uncertainty of parameters. *Process Safety and Environmental Protection, 185(2024), 511-532,* https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.03.049

Tian, W., Fan X., Li, Z., Cui, Z. y Liu, B. (2024). Design and variable scale optimization of gas de antorcha recovery process for hydrogen production. *Process Safety and Environmental Protection, 184(2024), 922-935,* https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.02.033

Towler, G. y Sinnott, R. (2008). *Chemical Engineering Design. Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design.* Elsevier

Turton, R., Bailie, R. C., Whiting, W. B. y Shaeiwitz, J. A. (2009). *Analysis, Synthesis and Design of Chemical Processes*. Prentice Hall

Zolfaghari, M., Pirouzfar, V. y Sakhaeinia, H. (2017). Technical characterization and economic evaluation of recovery of gas de antorcha in various gas-processing plants. *Energy, 124(2017), 481-491,* http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.084

ANEXO I. Matriz de Consistencia

Nombre	Jose Antonio Torrejon Vela		
Asesor	Dr. Raymundo Erazo Erazo		
Título del Proyecto de Tesis	Diseño de una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha para cubrir la demanda eléctrica en una planta de procesamiento de gas natural.		
Problema General	**Objetivo General**	**Hipótesis General**	**Metodología de investigación**
¿Será posible diseñar una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha que cubra la demanda eléctrica de una planta de procesamiento de gas natural?	Diseñar una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha con el fin de cubrir como mínimo el 50% de la demanda eléctrica de una planta de procesamiento de gas natural.	El diseño de una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha permitirá la obtención de electricidad que cubra como mínimo el 50% de la demanda eléctrica de una planta de procesamiento de gas natural.	**Enfoque de la investigación** El presente proyecto de tesis reúne las condiciones metodológicas para una investigación cuantitativa. **Alcance de la investigación** El alcance del presente proyecto de investigación es del tipo aplicada correlacional. **Diseño de la investigación** Diseño experimental **Población** La población con la que se realizará el presente proyecto de tesis es la corriente de gas residual seco de la Planta Pariñas de UNNA Energía S.A., cuyos datos cromatográficos fueron obtenidos como respuesta a una SAIP hecha al Osinergmin. **Muestra** 50 lbmol/h de gas residual seco de la Planta Pariñas de UNNA Energía S.A. **Muestreo** El muestreo fue no probabilístico por conveniencia
Problema Específico 1	**Objetivo Específico 1**	**Hipótesis Específica 1**	
¿Será posible aumentar la eficiencia térmica del proceso mediante el diseño de un sistema de enfriamiento de aire en la unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha recuperado de una planta de procesamiento de gas natural?	Diseñar un sistema de enfriamiento de aire para la unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha recuperado de una planta de procesamiento de gas natural que permita aumentar la eficiencia térmica del proceso.	El diseño de un sistema de enfriamiento de aire por nebulización en la unidad de generación de energía eléctrica a partir del gas de antorcha recuperado de una planta de procesamiento de gas natural aumentará la eficiencia térmica del proceso.	
Problema Específico 2	**Objetivo Específico 2**	**Hipótesis Específica 2**	
¿Será posible reducir las emisiones atmosféricas mediante la implementación de una unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha de una planta de procesamiento de gas natural, en comparación con el escenario actual?	Evaluar el impacto de la implementación de una unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha de una planta de procesamiento de gas natural sobre las emisiones atmosféricas, en comparación con el escenario actual.	La implementación de una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha de una planta de procesamiento de gas natural logrará reducir las emisiones atmosféricas, en comparación con el escenario actual.	
Problema Específico 3	**Objetivo Específico 3**	**Hipótesis Específica 3**	
¿Será el diseño de una unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha de una planta de procesamiento de gas natural para cubrir la demanda de una planta de procesamiento de gas natural económicamente viable?	Evaluar la viabilidad económica de la unidad de generación de energía a partir del gas de antorcha que cubra la demanda eléctrica de una planta de procesamiento de gas natural mediante los indicadores VAN, TIR y PAYBACK (periodo de recuperación).	El diseño de una unidad de generación de energía a partir de gas de antorcha que cubra la demanda eléctrica de una planta de procesamiento de gas natural será económicamente viable	

ANEXO II. Correo de respuesta a la solicitud de información hecha al Osinergmin



1 de 9

ATENCION SAIP 202500101438 Recibidos ×

COORDINACION_SAIP <coordinacion_saip@osinergmin.gob.pe> mié, 7 may, 6:12 p.m.

para mi

Traducir al español

Estimado Sr. Torrejon, buenas tardes:

Es muy grato dirigirnos a usted esperando que se encuentre bien. Le agradecemos por su comunicación y en atención a ella, mediante el presente correo, le remitimos la documentación alcanzada por el Encargado de Proporcionar la Información, requerida al amparo de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

Debido al volumen de la información a proporcionarse, esta se encuentra disponible en el siguiente link, el cual tendrá una vigencia de 60 días hábiles; no obstante, se sugiere realizar la descarga total de los archivos en su propio dispositivo, a fin de asegurar la disponibilidad de los mismos:

SAIP 202500101438

Agradeceremos confirmar su recepción.

En Osinergmin estamos dispuestos siempre a atender a los usuarios de la mejor manera.

Atentamente,

Coordinación SAIP
Gerencia de Administración y Finanzas
Calle Bernardo Monteagudo Nº 222, Magdalena del Mar, Lima

ANEXO III. Evidencia de acceso y uso del software Aspen HYSYS V.14

El software Aspen HYSYS V14 fue obtenido en el marco del curso de especialización titulado “Entrenamiento Experto en Aspen HYSYS”. Dicho curso incluyó, como parte de su contenido formativo, el acceso al software para fines académicos durante el periodo de desarrollo de este.

Es importante precisar que el uso del software se realizó exclusivamente con fines educativos, en concordancia con las condiciones proporcionadas por la institución que dictó el curso en mención.

Como evidencia de lo anteriormente expuesto, se adjunta el certificado de participación y aprobación del curso, emitido por STEMROCK, en colaboración con AIChE Perú, el cual acredita el acceso al programa y la formación recibida

