

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias Naturales y Matemáticas

Diseño de un sistema de almacenamiento de energía por aire comprimido anexo a un parque eólico instalable en Loja, Ecuador.

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniería Química

Presentado por:

Johnny Fabian Loor Cadena

Mariuxi Mitchell Segarra Fernández

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

DEDICATORIA

A mis queridos padres, Mirian y Johnny, a mis hermanos, familiares y amigos, quienes han tenido fe en mí en todo momento. A Franchesca B., por su paciencia, su apoyo incondicional y por brindarme su gran afecto. Por ser todos ellos mi inspiración para alcanzar mis sueños. A Dios, por brindarme la dicha del bienestar físico y espiritual. A mi compañera de tesis, Mariuxi, a quien considero *my partner* y mi gran amiga, desde cuarto semestre.

Fabian Loor Cadena

A Dios, por su guía y fortaleza durante todos los años de estudio. A mis padres, Mariuxi y Johnny, por su esfuerzo, confianza, cariño, así como por brindarme la oportunidad de prepararme profesionalmente. A mi compañero de vida, Christian, por su apoyo incondicional y motivación frente a los desafíos presentados. Al mejor *partner*, por su constante esfuerzo y paciencia en todos los proyectos realizados juntos.

Mariuxi Segarra Fernández

AGRADECIMIENTO

Nuestro más sincero agradecimiento a ESPOLE y a los docentes durante todos los años de estudio, en especial al Ph.D Santiago Salas, Ph.D Dany De Cecchis y Ph.D Daniela Galatro, por su valiosa guía y retroalimentación a lo largo de este proyecto.

A nuestros hermanos, familia, amigos y compañeros, por su constante apoyo y espíritu alentador.

Finalmente, a la música, porque la vida parece continuar sin esfuerzo cuando estamos llenos de ella.

*“Let’s try matching our speeds, without going too fast or going too slow. This is a pretty long and fun roller coaster.”-
Bangtan Sonyeondan.*

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; **Johnny Fabian Loor Cadena** y **Mariuxi Mitchell Segarra Fernández** damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



*Electronically
signed by: Fabian
Loor Cadena
Reason: I am
signing for the
reasons as stated
in the document.
Date: Aug 29,
2021 16:55 CDT*

Johnny Fabian
Loor Cadena



*Electronically
signed by: Mariuxi
Segarra
Reason: I am
signing for the
reasons as stated
in the document.
Date: Aug 29,
2021 16:50 CDT*

Mariuxi Mitchell
Segarra Fernández

EVALUADORES

Electronically signed
by: Nadia Flores
Reason: I am signing
this document as
reviewer and attest
that the content is
accurate and
complete.
Date: Sep 22, 2021
16:04 CDT

Nadia Flores Manrique

PROFESOR DE LA MATERIA

Electronically signed
by: Santiago D.
Salas
Reason: I am
approving the
content of this
document and
authorize its
issuance.
Date: Aug 29, 2021
19:58 CDT

Santiago Salas Ortiz

PROFESOR TUTOR

Electronically
signed by: Dany
De Cecchis De
León
Reason: I am
signing for the
reasons as stated
in the document.
Date: Aug 29,
2021 19:56 CDT

Dany De Cecchis

PROFESOR CO-TUTOR

RESUMEN

La generación de energía eólica presenta una alta variabilidad debido a la incertidumbre de las condiciones ambientales, debiendo complementarse con sistemas de almacenamiento de energía para incrementar la fiabilidad y estabilidad de la red eléctrica. En Ecuador, la instalación de sistemas eólicos es prometedora. Sin embargo, actualmente no cuentan con sistemas de almacenamiento de energía. Por tanto, este proyecto plantea el diseño conceptual de una planta de almacenamiento de energía aire comprimido (CAES) anexo a un parque eólico ubicado en Loja, Ecuador.

El desarrollo del proyecto se basó en la integración del simulador comercial modular de procesos, PRO/II, con un entorno de cómputo científico en el ecosistema Python, lo que permitió generar una curva de calibración basada en variables clave del proceso, el flujo de aire y la energía, tanto requerida como producida. Dicha integración facilitó el dimensionamiento y análisis de costos de la planta, así como la estimación de la exergía destruida asociada a los equipos, con el fin de validar el diseño propuesto.

Considerando una potencia de generación eólica promedio sobre-producida de 28.02 MW, el diseño propuesto permite generar 33.34 MW y así compensar la producción demandada en horas pico. El análisis económico señala que el proyecto es rentable, debido a su capacidad de producir energía eléctrica a 11.39 ¢USD/kWh en un período de 20 años, con ganancias anuales de 10.54 MMUSD a un costo de venta de 15 ¢USD/kWh. Además, este marco de trabajo es aplicable para el dimensionamiento y la evaluación de casos de estudios similares.

Palabras clave: Generación eólica, curvas de calibración, CAES, interconexión Python – PRO/II, exergía.

ABSTRACT

Wind power generation has high variability due to the uncertainty of environmental conditions. In this sense, energy storage systems are needed to increase the reliability and stability of the electrical grid. In Ecuador, the installation of wind systems is promising. However, there are currently no energy storage systems for dealing with the imbalance between generation and energy consumption. Hence, this project proposes a conceptual design of a compressed air energy storage (CAES) system attached to a wind farm located in Loja, Ecuador.

The development of this project was based on the integration of a modular commercial process simulation software, PRO/II, with a scientific framework in the ecosystem Python, which allowed generating a calibration curve based on the critical process variables, the airflow rate, and energy, both required and produced. This integration helped sizing and analyzing plant costs as well as estimating the destroyed exergy associated with the equipment to validate the proposed design.

The proposed design allows to generate 28.02 MW considering an average overproduced wind power of 32.11 MW, compensating the peak-hours demand. The economical design indicates that the project is feasible because its capacity of producing electric energy at 11.39 ¢USD/kWh over 20 years, with yearly revenues of 10.54 MMUSD and a selling cost of 15 ¢USD/kWh. In addition, this framework could be applied to sizing and evaluating similar case studies.

Keywords: *Wind power generation, calibration curves, CAES, Python - PRO/II interface, exergy.*

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	5
CAPÍTULO 1	10
1. Introducción.....	10
1.1 Descripción del problema	10
1.2 Justificación del problema.....	11
1.3 Objetivos.....	13
1.3.1 Objetivo General	13
1.3.2 Objetivos Específicos	14
1.4 Marco teórico	14
1.4.1 Energías renovables en Ecuador	14
1.4.2 Tecnologías de Almacenamiento de Energía Eléctrica	17
1.4.3 Sistema de Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido (CAES)	22
1.4.4 Exergía.....	26
CAPÍTULO 2.....	27
2. Metodología	27
2.1 Levantamiento de información.....	27
2.1.1 Curva de producción de energía eólica.....	28
2.1.2 Escalamiento y ajuste para caso de estudio en Ecuador	28
2.2 Simulación en AVEVA SimSci PRO/II®.....	29
2.2.1 Suposiciones del modelo	30
2.2.2 Condiciones de entrada	31
2.2.3 Curvas características.....	31
2.3 Interfase de simulación pseudo–dinámica.....	33
2.3.1 Interconexión Python – PRO/II.....	33
2.3.2 Curvas de operación	34

2.3.3	Curvas de calibración.....	35
2.4	Análisis de exergía	35
2.5	Estimación de costos.....	37
CAPÍTULO 3.....		39
3.	Resultados y Análisis	39
3.1	Resultados del levantamiento de información	39
3.2	Simulaciones en AVEVA™ PRO/II™	40
3.2.1	Curvas características de los compresores y turbinas	42
3.2.2	Resultados de las simulaciones la sección de carga y descarga.....	44
3.3	Interconexión Python-PRO/II	45
3.3.1	Curvas de operación	45
3.3.2	Curvas de calibración.....	48
3.4	Análisis de exergía destruida.....	51
3.4.1	Validación del diseño propuesto	53
3.5	Análisis de costos	55
CAPÍTULO 4.....		59
4.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	59
4.1	Conclusiones	59
4.2	Recomendaciones	60
BIBLIOGRAFÍA.....		63
APÉNDICES		67

ABREVIATURAS

ARCONE	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CAES	Sistema de Almacenamiento por Aire Comprimido (<i>Compressed Air Energy Storage</i>)
CAPEX	Costos de capital (<i>Capital expenditures</i>)
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador
CEPCI	Índice de costos de plantas de ingeniería química (Chemical Engineering Plant Cost Index)
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
HEX	Intercambiador de calor (<i>Heat Exchanger</i>)
HPC	Compresores de alta presión (<i>High Pressure Compressor</i>)
HPT	Turbina de alta presión (<i>High Pressure Turbine</i>)
LCOE	Costo nivelado de electricidad (<i>Levelized costo of electricity</i>)
LPC	Compresores de baja presión (<i>Low Pressure Compressor</i>)
LPT	Turbina de baja presión (<i>Low Pressure Turbine</i>)
OPEX	Costos de operación (<i>Operational expenditures</i>)
PFD	Diagrama de flujo de procesos (<i>Process Flow Diagram</i>)
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado
TAC	Costo total anualizado (<i>Total annualized cost</i>)

SIMBOLOGÍA

kg	kilogramo
m	metro
C	Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono
N ₂	Nitrógeno
O ₂	Oxígeno
CH ₄	Metano (gas natural)
°C	grados Celsius
kJ	kilo Joules
s	segundos
kmol	kilo mol
bar	bar (unidad de presión)
MW	Megavatios (<i>Megawatts</i>)
MBEP	millones de barriles equivalentes de petróleo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Energía entregada por la Central Eólica Villonaco al S.N.I. en el año 2020. (CELEC EP - GENSUR, 2020)	15
Figura 1.2 Producción de energía eólica en Irlanda del Norte durante un período de 48 h. (Meng et al., 2019).....	16
Figura 1.3. Idea fundamental del almacenamiento de energía (Zobaa, 2013, p. 3)...	18
Figura 1.4. Campos de aplicación de los tipos de almacenamiento de acuerdo con la energía almacenada y la potencia total generada (Zobaa, 2013, p. 19).	19
Figura 1.5 Representación del sistema CAES (Jones et al., 2019).	22
Figura 1.6 Diagrama esquemático de un sistema CAES integrado con ciclo Rankine (Meng et al., 2018b).....	23
Figura 1.7. Curvas características de (a) LPC, (b) HPC, (c) LPT y (d) HPT del Sistema CAES (Meng et al., 2019).	25
Figura 2.1. Metodología de modelado del sistema CAES.....	27
Figura 2.2. Esquema de extracción de datos de imágenes.	28
Figura 2.3. <i>Framework</i> de interconexión Python – PRO/II.....	33
Figura 2.4. Esquema para la obtención de las curvas de calibración.	35
Figura 2.5. Esquema para la estimación de costos del sistema.	38
Figura 3.1. Diagrama de flujo de proceso del sistema CAES	41
Figura 3.2 Simulación de la sección de carga.	44
Figura 3.3 Simulación de la sección de descarga.....	45

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Potencial eólico-eléctrico en bruto estimado por provincia Ecuador (MEER, 2013, p. 11).....	17
Tabla 1.2. Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía por su forma de almacenamiento (Zobaa, 2013, p. 21).	20
Tabla 1.3. Tipos de sistemas CAES acorde al método de almacenamiento de aire y empleo de calor.	21
Tabla 2.1. Datos de una curva genérica de bomba.	32
Tabla 2.2. Ecuaciones para determinar la exergía destruida por equipo o unidad. ...	36
Tabla 2.3. Consumo de combustible empleado en generación eléctrica. (ARCONEL, 2019; EP PETROECUADOR, 2021).....	37
Tabla 2.4. Costo de utilidades y materia prima.	38
Tabla 3.1 Ecuaciones de las curvas características de los compresores.	42
Tabla 3.2 Ecuaciones de las curvas características de la HPT.....	43
Tabla 3.3 Ecuaciones de las curvas características de la LPT.	43
Tabla 3.4 Rango de flujo de aire operativo para cada sección del sistema CAES	44
Tabla 3.5 Rango operativo de potencia requerida/generada por sección.....	48
Tabla 3.6 Flujo de aire alimentado a cada sección.....	50
Tabla 3.7. Costos de equipos para el diseño propuesto.....	55
Tabla 3.8. Distribución de costos por secciones de la planta CAES.....	56

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1 Producción de energía eólica durante un período de 48 horas en Irlanda del Norte.	39
Gráfico 3.2 Producción estimada de energía eólica durante un período de 48 horas en Loja, Ecuador.....	40
Gráfico 3.3 Curva de operación – Sección de Carga.....	46
Gráfico 3.4 Curva de operación ajustada – Sección de Carga	47
Gráfico 3.5 Curva de operación – Sección de Descarga	47
Gráfico 3.6 Curva de calibración – Sección de Carga	49
Gráfico 3.7 Curva de calibración – Sección de Carga	49
Gráfico 3.8 Aporte del sistema CAES anexo un parque eólico, para garantizar un suministro de 63 MW.	50
Gráfico 3.9 Comparación de exergía destruida por equipo (sección de carga).	52
Gráfico 3.10 Comparación de exergía destruida por equipo (sección de descarga)..	53
Gráfico 3.11 Variación de la tasa total exergía destruida en la sección de carga	54
Gráfico 3.12 Variación de la tasa total exergía destruida en la sección de descarga.	54
Gráfico 3.13 Tipos de costos involucrados en el sistema CAES.....	56
Gráfico 3.14 Costo por tipo de central renovable [¢USD/kWh].	57

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción del problema

A nivel mundial, muchos países buscan mejorar sus procesos energéticos para optimizar los costes de generación de electricidad y optar por las energías limpias. Esto ha llevado a la implementación de proyectos con fuentes de energía renovable en sus matrices energéticas (de Almeida et al., 2020). Una de las tecnologías de energía renovable que se está volviendo más atractiva es la energía eólica, evidenciando un crecimiento rápido para satisfacer las demandas actuales y futuras en una nación. La capacidad global instalada de generación de energía eólica ha sobrepasado los 7.5 GW a aproximadamente 564 GW en el período 1997-2018 (de Almeida et al., 2020; IRENA, n.d.). Sin embargo, la variabilidad del viento, provocada por condiciones ambientales poco predecibles, tiene un impacto perjudicial en la red eléctrica (Succar et al., 2012). Es decir, el creciente uso de los sistemas eólicos puede verse afectado por un desequilibrio entre la generación y el consumo de energía (Diyoke et al., 2018; Meng et al., 2019; Ramadan et al., 2018).

La demanda de energía en el Ecuador ha aumentado, por lo que el país se ha visto en la necesidad de incrementar su capacidad energética. En el año 2015, el consumo de energía fue de 101 MBEP (millones de barriles equivalentes de petróleo), lo que representó un aumento del 11% respecto al año anterior (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017). Por otro lado, el consumo energético por cada habitante en el período 2009-2019 aumentó un 39.4%, representando 5.47 BEP/hab (barril equivalente de petróleo por habitante) o alrededor de 1.52 kWh por habitante (Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2019). En consecuencia, el país ha estado en miras de mejorar su matriz energética a través de un Plan Nacional de Eficiencia Energética, apuntando hacia el desarrollo de proyectos sustentables y amigables con el ambiente (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017).

Actualmente, Ecuador cuenta con una matriz de generación eléctrica diversificada, donde el 81.02% (25,562.17 GWh/año) de su energía bruta producida se sustentó por recursos naturales renovables en el período de octubre 2019 – septiembre 2020, del cual el 0.30% (76.16 GWh/año) corresponde a las centrales eólicas (ARCONEL, 2021). Esto ha generado un aumento en la autonomía energética del país, el ahorro de costos y la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, la confiabilidad de los sistemas eléctricos renovables es un desafío que se mantiene presente (Rivera-González et al., 2019). En este sentido, vale destacar que en la actualidad las plantas eólicas instaladas no cuentan con una unidad de respaldo autónoma para hacer frente a la variabilidad del viento debido a las condiciones climáticas. En consecuencia, es necesaria la adquisición de otros sistemas energéticos que garanticen la disponibilidad de electricidad y satisfagan la demanda local en todo momento.

1.2 Justificación del problema

Los sistemas eólicos son prometedores en Ecuador. Sin embargo, su limitante corresponde a que son menos eficientes que los sistemas de generación convencionales, por estar sujetos a condiciones ambientales poco predecibles (ARCONEL, 2019). Por tal motivo, son necesarios otros sistemas para lograr un equilibrio entre la generación y el consumo de energía. Una solución potencial y aplicable para compensar este desbalance, apuntando hacia la sostenibilidad y calidad energética, es la implementación de sistemas de almacenamiento de energía (Succar et al., 2012).

Un sistema de almacenamiento por aire comprimido (CAES) puede reducir el consumo de combustibles fósiles en un 25% y asegurar la estabilidad de la red eléctrica (Zhao et al., 2015). Este sistema consiste en la transformación de energía eléctrica excedente del parque eólico en una forma que pueda almacenarse (aire comprimido), para convertirla nuevamente en energía eléctrica cuando se requiera (Meng et al., 2018a). Es importante tener en cuenta que este tipo de tecnologías es aplicable a escala de cientos de megavatios y gigavatios por hora (Succar et al., 2012).

Numerosos estudios económicos sobre los sistemas CAES demuestran que, con su implementación, los complejos eólicos resultan fiables, sostenibles y eficientes. Meng et al. (2019) realizaron una evaluación económica a un sistema CAES diabático con datos de una planta de Irlanda del Norte, concluyendo que compensa las fluctuaciones de energía eólica a diferentes condiciones de operación propuestas y el costo nivelado de energía es menor que otras energías renovables (energía eólica marina y solar). Por su parte, Succar et al. (2012) efectuaron una optimización conjunta de una planta de carga de base eólica con un sistema CAES anexo, reduciendo el costo de capital eólico y maximizando los beneficios disponibles de la reducción de la potencia. Finalmente, Diyoke et al. (2018) analizaron desde un punto de vista tecno-económico la viabilidad de construcción de un sistema CAES adiabático de cogeneración, concluyendo que es factible para la generación comercial de energía y calor en Egipto.

La implementación de sistemas CAES en Ecuador puede tener un impacto significativo en la confiabilidad de generación de energía por fuentes renovables, optimizando los recursos energéticos con responsabilidad social y ambiental. Por otra parte, es importante mencionar que los sistemas CAES diabáticos funcionan con combustibles alternativos y limpios. Por ejemplo, el gas natural es un combustible fósil y su impacto ambiental es poco significativo en comparación a otros combustibles pesados. Además, Ecuador cuenta con una importante producción de gas natural, especialmente en el campo “Amistad”, donde en el año 2017 se generaron 550 millones de metros cúbicos estándar. Por lo tanto, se justifica el análisis del comportamiento futuro de los sistemas de generación eléctrica hacia la sostenibilidad mediante energías renovables, sistemas de almacenamiento y gas natural (Rivera-González et al., 2019).

El diseño de sistemas CAES representa un desafío. Uno de los factores importantes a considerar es la disponibilidad de accidentes naturales en Ecuador, como pozos petroleros, cavernas rocosas, formaciones rocosas porosas, o formaciones de acuíferos salinos, a fin de evitar la construcción de infraestructura costosa para el almacenamiento de aire comprimido.

En base a lo dicho anteriormente, es necesario analizar distintos escenarios en los que puede operar el sistema CAES de acuerdo con la demanda y consumo de energía. Esto será posible mediante la variación de las condiciones de operación del sistema, a través de la interconexión entre Python y el simulador modular de procesos PRO/II.

Por otra parte, es necesario estudiar los componentes de este sistema, validando el diseño desde un punto de vista termodinámico a partir de un análisis exergético. Una investigación realizada por la Universidad de Ontario demostró que el análisis exergético en los sistemas de secado, obtiene evaluaciones más realistas y significativas que las obtenidas con análisis de energía (Dincer, 2011). Por tal motivo, el cálculo de las exergías destruidas asociadas a los equipos permite obtener una medida de la calidad del diseño. Además, esta herramienta identifica los puntos críticos que permitan un uso más eficiente de la energía, con el fin de aumentar la sostenibilidad y reducir el impacto ambiental de los equipos (Kim et al., 2011).

De esta forma, el presente proyecto tiene como finalidad ofrecer, a través del desarrollo de un diseño conceptual, una solución valiosa y potencialmente significativa de un sistema de generación de energía, a fin de que sea energéticamente eficiente, económicamente rentable, fiable y sostenible. Por último, es importante destacar que es posible ofrecer el desarrollo de este tipo de metodologías a distintas empresas u organizaciones dedicadas a la producción de energía eléctrica mediante recursos renovables, en el Ecuador y la región.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Diseñar un sistema de almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES), a través de la definición de curvas de calibración asociadas a las condiciones operativas del sistema, para el aseguramiento de la fiabilidad en la producción de energía de un parque eólico en Loja, Ecuador.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Determinar la curva de operación de la sección de carga y descarga del sistema CAES, mediante la interconexión del simulador de procesos PRO/II con un entorno Python.
2. Calcular los costos asociados a los equipos y operación del sistema CAES para el análisis de la factibilidad del proyecto aplicado en Loja.
3. Validar el diseño propuesto a través del cálculo de la exergía destruida asociadas a los equipos en la sección de carga y descarga.

1.4 Marco teórico

Con la finalidad de comprender los diferentes aspectos en la implementación de sistema CAES en el Ecuador, se presentan en esta sección los antecedentes y el estado de la demanda y generación de energía en el país. De igual manera, se detalla brevemente las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, la descripción del proceso de la sección de carga y descarga en el sistema CAES y los conceptos generales relacionados a la exergía.

1.4.1 Energías renovables en Ecuador

Ecuador cuenta con una matriz energética bastante diversa, constituida principalmente por fuentes renovables como la hidráulica, eólica, fotovoltaica, por biomasa y biogás. Del 2015 al 2020, la dependencia de fuentes renovables aumento de 51.78% a 81.02%, siendo la energía hidráulica la más utilizada, ya que suministra la demanda base del país (ARCONEL, 2021). Esto implicó, en 2020, un costo promedio de electricidad por la generación, transmisión y distribución, de 3.34 ¢USD/kWh, 0.68 ¢USD/kWh y 5.17 ¢USD/kWh (ARCERNNR, 2021).

1.4.1.1 Energía Eólica

El 0.24% de la energía total generada en Ecuador en 2020 fue debido a los parques eólicos, principalmente por La Central Eólica Villonaco, ubicada en Loja. En esta central, los aerogeneradores producen energía eléctrica que se transporta a la subestación Villonaco, donde un transformador de potencia se encarga de elevar el nivel de tensión de 34.5 kV a 69 kV.

Posteriormente, a través de la línea de subtransmisión se conecta a la subestación Loja, la cual se integra con el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) (ARCONEL, 2021). La Figura 1.1 muestra la energía entregada mensualmente por la central eólica Villonaco al S.N.I., con una generación total de energía de 70.49 GWh en el 2020.

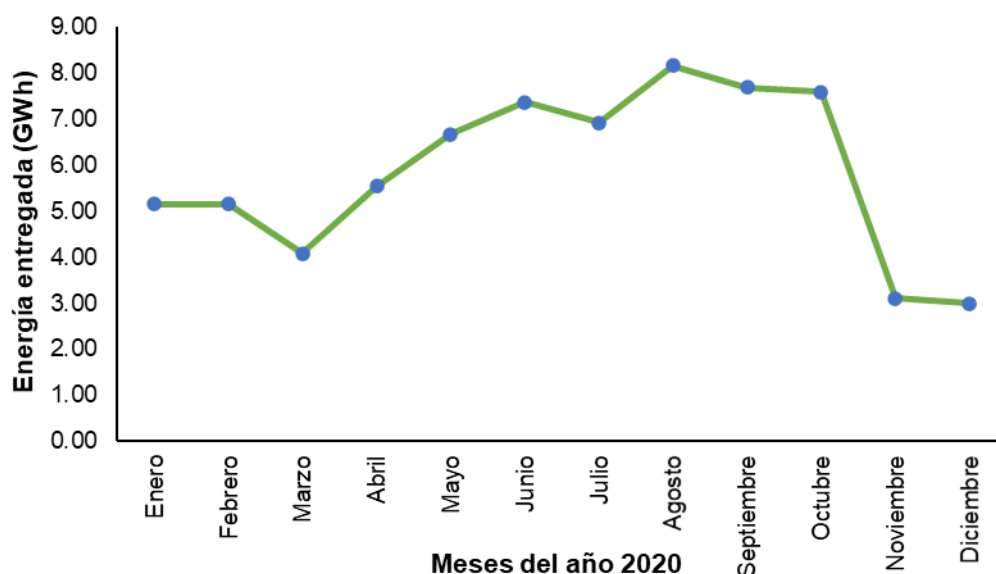


Figura 1.1 Energía entregada por la Central Eólica Villonaco al S.N.I. en el año 2020. (CELEC EP - GENSUR, 2020)

El clima y las condiciones ambientales locales poco predecibles conllevan a que la energía eólica sea de naturaleza intermitente, tal como se observa en la Figura 1.2. En esta figura se evidencia que la energía eólica generada en Irlanda del

Norte durante un período de 48 h, fluctúa entre 30 y 400 MW, considerando una demanda constante de 110 MW (Meng et al., 2019).

En tal sentido, la variabilidad de la energía generada por fuentes renovables como parques eólicos, puede afectar la estabilidad y la confiabilidad del S.N.I. Por ello, en la actualidad se requieren sistemas adicionales, que generalmente son a base de combustibles fósiles, para garantizar la disponibilidad de energía eléctrica en todo momento.

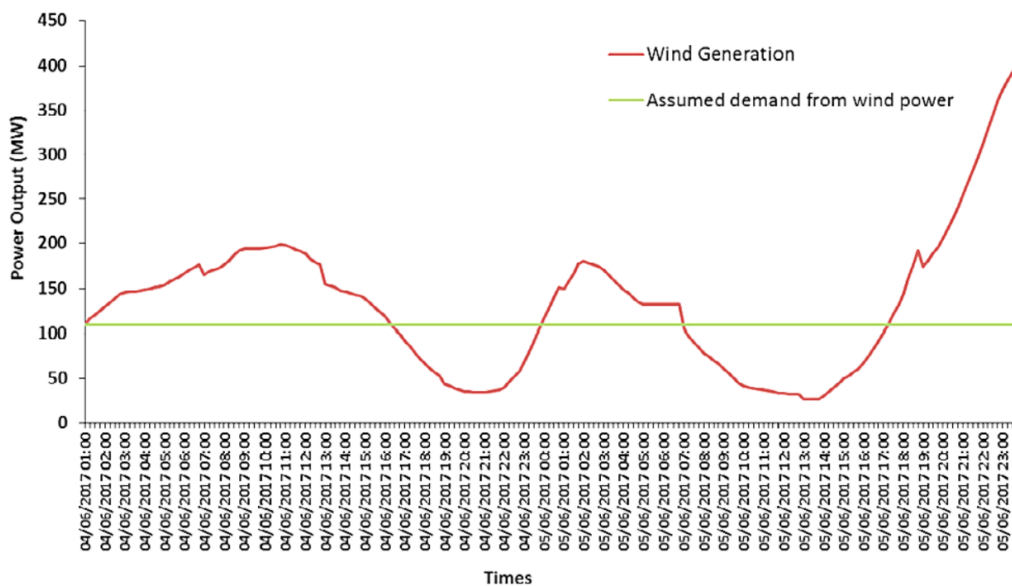







Figura 1.2 Producción de energía eólica en Irlanda del Norte durante un período de 48 h. (Meng et al., 2019)

1.4.1.2 Potencial Eólico de Ecuador

Ecuador posee áreas, en distintas zonas del país, que tienen condiciones de viento favorable para desarrollar proyectos de aprovechamiento energético. De acuerdo con el “Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica”, dicho potencial eólico – eléctrico bruto acumulado del país alcanza un valor de 1671 MW, lo que generaría una energía anual promedio de 2869 GWh a una velocidad de viento promedio anual superior a 7 m/s (MEER, 2013).

La Tabla 1.1 muestra una estimación según el Atlas Eólico del Ecuador, donde se evidencian las provincias que poseen mayor potencial eólico, a través de la estimación de la potencia instalable acumulada y energía anual generada, acorde a la velocidad del viento promedio anual y el área disponible.

Tabla 1.1. Potencial eólico-eléctrico en bruto estimado por provincia Ecuador (MEER, 2013, p. 11).

INTEGRACIÓN ACUMULADA DE LA POTENCIA INSTALABLE				
PROVINCIA	VIENTO (m/s)	ÁREA (km ²)	POTENCIA INSTALABLE (MW)	ENERGÍA ANUAL (GWh/año)
Pichincha 	>7	40.81	122.42	210.18
Chimborazo 	>7	30.6	91.8	157.62
Cañar 	>7	23.95	71.85	123.36
Azuay 	>7	98.25	294.75	506.07
Loja 	>7	293.4	880.19	1511.26

1.4.2 Tecnologías de Almacenamiento de Energía Eléctrica

Las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica consisten en la conversión de la energía eléctrica de la red, proveniente de fuentes de energía intermitentes o de baja demanda o costo de generación, en otra forma de energía que pueda almacenarse. Luego, esta puede ser convertida de nuevo en energía eléctrica cuando se necesite. Por ejemplo, la Figura 1.3 muestra la idea fundamental del empleo de este tipo de tecnologías, donde se evidencia su uso en momentos de alta demanda, alto costo de generación o cuando no se dispone de otros medios de generación eléctrica (Zobaa, 2013, p. 3).

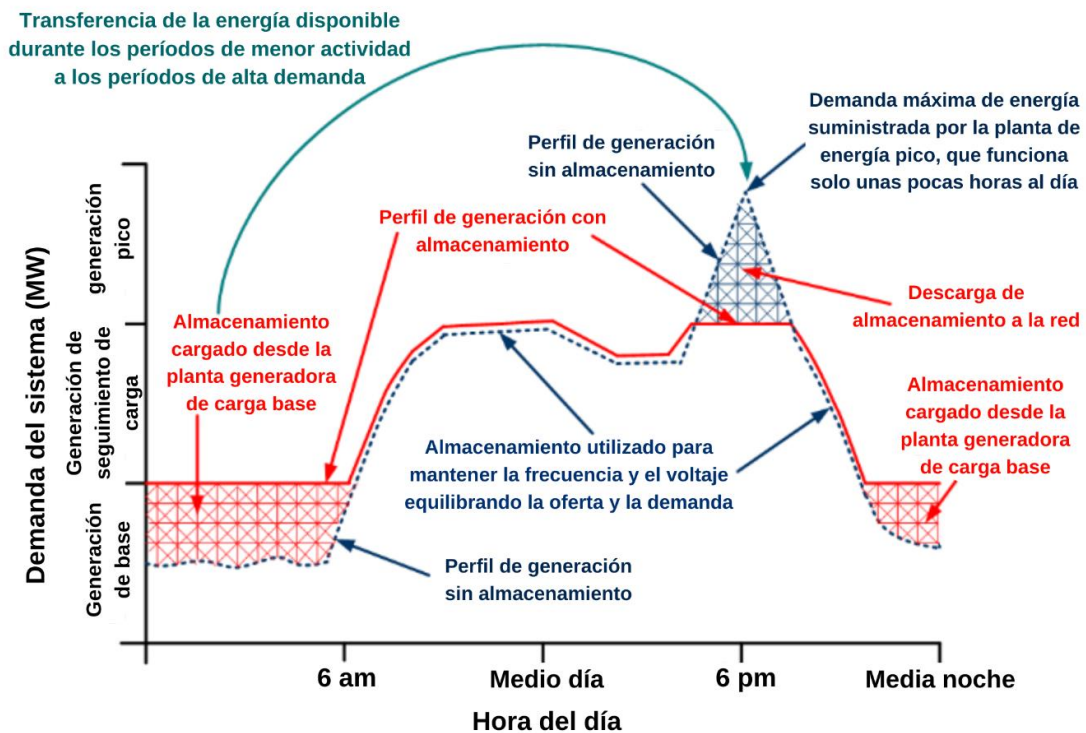


Figura 1.3. Idea fundamental del almacenamiento de energía (Zobaa, 2013, p. 3).

La demanda se satisface generalmente a partir de tres centrales: generadoras de base, generadoras de seguimiento de carga y generadoras de punta o pico. Las centrales de base generalmente logran satisfacer parte de la demanda continua de electricidad, la cual se produce a un ritmo constante y generalmente a bajo costo, trabajando a máxima capacidad.

Las generadoras de energía de seguimiento de carga ajustan la producción de energía a medida que la demanda varía durante el día. De esta forma, a medida que se incrementan más los sistemas eólicos a la red eléctrica, aumentan los requisitos y las demandas de una planta de seguimiento de carga. Esto se debe a que la variabilidad natural de viento aumenta la variabilidad de la energía generada. Finalmente, las generadoras de energía pico operan durante momentos de máxima demanda. Por ejemplo, al final de la jornada laboral incrementa drásticamente el consumo energético.

1.4.2.1 Viabilidad de sistemas de almacenamiento de energía

Un sistema de almacenamiento debe tener una estrecha relación con el tipo de aplicación (sistemas de baja potencia, conexión a la red, entre otras) y el tipo de producción (permanente, parcial, renovable) (Zobaa, 2013). En la Figura 1.4 se muestra la relación entre la energía de los tipos de aplicación de acuerdo con la escala de tecnologías de almacenamiento aplicable.

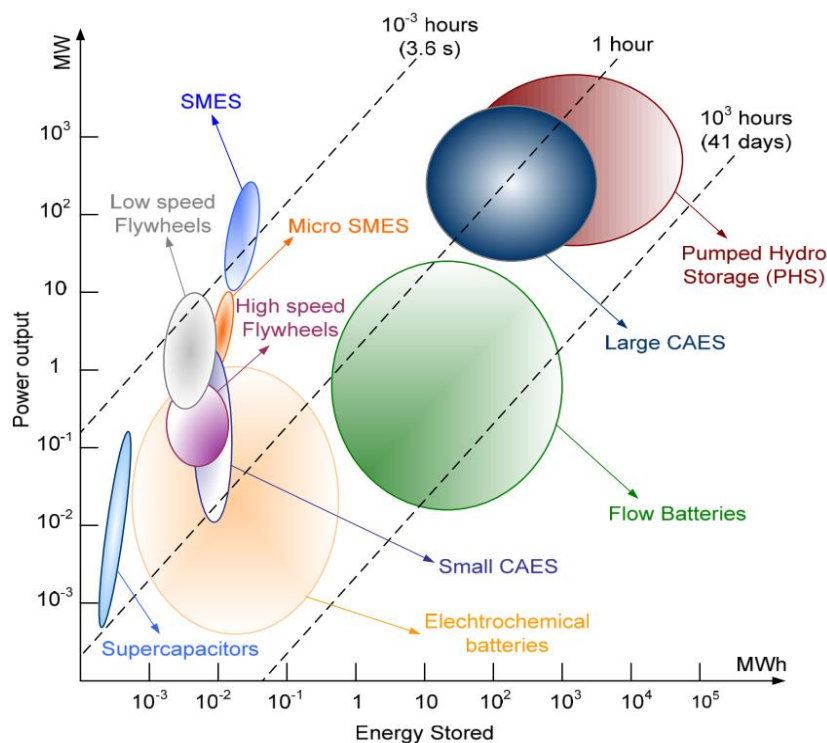


Figura 1.4. Campos de aplicación de los tipos de almacenamiento de acuerdo con la energía almacenada y la potencia total generada (Zobaa, 2013, p. 19).

1.4.2.2 Beneficios y sostenibilidad

Las tecnologías de almacenamiento de energía tienen distintas aplicaciones debido a que los siguientes argumentos (Ibrahim et al., 2008):

- Ayudan a equilibrar el perfil de carga eléctrica, aumentando la flexibilidad y estabilidad del sistema de energía renovable.
- Son capaces de disminuir los costos de generación pico.
- Permiten el cambio en la producción o consumo de energía de un tiempo determinado o lugar.

Por otro lado, el método de almacenamiento de energía a gran escala CAES brinda los siguientes beneficios:

- Permite largos períodos de almacenamiento.
- Bajo costo de mantenimiento.
- Bajo costo de capital por kilovatio comparado con otros sistemas de energía como baterías.
- No se degrada la capacidad de almacenamiento con el tiempo, como ocurre con los sistemas químicos como baterías.

1.4.2.3 Clasificación y comparación

Debido a que la energía es difícil de almacenar, se necesita recurrir a distintas formas de energía para poder almacenarla. La Tabla 1.2 muestra una clasificación de los sistemas de almacenamiento según su forma.

Tabla 1.2. Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía por su forma de almacenamiento (Zobaa, 2013, p. 21).

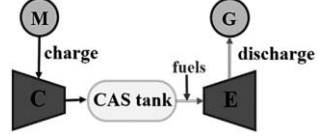
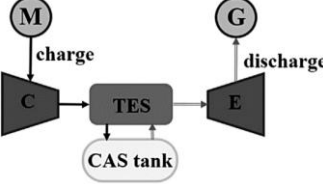
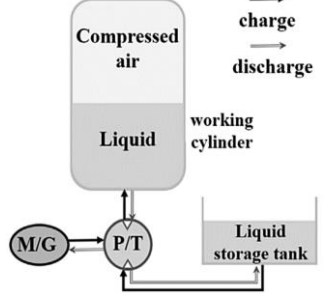
Formas de almacenamiento	Tipos de almacenamiento	Sistemas
Eléctrica	Energía electrostática.	Capacitores, supercondensadores.
	Energía magnética/corriente	Almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES)
Mecánica	Energía cinética	Almacenamiento de electricidad por bombeo de calor (PHES)
	Energía potencial	CAES.
Química	Energía electroquímica	Baterías de Pb-ácido, Ni-MH, iones de litio y baterías de flujo híbrida redox, como Zn-Br y VRFB ¹ .
	Energía química	MCFs ² y baterías de metal-aire.
	Energía termoquímica	Hidrógeno o metal solar, disociación - recombinación del amoníaco solar y disociación - recombinación del metano solar.
Térmica	Energía a baja temperatura	Almacenamiento de energía térmica del acuífero y almacenamiento de energía criogénica (ATES y CES).
	Energía a alta temperatura	Sistemas de calor sensible y sistemas de calor latente.

¹ Celdas de flujo redox de vanadio.

² Celdas de combustible de carbonato fundido

Pese a la distinta gama de tecnologías de almacenamiento, las cuales ofrecen muchas ventajas, estas presentan ciertas limitaciones respecto a la flexibilidad aplicable a los sistemas energéticos. Sin embargo, la tecnología CAES es relativamente madura, aplicable a diferentes escalas y viable económicamente (Diyoke et al., 2018). Además, varios estudios han demostrado que estos sistemas pueden lograr eficiencias de 70–80%. Aun así, las plantas en funcionamiento actuales han logrado eficiencias de ciclo de 42–54% (Al-Khoury & Bundschuh, 2014). En la Tabla 1.3 se muestran los tipos de tecnología CAES desarrolladas en la actualidad.

Tabla 1.3. Tipos de sistemas CAES acorde al método de almacenamiento de aire y empleo de calor.

Tipo de CAES	Características de funcionamiento	Esquema del sistema	Referencia
CAES diabático (D-CAES)	El aire es comprimido por medio de un tren de compresores y se almacena en un recipiente presurizado o caverna. El calor que se genera en el proceso de compresión se libera al ambiente. En la descarga, el aire se calienta y se combustiona con gas natural para aumentar la eficiencia del ciclo del acumulador de energía.		(Meng et al., 2019)
CAES adiabático (A-CAES)	Aprovecha el calor liberado durante la compresión del aire y se reutiliza en el proceso de expansión para calentar el aire comprimido almacenado. Se emplea un dispositivo de almacenamiento de energía térmica (TES) adicional, evitando el uso de fuentes de calor externas.		(Diyoke et al., 2018)
CAES isotérmico (I-CAES)	El aire es comprimido a temperatura constante, reduciéndose el trabajo de compresión y maximizando el trabajo necesario para la expansión, mediante una transferencia de calor efectiva con los alrededores del tanque de aire. La compresión y expansión isotérmica se logra mediante un pistón líquido o una bomba/turbina hidráulica. Su empleabilidad se da a pequeña-mediana escala (1-100 MW). Aún se encuentra en etapas de investigación a escala de laboratorio y no está disponible comercialmente.	<p>M—motor G—generator C—compressor E—expander P—pump T—turbine</p> 	(Hua Chen et al., 2019)

1.4.3 Sistema de Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido (CAES)

1.4.3.1 Descripción del proceso

El diseño del sistema CAES se basa en la relación entre la energía eólica generada y la demanda de la red eléctrica. Se constituye por una sección de carga, una sección de descarga y la unidad de almacenamiento de aire comprimido, como se observa en la Figura 1.5.

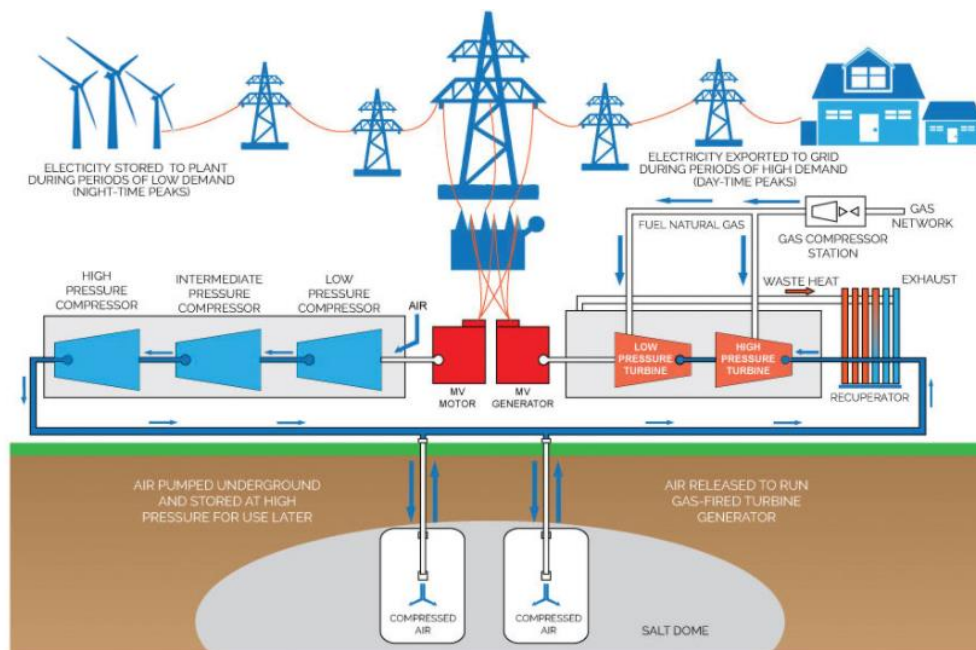


Figura 1.5 Representación del sistema CAES (Jones et al., 2019).

Cuando la producción de energía eólica es mayor que la demanda, el exceso de electricidad se utiliza para impulsar los compresores que aumentan la presión del aire en la sección de carga del sistema (Meng et al., 2019). Esta sección se integra con un sistema de refrigeración de amoníaco para recuperar el calor residual, mejorando el rendimiento y la vida útil de la planta (Meng et al., 2018a).

Posteriormente, el aire comprimido se inyecta en el sistema de almacenamiento, generalmente cavernas subterráneas. En caso de que la potencia de salida del parque eólico sea inferior a la demanda de la red, el aire comprimido almacenado se expande en turbinas para generar electricidad y equilibrar la producción de energía eólica insuficiente.

Este proceso forma parte de la sección de descarga del sistema, conformado por un precalentador de aire y reactores donde el aire se combustiona con metano antes de la expansión (Haisheng Chen et al., 2013; Luo et al., 2015; Meng et al., 2019).

1.4.3.2 Descripción de la sección de carga

Esta sección está constituida principalmente por un tren de compresores e intercambiadores de calor (*aftercoolers*). Además, debido a que el sistema de refrigeración se encuentra basado en un ciclo Rankine, esta sección cuenta con un expansor, condensador y bomba. Como se puede ver en la Figura 1.6, el fluido de trabajo en la salida del condensador es comprimido por una bomba y, para recuperar el calor residual del aire, se evapora gracias a los *aftercoolers*. Posteriormente, se expande de forma isentrópica y pasa de vapor a líquido en el condensador utilizando agua de refrigeración (Wang et al., 2013).

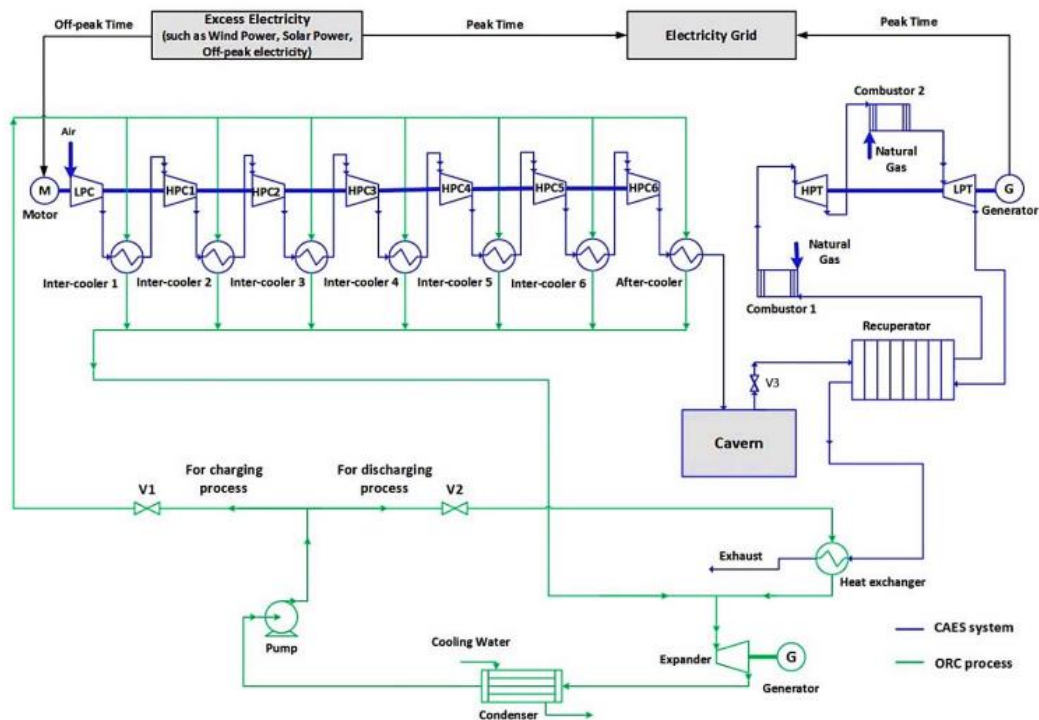


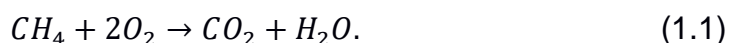
Figura 1.6 Diagrama esquemático de un sistema CAES integrado con ciclo Rankine (Meng et al., 2018b).

El tren de compresores que se utiliza en las plantas CAES son axiales de baja presión (LPC) y centrífugos de alta presión (HPC). Debido a que los compresores axiales pueden operar con amplios rangos de aumento de presión, se implementan en las primeras etapas de compresión. Por otra parte, en las últimas etapas se utilizan compresores centrífugos debido a que operan en un mayor rango de velocidad de giro, consumen menor energía y alcanzan mayores presiones al operar en serie (AIRCAV, 2018; Meng et al., 2019).

La relación de presión de ambos compresores está basada en el modelo matemático desarrollado por Briola et al. (2016), el cual puede representarse en las curvas características que se observan en la Figura 1.7 (a) y (b).

1.4.3.3 Descripción de la sección de descarga

En la sección de descarga, el aire se precalienta inicialmente mediante un recuperador, donde el intercambio de calor se produce entre el aire comprimido y los gases de combustión procedentes de las turbinas. Posteriormente, la combustión del aire con gas natural (CH_4) tiene lugar a partir de la reacción



Los productos de la reacción se encuentran a una temperatura elevada y se expanden en la primera etapa a través de turbina de alta presión (HPT) para generar electricidad (Chen et al., 2013). La HPT está diseñada según el principio de ingeniería de las turbinas de vapor, operando a temperaturas entre 500–650 °C y dentro del rango de presión de expansión requerido para el sistema CAES (43–11 bar) (Meng et al., 2019).

En la segunda etapa de expansión se utiliza una turbina de baja presión (LPT), diseñada según el principio de ingeniería de las turbinas de gas. Por ello, puede operar a caídas de presión y temperaturas elevadas de hasta 1.500 °C (Lahbabi, 2020). Las curvas características que determinan la condición de operación de ambas turbinas se observan en la Figura 1.7 (c) y (d), las cuales están basadas en el modelo matemático desarrollado por Briola et al. (2016).

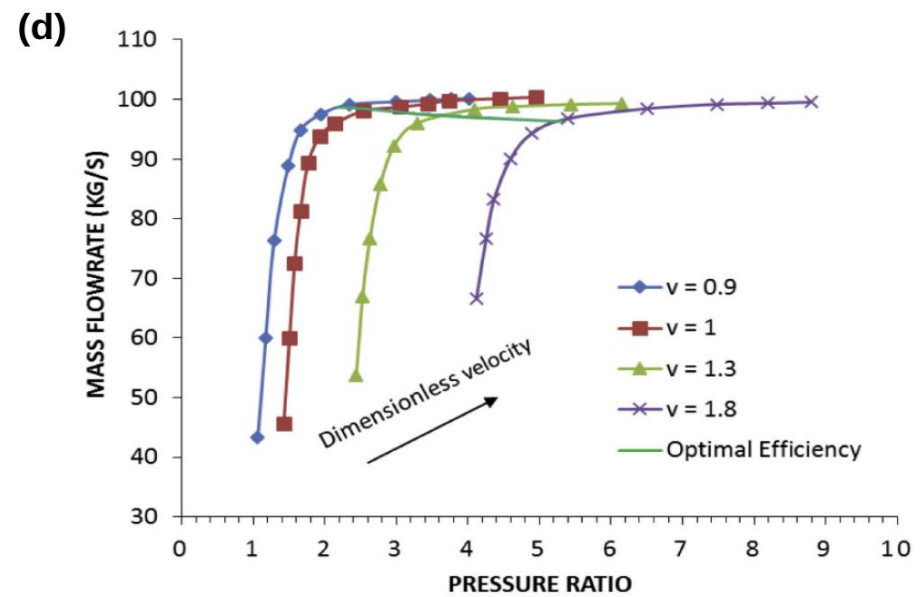
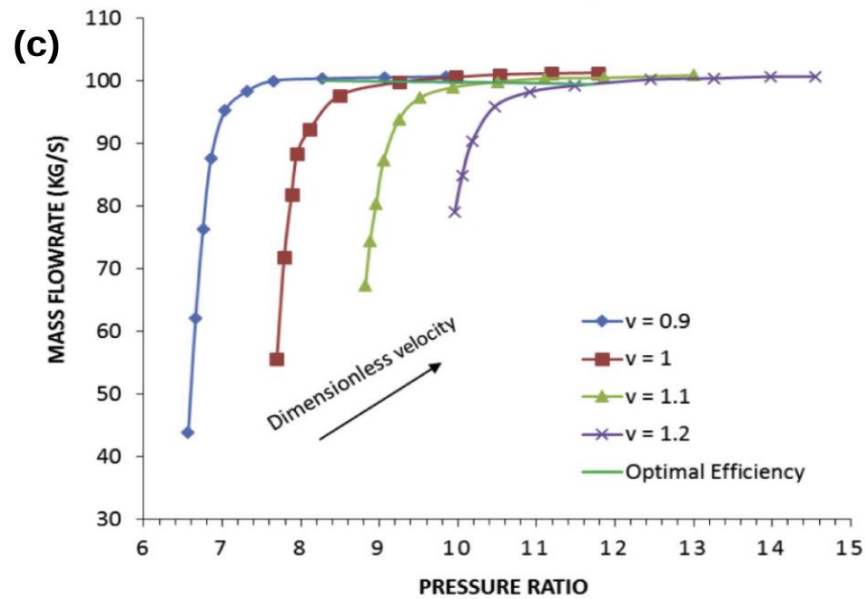
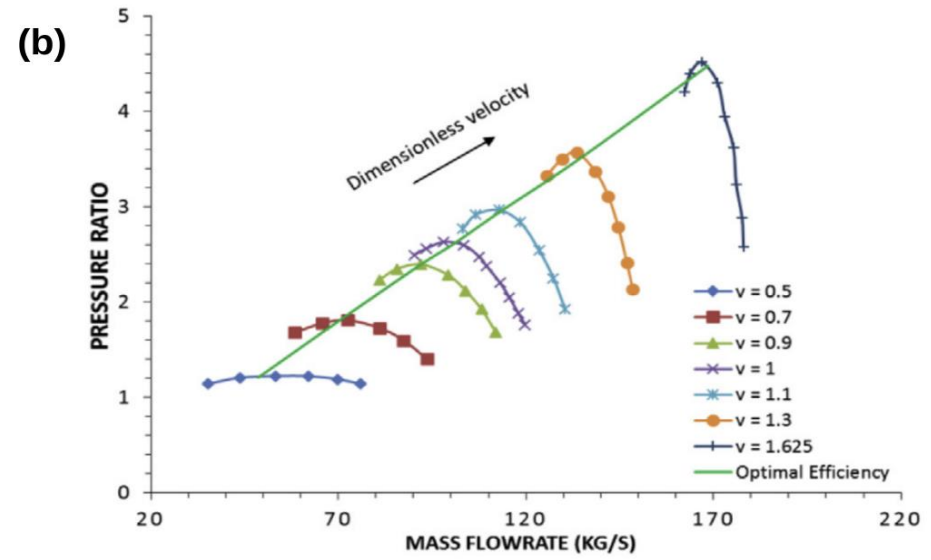
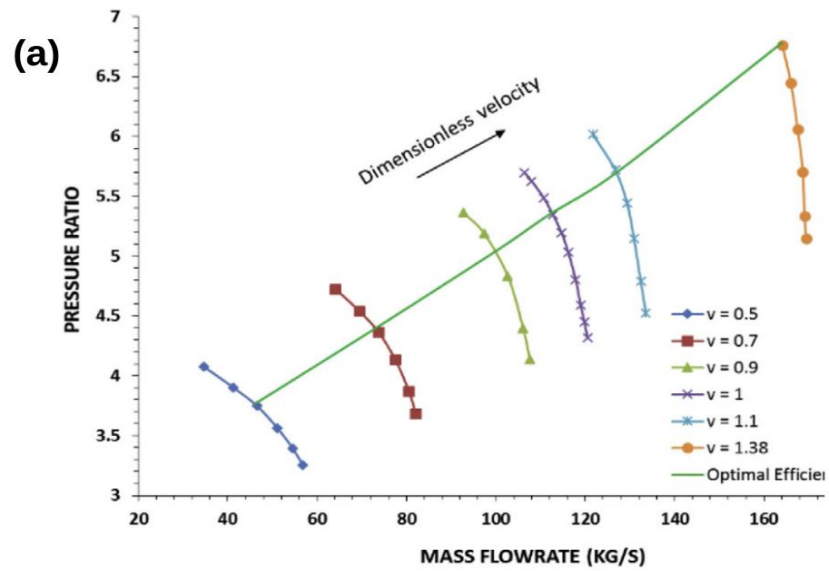


Figura 1.7. Curvas características de (a) LPC, (b) HPC, (c) LPT y (d) HPT del Sistema CAES (Meng et al., 2019).

1.4.4 Exergía

La primera y segunda ley de la termodinámica no indican que cada tipo de energía tiene asociada una calidad diferente. Por esta razón, se vuelve necesario introducir el concepto de exergía en los sistemas termodinámicos

La exergía es una propiedad extensiva que determina el potencial de aprovechamiento de la energía para producir trabajo en un sistema, cuando éste interactúa con su entorno de forma reversible, hasta alcanzar el equilibrio termodinámico. Su cálculo considera la primera y segunda ley de la termodinámica y generalmente la exergía de un sistema está constituida por la exergía física, química, cinética y potencial, despreciando los efectos magnéticos y nucleares (Bejan et al., 1996; Cengel, 2013).

A diferencia de los análisis de energía convencional, un análisis exergético considera las irreversibilidades y sentido del proceso, basándose en la segunda ley para identificar las áreas con mayor pérdida de trabajo útil. Además, relaciona las condiciones de operación con las condiciones del ambiente para promover un desarrollo sustentable de una planta de producción (Kariman et al., 2019; Omer, 2008).

El análisis de la exergía destruida puede realizarse a partir de un Pareto, el cual evidencia la tasa de exergía destruida por equipo para un diseño/sección específica. Este gráfico permite identificar en qué parte del proceso o equipo la destrucción de exergía es significativa a fin de validar un diseño propuesto o realizar mejoras al proceso (Carrero et al., 2017).

1.4.4.1 Exergía Destruida

Es la cantidad de exergía perdida en un proceso irreversible, que relaciona la exergía de los recursos que ingresan al sistema (fuel) y la exergía del producto. El cálculo de la exergía destruida depende del equipo, las condiciones de operación y la composición del flujo que ingresa o sale del sistema (Bejan, 2006; Kariman et al., 2019).

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Actualmente, están en curso proyectos como Villonaco II y III en la provincia de Loja, debido a que posee el mayor potencial eólico instalable en Ecuador. Por ello, se determinó la necesidad de implementar un sistema CAES para asegurar la fiabilidad y continuidad en la producción de energía del complejo eólico. Además, se consideró un potencial eólico estimado a partir del Atlas Eólico del Ecuador.

En tal sentido, el desarrollo de la metodología se encuentra resumido en el siguiente esquema:

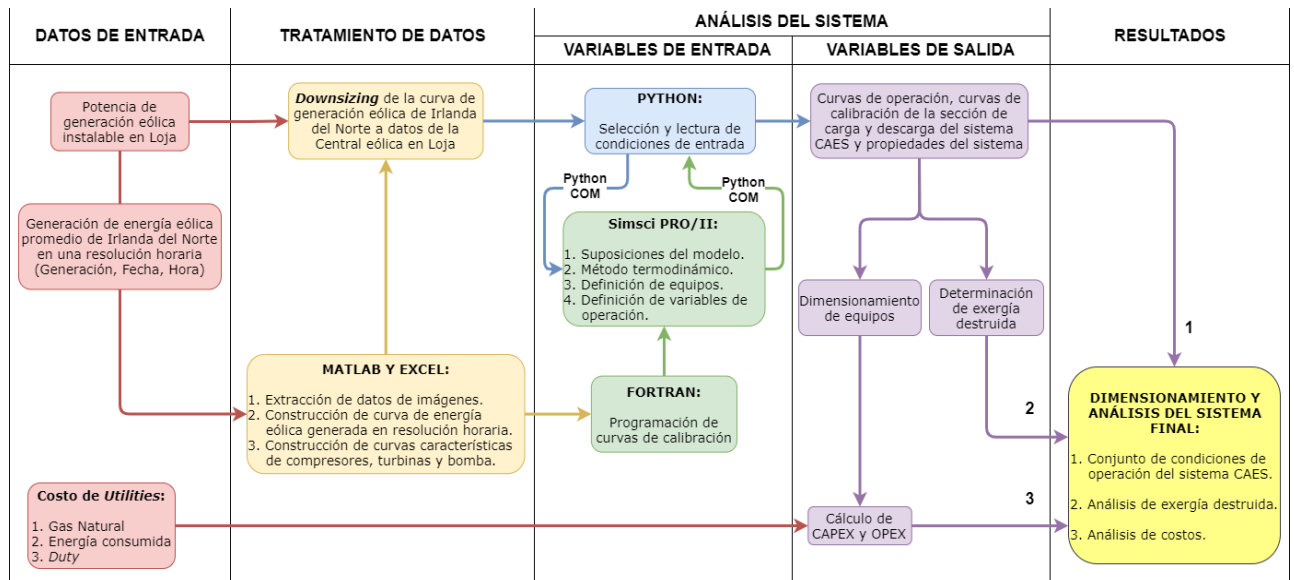


Figura 2.1. Metodología de modelado del sistema CAES.

2.1 Levantamiento de información

El diseño del sistema CAES propuesto se desarrolló a partir de las condiciones de producción de una planta de energía eólica en Irlanda del Norte, expuestas en la investigación de Meng et al., (2019), donde se visualiza la producción de energía eólica en una escala horaria durante 48 horas en los días 4 y 5 del mes de junio de 2014 (véase Figura 1.2). Por otro lado, se determinó la potencia de generación eólica instalable por provincia y se identificó que Loja posee la mayor capacidad del país, según el Atlas Eólico del Ecuador. De esta manera, se ajustaron los datos de producción de Irlanda del Norte para proponer el caso de estudio Loja – Ecuador.

2.1.1 Curva de producción de energía eólica

Las condiciones de operación de los equipos en el sistema CAES dependen principalmente de la energía producida por hora en una central eólica. Por ello, fue necesario extraer de la Figura 1.2, la cantidad de energía eólica generada durante un período de 48 horas, mediante el uso del script *Grabit* de Matlab. Este código permite cargar imágenes y calibrar la configuración de los ejes (abscisas y ordenadas). De esta manera, es posible seleccionar puntos específicos de la figura y exportarlos como valores numéricos basados en sus coordenadas, como se ilustra en el esquema del proceso de la Figura 2.2 (Jiro, 2021).

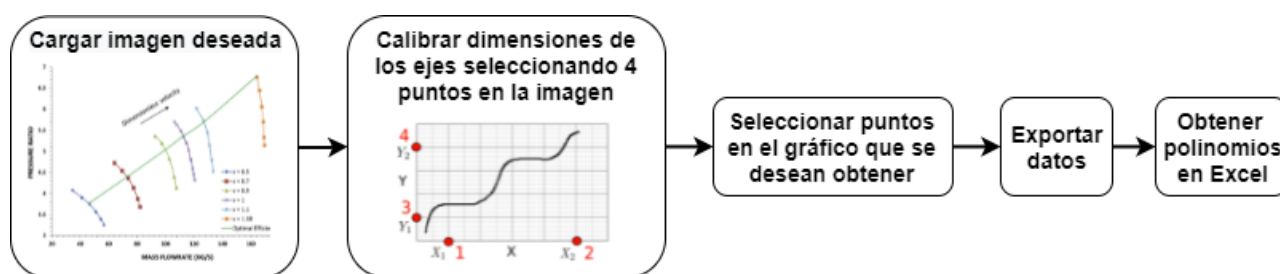


Figura 2.2. Esquema de extracción de datos de imágenes.

A continuación, los datos extraídos de la Figura 1.2 se utilizaron como base para calcular los valores de energía producida cada 15 minutos, siguiendo la ecuación de interpolación lineal

$$y_x = y_o + \frac{y_1 - y_o}{x_1 - x_o}(x - x_o). \quad (2.1)$$

Mediante un gráfico de dispersión en Excel se presentaron los datos calculados, detallados en el Apéndice A, considerando que la energía a ser suministrada a la red eléctrica es 110 MW, como lo indica el estudio de Meng et al. (2019).

2.1.2 Escalamiento y ajuste para caso de estudio en Ecuador

El Atlas eólico de Ecuador proporciona estimaciones del potencial eólico por provincia y consideran diferentes parámetros como áreas, rangos de velocidad, potencial instalable, entre otras premisas. Para este caso de estudio, se consideró que el potencial eólico instalable en la provincia de Loja es de 550.75 GWh/año, el cual está basado en los siguientes puntos:

- Un área con velocidades medias anuales del viento entre 7 y 7.5 m/s.

- Zonas que tengan una altitud menor a 3500 metros sobre el nivel de mar.
- Áreas que estén a una distancia mayor o igual a 10km de la red eléctrica y carreteras.

Haciendo la transformación del potencial año, se tiene que

$$550.75 \frac{GWh}{año} \cdot 1000 \frac{MW}{GW} \cdot \frac{1 año}{8760 h} = 62.8710 MW \cong 63 MW.$$

Lo cual implica que, para asegurar la factibilidad en la implementación de los parques eólicos mencionados, en función del potencial instalable, es necesario que el diseño del sistema CAES garantice un suministro estimado de 63 MW de energía de forma continua. Por tal motivo, se realizó el ajuste de los datos iniciales (Apéndice A), considerando un factor de corrección estimado a partir de la siguiente ecuación

$$Factor\ de\ corrección = \frac{Potencial\ eólico\ instalable}{Potencial\ eólico\ teórico}. \quad (2.2)$$

El potencial eólico teórico es la energía estimada a ser suministrada a la red eléctrica del caso de Irlanda del Norte, detallado en la Sección 2.1.1.

Posteriormente, se calcula la energía disponible para el funcionamiento de la sección de carga y descarga del sistema CAES cada 15 minutos. Para este cálculo se consideró la diferencia entre el valor estimado de la energía eólica generada por el parque eólico proyectado en la provincia de Loja y la energía estimada a suministrar a la red (63 MW).

2.2 Simulación en AVEVA SimSci PRO/II®

PRO/II®, desarrollado por AVEVA, es un simulador modular de procesos en estado estacionario que permite modelar una planta, mejorar el diseño del proceso y realizar estudios de ingeniería. Además, permite realizar cálculos rigurosos de balances de materia y energía para diferentes procesos químicos, gracias a que tiene incorporado modelos termodinámicos y varias operaciones unitarias, aplicables en todo tipo de industrias.

El modelo de un proceso se construye a partir de un software de simulación. En este caso, se utilizó PRO/II 2020 para el modelamiento del sistema CAES. Para ello, es necesario realizar una correcta especificación del modelo termodinámico y las variables del proceso para satisfacer los grados de libertad en el diseño (Jones et al., 2019).

2.2.1 Suposiciones del modelo

Para simplificar el análisis, se plantearon las siguientes suposiciones acorde al estudio de (Meng et al., 2019), entre ellas se encuentran:

- El sistema opera en estado estacionario.
- En base a los componentes y condiciones del sistema CAES, se utilizó el método termodinámico Soave–Redlich–Kwong modificado en conjunto con Peng–Robinson (SRKM01) para la simulación de propiedades del proceso.
- Se asumen eficiencias isentrópicas de compresores y turbinas de 84% y 90%, respectivamente.
- La dirección del flujo de los intercambiadores de calor es a contracorriente.
- Las caídas de presión de los combustores e intercambiadores de calor es del 2.0% y 1.5% de la presión de entrada, respectivamente.
- El flujo de metano se alimenta en una relación estequiométrica aproximada al flujo de oxígeno ingresa al sistema, de acuerdo con la tabla del Apéndice C.
- Para el funcionamiento de los combustores se utiliza metano como combustible y se asume que la reacción es completa, por lo que su conversión es igual a 1.
- Para el proceso de enfriamiento de la sección de carga, basado en un ciclo Rankine, se consideró el amoníaco como fluido refrigerante. En cuanto a los equipos, se simuló el evaporador como un intercambiador de calor, el expansor con una válvula Joule–Thompson y el condensador con un separador *flash*.
- Para el análisis de exergía, la temperatura y presión del estado del ambiente se consideraron como 293.15 K (20 °C) y 101.325 kPa, respectivamente.
- No se consideraron las transferencias de calor del sistema con el ambiente. Por lo tanto, no se desprecian la pérdida exergéticas en el proceso.
- El sistema alcanza su estado estacionario en cualquier condición de operación definida.

Por otra parte, se consideraron las heurísticas de diseño propuestas por Branan et al., 2005 para la simulación, principalmente para estimar las áreas de los HEX.

2.2.2 Condiciones de entrada

Se especificaron las siguientes condiciones de entrada:

- El flujo de aire que ingresa a cada sección tiene una composición de 21% de O₂ y 79% de N₂. En la sección de carga, el aire ingresa a 20 °C y 1.01325 bar.
- La corriente caliente a la salida de los intercambiadores de calor (HEX) en la sección de carga se estableció en 50 °C.
- La presión normal de funcionamiento de la caverna es de 43 bar a 66 bar, con una temperatura constante de 50 °C.
- En el proceso de descarga se asume que la presión del flujo de metano y aire es de 43 bar.

2.2.3 Curvas características

A continuación, se describen la obtención y determinación de las curvas características de las turbomáquinas (compresores y turbinas), las cuales definen la relación de presión a partir del flujo de entrada.

2.2.3.1 Curvas de compresores (LPC y HPC) y turbinas (LPT y HPT)

Para la determinación de estas curvas, se emplearon las gráficas de la Figura 1.7 (a) y (b), para los compresores de baja y alta presión, respectivamente. Mientras que, para las turbinas de baja y alta presión, se emplearon las gráficas (c) y (d) de la misma figura, respectivamente. Se extrae la información visual de las curvas usando el *script Grabit* en base lo descrito en la Sección 2.1.1.

A partir de estos datos, se realizó un ajuste en Excel a fin de obtener los polinomios que representan el comportamiento de cada una de estas curvas, necesarias para definir la relación de presión acorde al flujo de aire que ingresa al equipo. Cabe destacar que las ecuaciones de las curvas características están delimitadas por un rango de flujo de aire, así como las velocidades de eje de la turbomáquina (velocidad adimensional).

2.2.3.2 Programación en Fortran

Para la incorporación de las curvas características en el simulador de procesos, se empleó el módulo *Calculator* de PRO/II. Este módulo calcula las propiedades específicas o particulares de las corrientes de interés, así como la simulación de unidades de procesamiento especiales como reactores. Además, determina las condiciones operativas para otras operaciones unitarias, realizar cálculos de diseño usando información de diagramas de flujo, entre otros.

Los cálculos se realizaron empleando el lenguaje FORTRAN 77, el cual permite el uso de funciones matemáticas, ramificaciones, bucles y condicionales. Para ello, se especificaron los parámetros de acuerdo con las condiciones de operación deseadas. Luego, se escribió el código en el campo *Procedure* de la ventana principal, ingresando las ecuaciones de las curvas desarrolladas en Excel. Se consideraron los rangos de flujo másico de alimentación de cada polinomio como condicionales (Ver Apéndice D).

Por otro lado, el *Calculator* permitió configurar la división del flujo másico de refrigerante que se dirige a cada HEX y definir las condiciones de operación de los equipos acorde a las suposiciones planteadas en la Sección 2.2.1.

2.2.3.3 Curva de bomba

Se construyó una curva genérica de bomba a partir del caudal y la relación de presión del fluido de trabajo. Posteriormente, a través de Excel se obtuvo el polinomio que representa su comportamiento característico a fin de incluirlo en los calculadores, considerando la relación de presión y flujo de refrigerante (Ver Apéndice D) que se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Datos de una curva genérica de bomba.

Flujo de entrada [kg/s]	Presión de salida [bar]
100	23
250	18
380	10

2.3 Interfase de simulación pseudo–dinámica

El servidor PRO/II COM permite el acceso de la lectura y escritura a las bases de datos de la simulación en PRO/II. Para ello, se efectuó una revisión de la guía de referencia de este servidor y la interfaz de simulación Python–COM desarrollada en la investigación de Jones et al. (2019), siendo la base para la integración de la simulación en PRO/II con el entorno de cómputo científico en el ecosistema Python.

2.3.1 Interconexión Python – PRO/II

Se desarrolló una simulación inicial de la sección de carga y descarga del sistema CAES a fin de obtener las condiciones de operación para un flujo de aire específico. Sin embargo, puesto que el trabajo de las turbomáquinas del sistema CAES debe ajustarse a la curva de producción eólica del Gráfico 3.2, se implementó una interfaz de programación de aplicaciones en Python para el servidor de simulación PRO/II COM 202, con el propósito, con el propósito de simular cada sección del sistema a diferentes flujos de aire. De esta manera, la Figura 2.3 indica la estructura iterativa que se utilizó.

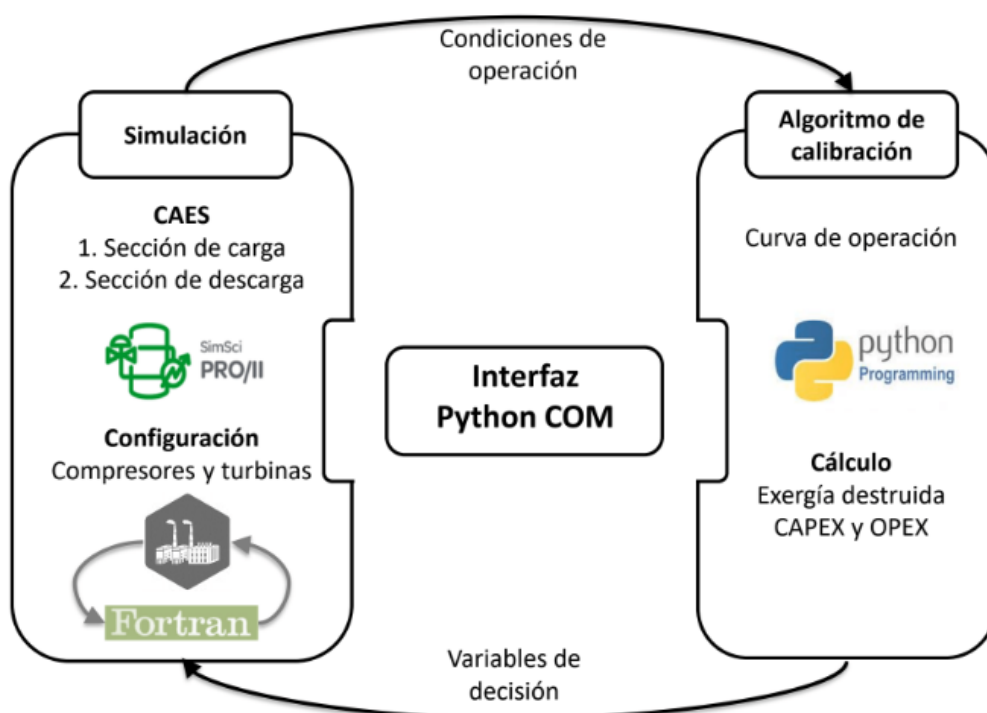


Figura 2.3. *Framework* de interconexión Python – PRO/II.

Este esquema establece que se obtiene un conjunto de condiciones de operación del sistema en función de la variación del flujo de aire alimentado en cada sección de la planta CAES. Mediante un algoritmo de calibración, se obtienen las curvas de operación que relacionan el flujo de aire (variable de decisión) y trabajo, tanto del tren de compresores como turbinas. Así también, este esquema describe la determinación de los cálculos de la exergía total destruida y costos, a partir de la condición operativa a analizar (Ver Apéndice E).

Para ello, se consideraron los objetos *Server Object*, *Database Object* y *Data Object*, los cuales permiten inicializar la interacción con el servidor, interactuar con la base de datos e interactuar con un “objeto de datos”³ específico en una simulación particular, respectivamente. Por otro lado, las iteraciones se lograron con el método *PutAttribute* del servidor PRO/II COM, siendo el flujo de aire alimentado y la relación estequiométrica de metano, las variables que se modifican y definen los resultados de cada simulación. En el Apéndice C, se describió dicha relación estequiométrica.

Cabe mencionar que dentro de la interconexión se estableció que, si el estado de la simulación es válido, la interfaz desarrollada almacena los datos extraídos de la simulación con el método *GetAttribute* del servidor PRO/II COM. Además, los datos solo se obtienen llamando correctamente a las propiedades de las corrientes y equipos, siguiendo la nomenclatura desarrollada en la guía de referencia del servidor PRO/II COM. De igual manera, se debe colocar adecuadamente el nombre que identifica a cada equipo y corriente.

2.3.2 Curvas de operación

Para obtener las curvas de operación, se ejecutó la simulación de la sección de carga y descarga a diferentes flujos de aire, de forma iterativa. Por lo tanto, se definió el rango de flujo de aire que puede alimentarse tanto en la sección de carga como descarga, a partir de las restricciones originadas por las curvas características del tren de compresores y turbinas, respectivamente. Se consideró

³ Componentes, sistemas termodinámicos, flujos y operaciones unitarias.

un tamaño de paso de 0.5 kg/s de aire en la sección de compresión y 1.5 kg/s de aire en la sección de descompresión.

2.3.3 Curvas de calibración

A partir de las curvas de operación y considerando la data del escalamiento descrito en la Sección 2.1.2, se estimó mediante interpolaciones en Python, el flujo de aire que debe ingresar a cada sección del CAES, dependiendo de la cantidad de energía disponible cada 15 minutos por el parque eólico. De esta manera, mediante la interconexión, es posible obtener una curva de calibración de flujo de aire en una resolución horaria para el sistema CAES, como se describe en la Figura 2.4.

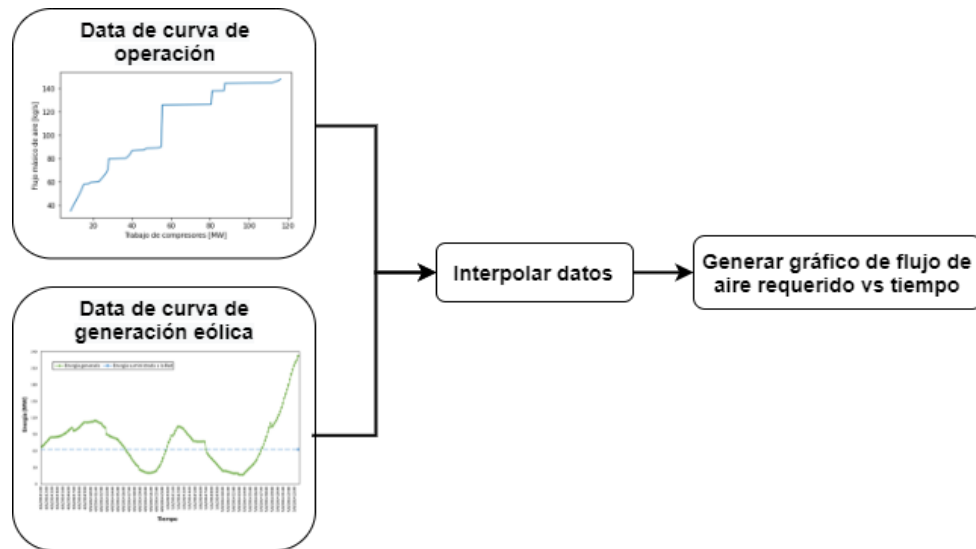


Figura 2.4. Esquema para la obtención de las curvas de calibración.

2.4 Análisis de exergía

Dentro del algoritmo se extrajeron las propiedades de cada corriente para calcular la exergía física y química en la sección de carga y descarga. Los cálculos de exergía se desarrollaron considerando las ecuaciones detalladas por Bejan et al., 1996. Además, se empleó el modelo I para la determinación de la exergía química estándar de cada compuesto.

En base a la tasa total de exergía de cada corriente, se identificó el *fuel* y el producto para los compresores, intercambiadores de calor, turbinas y combustores, con el

fin de estimar la exergía destruida por equipo y la asociada a la cada sección, de acuerdo con la siguiente ecuación

$$E_{destrucción} = E_{fuel} - E_{producto}. \quad (2.3)$$

La Tabla 2.2 muestra las ecuaciones de balance exergético empleadas en la interconexión Python–PRO/II, para determinar el fuel y producto de cada sección de la planta CAES. En el Apéndice E se detallan las ecuaciones utilizadas para la estimación de exergía destruida por equipo.

Tabla 2.2. Ecuaciones para determinar la exergía destruida por equipo o unidad.

Sección	Equipo	Fuel	Producto
Carga	C – 101	W_{C-101}	$\dot{E}x_2^{ph} - \dot{E}x_1^{ph}$
	C – 102	W_{C-102}	$\dot{E}x_4^{ph} - \dot{E}x_3^{ph}$
	C – 103	W_{C-103}	$\dot{E}x_6^{ph} - \dot{E}x_5^{ph}$
	C – 104	W_{C-104}	$\dot{E}x_8^{ph} - \dot{E}x_7^{ph}$
	E – 101	$\dot{E}x_2^{ph} - \dot{E}x_3^{ph}$	$\dot{E}x_{12}^{ph} - \dot{E}x_{11}^{ph}$
	E – 102	$\dot{E}x_4^{ph} - \dot{E}x_5^{ph}$	$\dot{E}x_{15}^{ph} - \dot{E}x_{14}^{ph}$
	E – 103	$\dot{E}x_6^{ph} - \dot{E}x_7^{ph}$	$\dot{E}x_{19}^{ph} - \dot{E}x_{18}^{ph}$
	E – 104	$\dot{E}x_8^{ph} - \dot{E}x_9^{ph}$	$\dot{E}x_{22}^{ph} - \dot{E}x_{21}^{ph}$
Descarga	E – 201	$\dot{E}x_{33}^{ph} - \dot{E}x_{34}^{ph}$	$\dot{E}x_{26}^{ph} - \dot{E}x_{25}^{ph}$
	R – 201	$\dot{E}x_{26}^{ph} + \dot{E}x_{26}^{ch} + \dot{E}x_{28}^{ph} + \dot{E}x_{28}^{ch}$	$\dot{E}x_{29}^{ph} + \dot{E}x_{29}^{ch}$
	R – 202	$\dot{E}x_{30}^{ph} + \dot{E}x_{30}^{ch} + \dot{E}x_{31}^{ph} + \dot{E}x_{31}^{ch}$	$\dot{E}x_{22}^{ph} + \dot{E}x_{22}^{ch}$
	T – 201	$\dot{E}x_{29}^{ph} - \dot{E}x_{30}^{ph}$	W_{T-101}
	T – 202	$\dot{E}x_{32}^{ph} - \dot{E}x_{33}^{ph}$	W_{T-102}

Para la sección de carga y descarga se realizó un diagrama de Pareto a fin de identificar los equipos que presentan mayores tasas de exergía destruida y analizar sus irreversibilidades. Además, se validó el diseño propuesto en este caso de estudio evaluando el efecto de la variación del flujo de aire alimentado sobre la tasa total de exergía destruida en cada sección.

2.5 Estimación de costos

La estimación de costos se clasificó en dos categorías principales: los costos de capital (CAPEX) y los costos operativos anualizados (OPEX), de tal manera que pueda analizarse su viabilidad. Además, se realizó una comparación respecto a los precios preferentes de venta de otros sistemas renovables no convencionales. De igual manera, se analizó el impacto que generan las centrales térmicas en Ecuador, de acuerdo con la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Consumo de combustible empleado en generación eléctrica. (ARCONEL, 2019; EP PETROECUADOR, 2021)

Combustible [kgal]	2018	Costo/gal	Costo total
Diésel	114,299.88	1.21879 USD/gal	USD 139,307,550.75

El CAPEX se estimó a partir de la suma del costo modular base (C_p) de los equipos del sistema, basándose en los coeficientes y las ecuaciones de diseño descritas por Turton (2012), así como el índice de costos de plantas de ingeniería química (CEPCI) en 2018. Para ello, se obtuvo de la simulación mediante Python, el parámetro de diseño a la presión operativa de cada equipo (A). De igual manera, se definió el material de construcción (MOC) y el tipo de equipo correspondiente.

Por otra parte, el OPEX se definió como el costo asociado a los insumos necesarios para operar la planta, entre ellos, el gas natural, el suministro de electricidad y el trabajo térmico requerido por el proceso ($Duty$). En la sección de descarga se consideró el costo del aire comprimido (C_{air}) como un costo de materia prima, a partir de la siguiente ecuación

$$C_{air} = \frac{TAC_{sección\ carga}}{F_{air}}, \quad (2.4)$$

donde $TAC_{sección\ carga}$ es el costo total anualizado de la sección de carga y F_{air} es el flujo de aire a comprimir por el tren de compresores (Véase Apéndice E). La Tabla 2.4 muestra los costos de utilidades y materia prima. Así también se consideraron los costos directos de manufactura, costos indirectos y gastos generales, los cuales se asumieron como el 18% del CAPEX, de acuerdo a lo descrito por Salas et al. (2021).

Tabla 2.4. Costo de utilidades y materia prima.

Utilidad/ Materia prima	Costo	Referencia
Refrigeración moderadamente baja (UC_{HEX})	4.43 USD/GJ	(Turton et al., 2012)
Electricidad eólica (UC_{ELEC})	8.33 USD/GJ	(IRENA, 2021)
Gas natural	3.16 USD/GJ	(Turton et al., 2012)

Posteriormente, se determinó el costo total anualizado (TAC) de cada sección del sistema CAES. Independientemente, se estimó el costo del aire (C_{air}) comprimido en la sección de carga y el costo nivelado de electricidad ($LCOE$) en la sección de descarga, los cuales representan el costo mínimo de venta.

Finalmente, se consideró un costo de venta competente en el mercado para definir las ganancias anuales de todo el sistema. Las ecuaciones de esta sección se describen en el Apéndice E. En la Figura 2.5 se visualiza la estructura de estimación de costos desarrollada en el proyecto para alcanzar una rentabilidad de la planta y lograr un costo de producción de electricidad que beneficie la estabilidad del sistema eólico, acorde al mercado local.

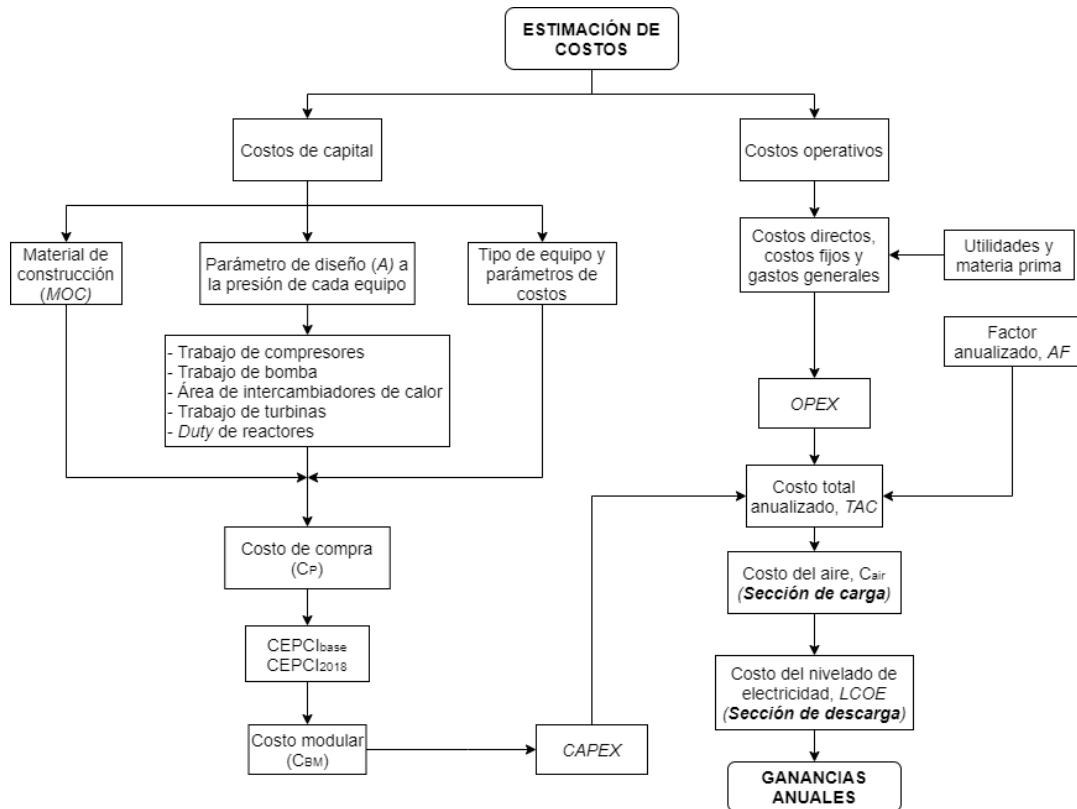


Figura 2.5. Esquema para la estimación de costos del sistema.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Resultados del levantamiento de información

En el Gráfico 3.1 se presenta la curva de producción de energía eólica para el caso de estudio de Irlanda del Norte, basada en los datos del Apéndice A.

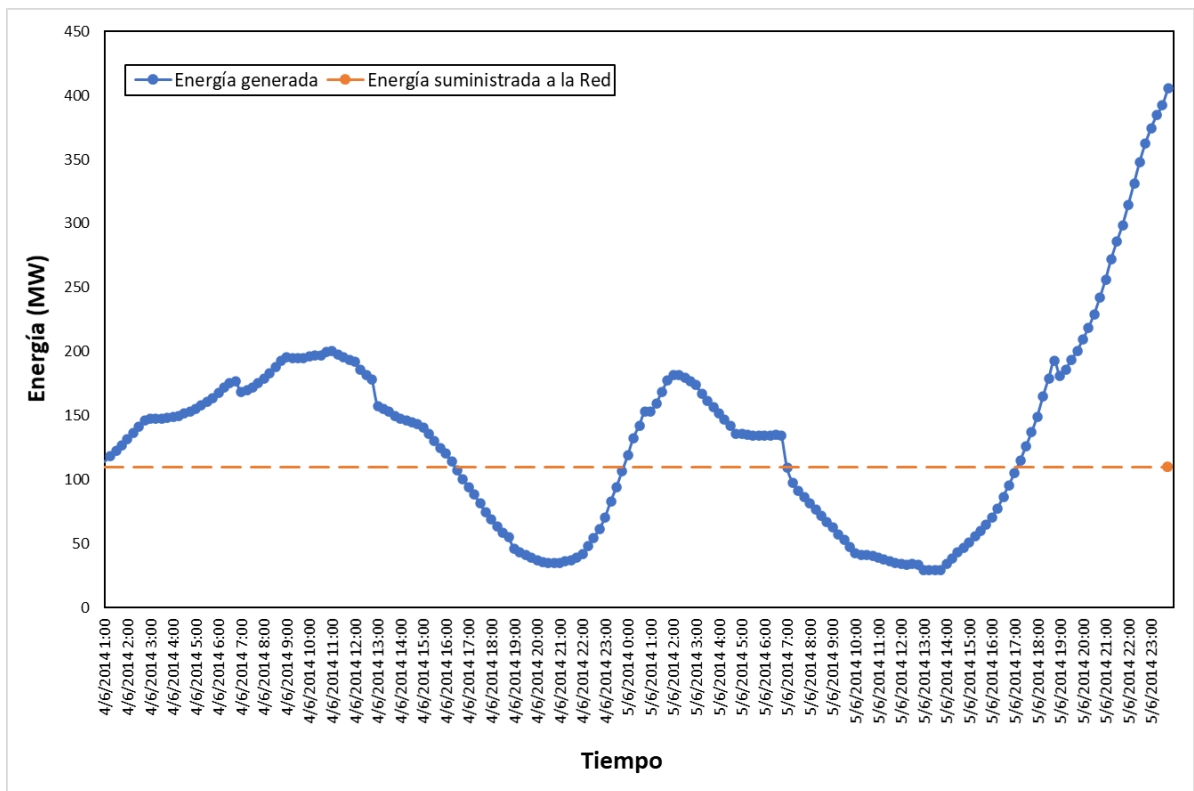


Gráfico 3.1 Producción de energía eólica durante un período de 48 horas en Irlanda del Norte.

Para este caso de estudio, basado en la implementación de centrales eólicas en Loja, el comportamiento de la energía eólica en resolución horaria está basado en el escalamiento (*downsizing*) de los datos del Gráfico 3.1. Para ello, se multiplicó los datos del Apéndice A por el factor de corrección

$$\text{Factor de corrección} = \frac{63 \text{ MW}}{110 \text{ MW}} = 0.5727.$$

De este modo, se obtienen los datos del Apéndice B, en el que se detalla la energía eólica producida, para generar el Gráfico 3.2, y la energía eólica disponible para el funcionamiento de cada sección del CAES, cada 15 minutos. Un valor positivo de energía disponible implica que existe una sobreproducción en la central eólica, por lo que el exceso de electricidad se emplea en la sección de carga para impulsar el tren de compresores. Por otro lado, cuando el valor de la energía disponible es negativo, esto implica que la energía generada por el parque eólico es inferior a la demanda. Por ende, la sección de descarga se emplea para generar energía que garantice el suministro eléctrico necesario.

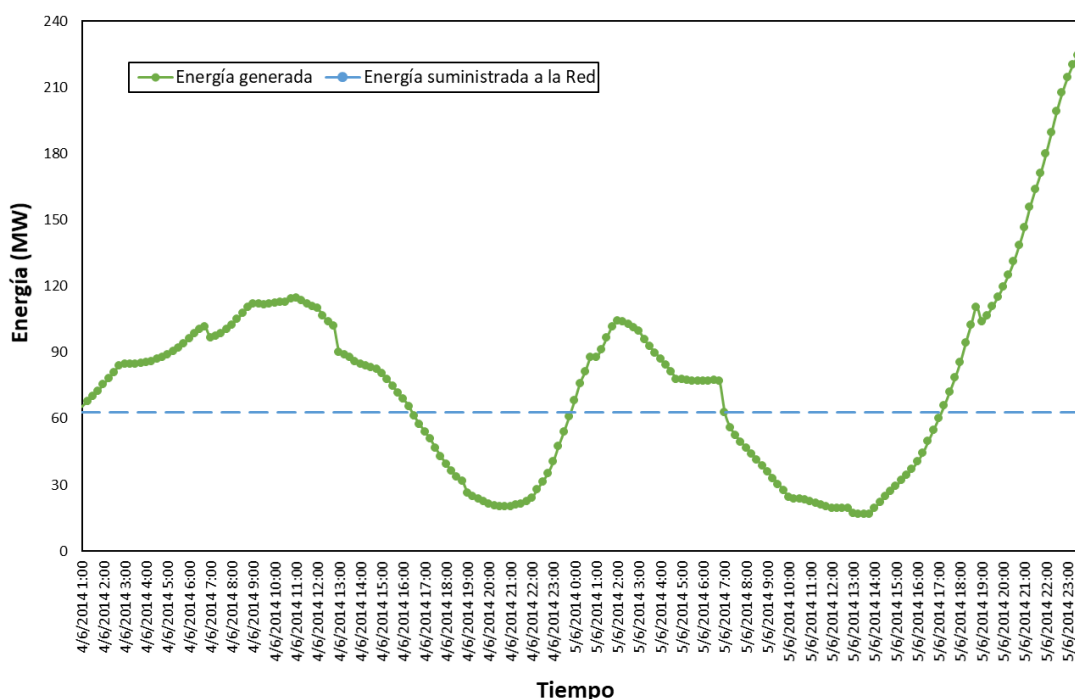


Gráfico 3.2 Producción estimada de energía eólica durante un período de 48 horas en Loja, Ecuador.

3.2 Simulaciones en AVEVA™ PRO/II™

Las simulaciones se realizaron en función del diagrama de flujo del proceso (PFD) para cada sección del sistema CAES de la Figura 3.1, que se desarrolló en base a lo descrito en la Sección 1.4.3.

C-101	E-101/2/3	C-102/3/4	E-104	JTV-101	P-101 A/B	E-201	R-201/2	C-201	C-202	CA-301
Compresor axial de baja presión	Intercambiadores de calor (<i>Intercoolers</i>)	Compresores centrífugos de alta presión	Intercambiador de calor (<i>aftercooler</i>)	Válvula Joule-Thomson	Bomba centrífuga	Recuperador	Combustores	Turbina de gas de alta presión	Turbina de gas de baja presión	Caverna

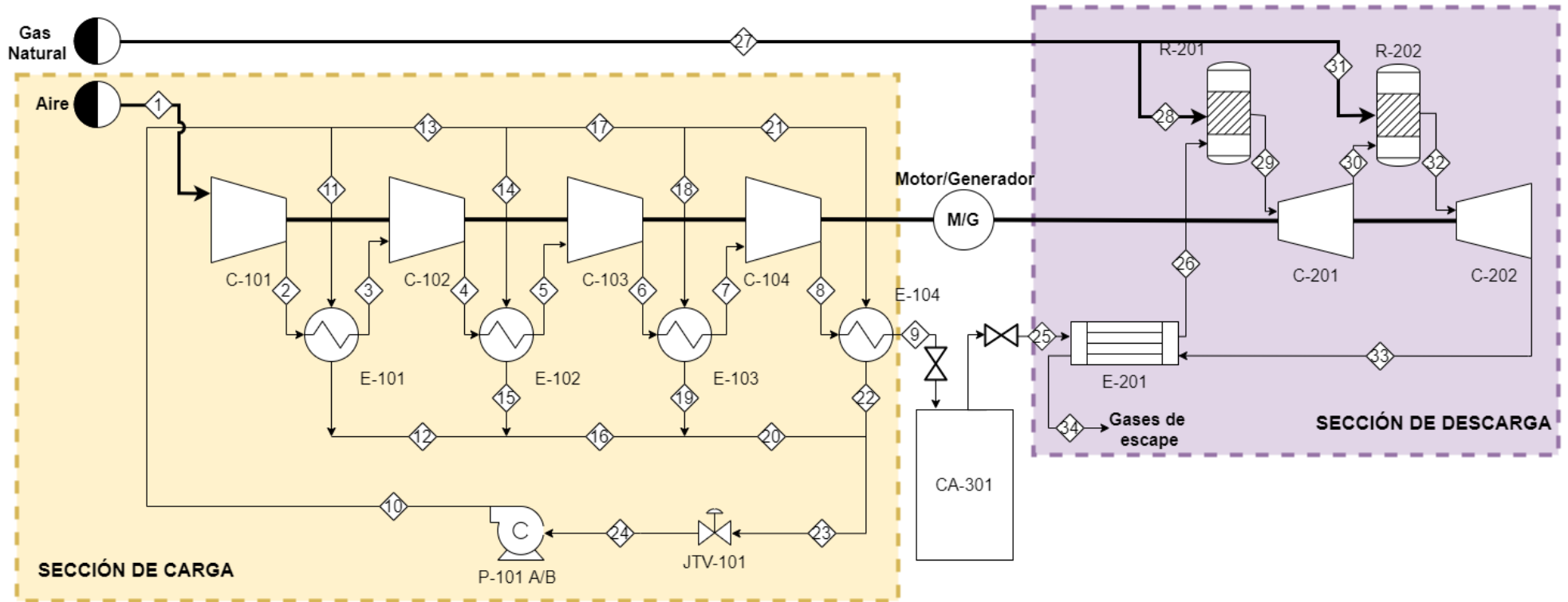


Figura 3.1. Diagrama de flujo de proceso del sistema CAES

3.2.1 Curvas características de los compresores y turbinas

Las curvas características de la turbomáquina relacionan el flujo másico de entrada (x) y la relación de presión (y) en el sistema CAES. En la Tabla 3.1 se presentan las ecuaciones de las curvas características del compresor axial de baja presión y los compresores centrífugos de alta presión.

De acuerdo con la Figura 1.7, se calcularon los valores promedio entre el flujo de aire mínimo y máximo para los compresores, y se definió un rango para las turbinas, considerando el valor más cercano a la eficiencia óptima. En el caso del compresor (LPC), se obtuvo un mayor rango de precisión que define la relación de presión a un determinado flujo de aire. En base a este valor, se extrapolaron las ecuaciones de las curvas a partir del rango de flujo de aire definido.

Tabla 3.1 Ecuaciones de las curvas características de los compresores.

Compresor	Velocidad de eje	Ecuación del polinomio (y)	Flujo entrada [kg/s]	
			Mínimo	Máximo
LPC	0.5	$-0,0009x^2 + 0,0446x + 3,5829$	33.0000	59.8333
	0.7	$-0,0023x^2 + 0,2854x - 3,995$	59.8334	86.9793
	0.9	$-0,0058x^2 + 1,0888x - 45,537$	86.9794	105.4653
	1.0	$-0,0059x^2 + 1,2529x - 60,452$	105.4654	120.8250
	1.1	$-0,0117x^2 + 2,8497x - 168,14$	120.8251	137.8949
	1.24	$-0,0203x^2 + 5,7886x - 407,29$	137.8950	157.3852
	1.38	$-0,0607x^2 + 19,94x - 1630,2$	157.3853	170.0000
HPC	0.5	$-0.000004x^3 + 0.0005x^2 - 0.0109x + 1.165$	34.0000	58.3231
	0.7	$-0,0008x^2 + 0,1103x - 2,0818$	58.3232	79.9437
	0.9	$0,0016x^2 + 0,2882x - 10,676$	79.9438	88.5697
	1.0	$-0,0019x^2 + 0,3783x - 15,939$	88.5698	102.7713
	1.1	$-0,0029x^2 + 0,6379x - 32,52$	102.7714	125.5462
	1.3	$-0,0058x^2 + 1,54x - 98,771$	125.5463	144.0318
	1.463	$-0,0082x^2 + 2,4617x - 180,73$	144.0319	162.5173
	1.625	$-0,0157x^2 + 5,2517x - 434,72$	162.5174	178.4051

Las curvas características de las turbinas de alta y baja presión se presentan en la Tabla 3.2 y 3.3, respectivamente. El rango del flujo de entrada para ambos equipos se definió considerando los valores máximos en los cuales el polinomio obtenido en Excel presenta un mejor ajuste, es decir, un valor del coeficiente de determinación (R^2) más cercano a 1.

Tabla 3.2 Ecuaciones de las curvas características de la HPT.

Flujo entrada [kg/s]		Velocidad de eje	Ecuación del polinomio (y)
Mínimo	Máximo		
42,9963	44,9601	0,9000	$0,0002x^2 - 0,0185x + 1,4988$
44,9602	52,7825	0,9000	$0,0002x^2 - 0,0185x + 1,4988$
		1,0000	$0,0002x^2 - 0,02x + 1,9259$
52,7826	66,4272	0,9000	$0,0002x^2 - 0,0185x + 1,4988$
		1,0000	$0,0002x^2 - 0,02x + 1,9259$
		1,3000	$0,00052x^2 - 0,0593x + 4,2038$
66,4273	96,0000	0,9000	$0,0002x^2 - 0,0185x + 1,4988$
		1,0000	$0,0002x^2 - 0,02x + 1,9259$
		1,3000	$0,00052x^2 - 0,0593x + 4,2038$
		1,8000	$0,001x^2 - 0,1423x + 8,9858$
96,0000	100,0000	0,9000	$0,4005x^2 - 78.243x + 3822,8$
		1,0000	$0,2148x^2 - 41,552x + 2011,7$
		1,3000	$0,85082x^2 - 165,81x + 8081,9$
		1,8000	$0,3753x^2 - 72.382x + 3494,9$

Tabla 3.3 Ecuaciones de las curvas características de la LPT.

Flujo entrada [kg/s]		Velocidad de eje	Ecuación del polinomio (y)
Mínimo	Máximo		
43.9716	54.7942	0.9000	$0.000007x^3 - 0.0013x^2 + 0.0837x + 4.764$
54.7943	66.5933	0.9000	$0.000007x^3 - 0.0013x^2 + 0.0837x + 4.764$
		1.0000	$0.00003x^3 - 0.0061x^2 + 0.4308x - 2.3671$
66.5934	78.9325	0.9000	$0.000007x^3 - 0.0013x^2 + 0.0837x + 4.764$
		1.0000	$0.00003x^3 - 0.0061x^2 + 0.4308x - 2.3671$
		1.1000	$0,0009x^2 - 0,129x + 13,486$
78.9326	98.0000	0.9000	$0.000007x^3 - 0.0013x^2 + 0.0837x + 4.764$
		1.0000	$0.00003x^3 - 0.0061x^2 + 0.4308x - 2.3671$
		1.1000	$0,0009x^2 - 0,129x + 13,486$
		1.2000	$0,0026x^2 - 0,4322x + 27,671$
98.0000	101.0000	0.9000	$1,2512x^2 - 248,04x + 12300$
		1.0000	$0,5776x^2 - 114,4x + 5673,2$
		1.1000	$0,952x^2 - 188,21x + 9312,2$
		1.2000	$0,745x^2 - 146,79x + 7241,5$

Una vez estimadas las ecuaciones, se desarrolló el código en lenguaje Fortran 77 de acuerdo con la Sección 2.2.3.2, en función de los diferentes parámetros y resultados detallados en el Apéndice D.

La Tabla 3.4. muestra el flujo másico de aire mínimo y máximo que puede alimentarse a cada sección del sistema CAES, definidos en base a los rangos de flujo de entrada de los compresores y turbinas.

Tabla 3.4 Rango de flujo de aire operativo para cada sección del sistema CAES

Sección	Flujo de aire mínimo [kg/s]	Flujo de aire máximo [kg/s]
Carga	34.0	157.0
Descarga	44.0	94.0

3.2.2 Resultados de las simulaciones la sección de carga y descarga

Se desarrollaron las simulaciones de cada sección en base a lo descrito en la Sección 2.2 y el código del Apéndice D para la configuración de los calculadores. A fin de realizar los cálculos de exergía, se incluyó en la simulación (ver Figura 3.2) las corrientes "S1_1" y "S10_1" que representan el flujo de aire y amoníaco en condiciones ambiente, respectivamente.

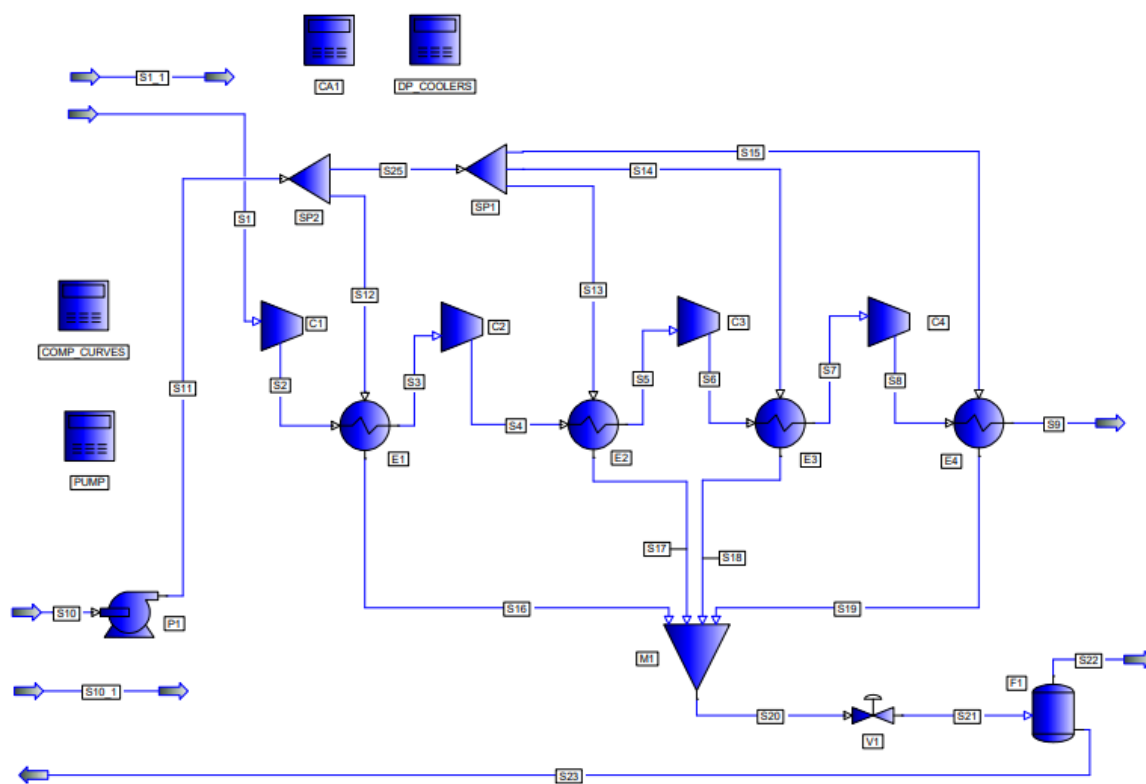


Figura 3.2 Simulación de la sección de carga.

Para la simulación de la descarga (ver Figura 3.3) se incluyó la reacción (1.1), considerando una conversión completa y alimentación estequiométrica de flujo másico de CH_4 y O_2 . Para ambas simulaciones se especificaron las caídas de presión de cada equipo mediante calculadores, considerando las suposiciones planteadas. Además, se especificó el coeficiente total de transferencia de calor (U), acorde a las heurísticas, a fin de obtener el área de cada HEX.

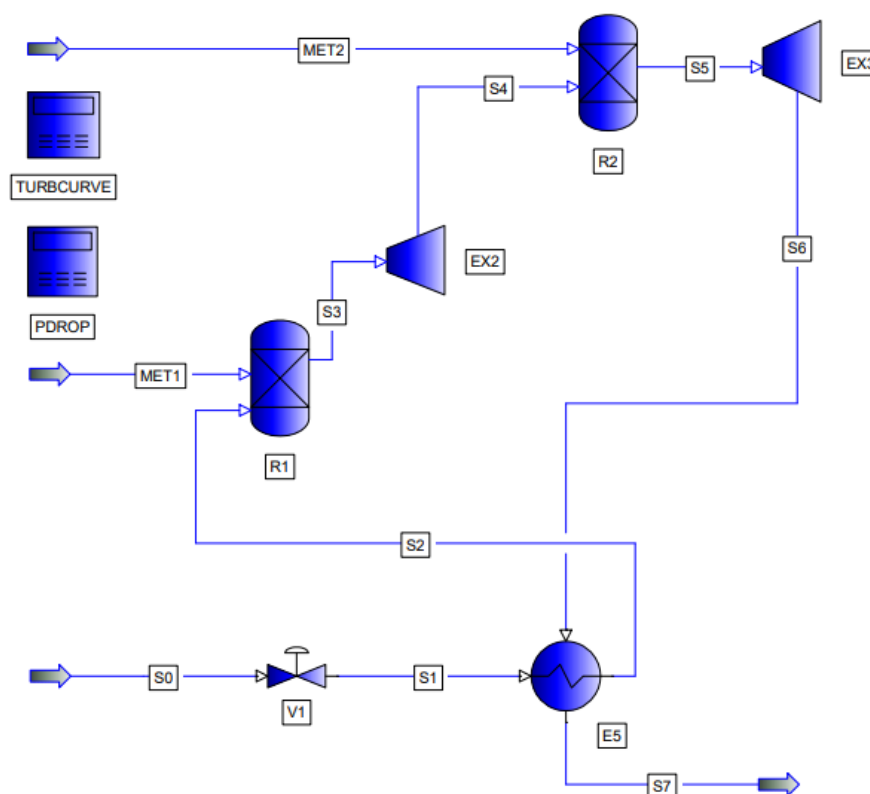


Figura 3.3 Simulación de la sección de descarga.

3.3 Interconexión Python-PRO/II

3.3.1 Curvas de operación

Las simulaciones iniciales permiten obtener las condiciones de operación de los equipos y corrientes de la sección de carga y descarga para un flujo másico de aire específico. Por ello, se desarrollaron códigos en Python para calcular el trabajo total requerido por los compresores y el producido por las turbinas, variando los flujos de aire dentro del rango establecido en la Tabla 3.4.

De esta manera, se obtiene la curva de operación de la sección carga que se ilustra en el Gráfico 3.3. Se considera una variación de 0,5 kg/s de aire. La curva de operación de la sección de carga indica la energía total disponible que puede suministrarse al tren de compresores para poder almacenar una determinada cantidad de aire a alta presión.

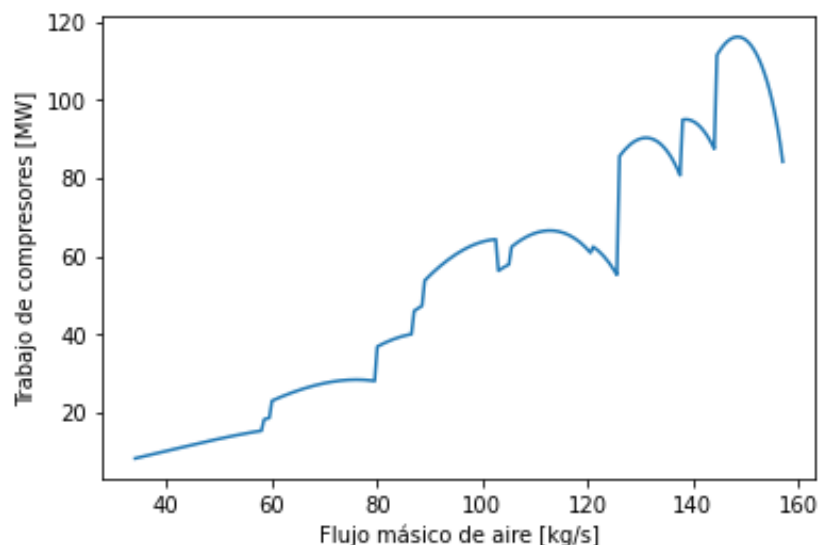


Gráfico 3.3 Curva de operación – Sección de Carga

En la sección de carga, se observan numerosos picos, lo que implica que la alimentación de distintos flujos de aire conlleva requisitos de potencia similares para los compresores. Esto se debe a la relación entre el flujo de aire y la relación de compresión, que a su vez define el trabajo de los compresores. Esta relación no es lineal, pues se basa en las curvas características obtenidas previamente.

En consecuencia, se determinó la alimentación de aire en función de la energía disponible para esta sección. Mediante interpolaciones de los datos del Gráfico 3.3, se obtuvo la curva de operación ajustada para la sección de carga, presentada en el Gráfico 3.4. Para obtener esta curva, se consideró el máximo flujo de aire que puede almacenarse con una potencia específica para el tren de compresores.

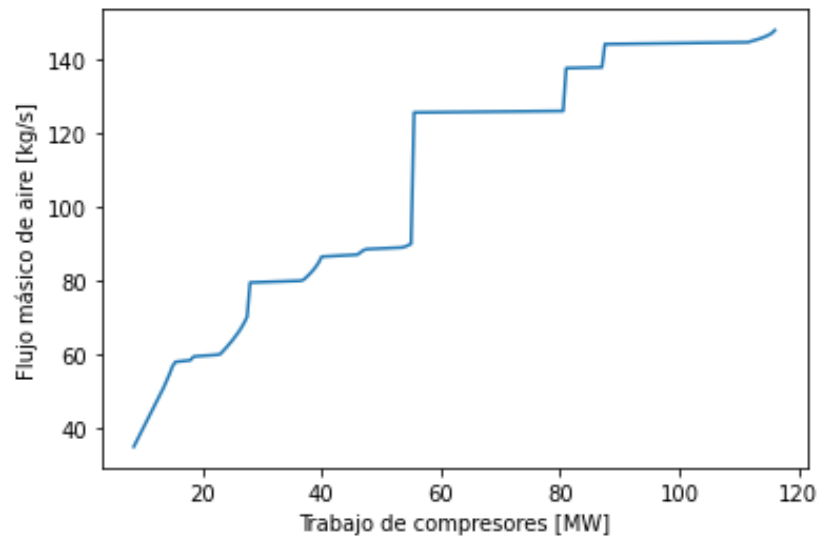


Gráfico 3.4 Curva de operación ajustada – Sección de Carga

El Gráfico 3.5 muestra la curva de operación de la sección descarga, la cual indica la energía que puede generar el tren de turbinas de gas, a partir de la combustión de un flujo másico de aire y gas natural (metano). Para este caso, se observa que la relación es altamente lineal con un ligero pico en 90 kg/s. Esto se debe a la configuración las turbinas en la simulación (HPT y LPT) está basada en las curvas características, con una velocidad del eje de 0,9. Por ende, la relación de presión y el trabajo depende de los ajustes de los equipos.

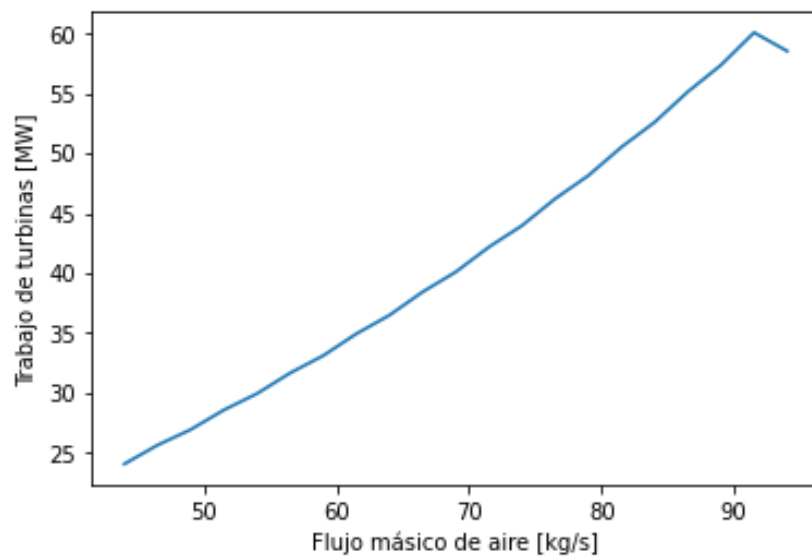


Gráfico 3.5 Curva de operación – Sección de Descarga

La Tabla 3.5 indica los rangos de potencia requerida por la sección de carga y generada por la sección de descarga, determinados a partir de las curvas de operación.

Tabla 3.5 Rango operativo de potencia requerida/generada por sección.

Sección	Potencia [MW]	
	Mínima	Máxima
Carga	8.50	116.00
Descarga	24.07	60.09

3.3.2 Curvas de calibración

El trabajo de las turbomáquinas del sistema CAES debe ajustarse a la curva de producción eólica del Gráfico 3.2, como se detalló en la Sección 2.3. Para ello, se determinó el flujo másico de aire que se debe cargar y descargar del sistema, considerando la energía disponible del parque eólico durante las primeras 24 horas, a fin de obtener las curvas de calibración de cada sección en una resolución horaria.

En el Gráfico 3.2 se observa que la sección de carga podría operar de 01h00 a 16h30 aproximadamente, ya que dentro de este rango se evidencia una sobreproducción del parque eólico. Sin embargo, considerando los valores de la Tabla 3.5 y los datos del Apéndice B, se determinó que la sección de carga puede operar únicamente de 01h45 a 15h45. Bajo la misma estrategia, se determinó que la sección de descarga podrá funcionar entre las 18h15 y las 22h45, lo que garantiza que la energía suministrada a la red durante estas horas es 63 MW.

Se consideraron estos rangos horarios y los datos del Apéndice B para calcular el flujo de aire alimentado a cada sección en un intervalo de 15 minutos (Ver Apéndice F). Posteriormente, se generaron las curvas de calibración del Gráfico 3.6 y Gráfico 3.7, que corresponden a la sección de carga y descarga del sistema CAES propuesto en este caso de estudio, respectivamente.

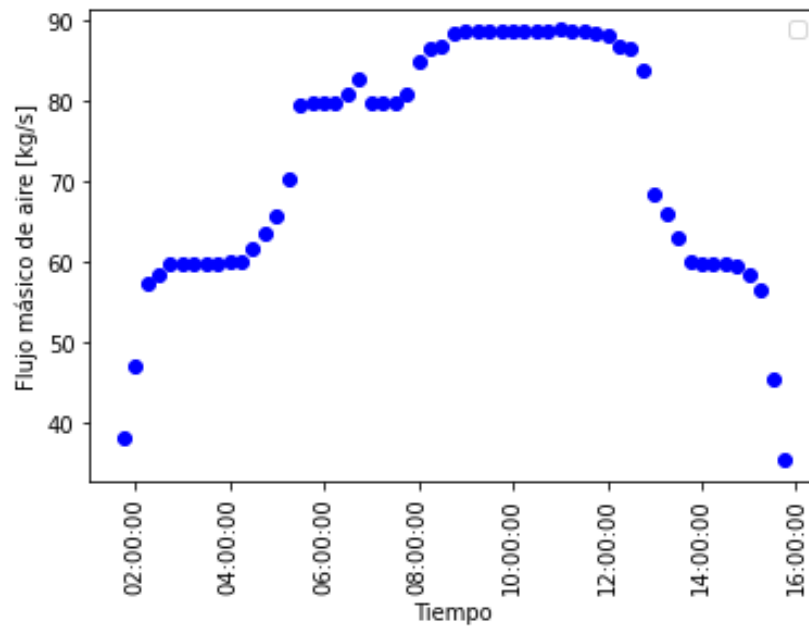


Gráfico 3.6 Curva de calibración – Sección de Carga

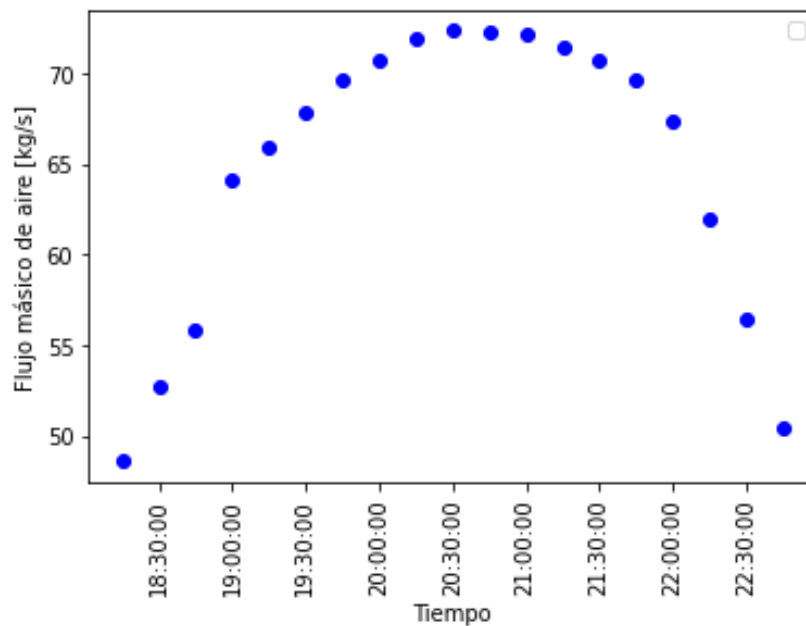


Gráfico 3.7 Curva de calibración – Sección de Carga

Durante las 14 horas de operación de la sección de carga, el flujo mínimo y máximo alimentado fue 35.4198 y 88.8474 kg/s, respectivamente. Mientras que, para la sección de descarga, el flujo de aire expandido durante las 4.5 horas de operación osciló entre 48.6007 y 72.3552 kg/s. En la Tabla 3.6 se observa un promedio del flujo de aire que se alimenta en intervalos de 15 minutos a cada sección del sistema CAES, calculado a partir de los datos del Apéndice F.

Tabla 3.6 Flujo de aire alimentado a cada sección

Sección	Flujo de aire alimentado [kg/s]			Tiempo operativo [h]
	Mínimo	Promedio	Máximo	
Carga	35.4198	72.5257	88.84.8	14
Descarga	48.6007	64.8584	72.3552	4.5

De esta forma, el Gráfico 3.8 presenta los resultados del funcionamiento del sistema CAES, en base a las curvas de calibración de la sección de carga y descarga, en un período de 24 horas. El proceso de carga puede emplear el exceso de energía eólica para almacenar aire comprimido, mientras que la sección de descarga puede abastecer el déficit de energía durante las horas especificadas en la Tabla 3.6. Sin embargo, en los rangos horarios entre las 00h00 a 01h45 y las 15h45 a 16h15, la energía producida por el complejo eólico no puede ser aprovechada por la sección de carga. Mientras que el déficit de energía producida entre las 16h30 a 18h00 y las 23h00 a 23h45 no puede ser abastecido por la sección de descarga, de acuerdo con la limitación explicada en la Tabla 3.5.

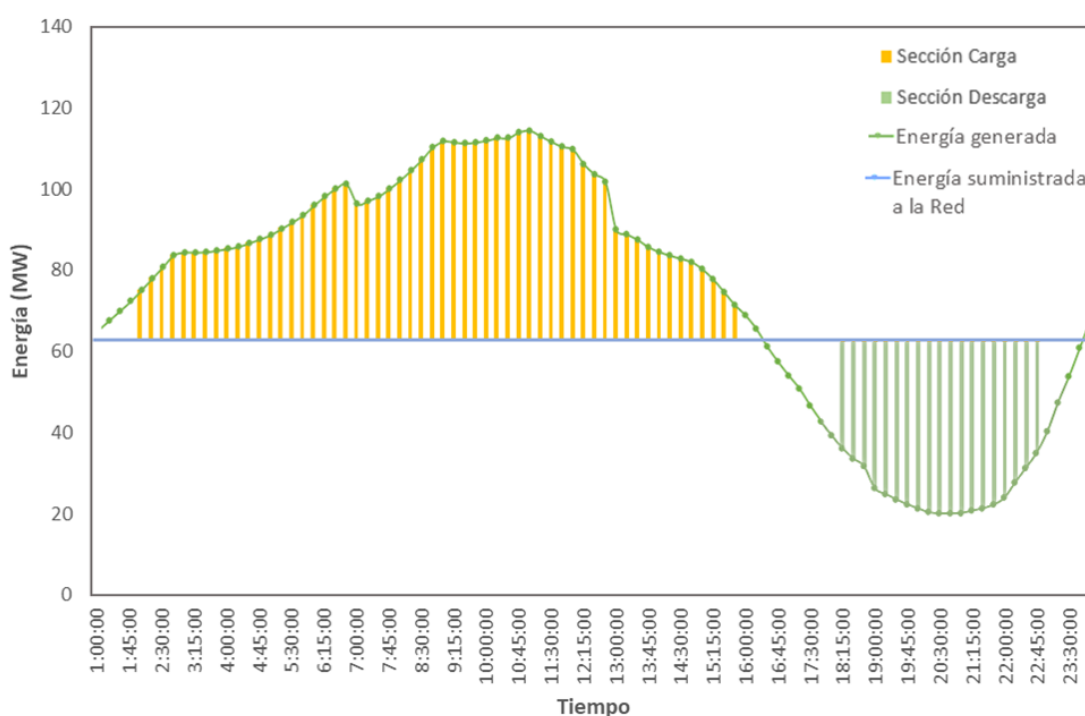


Gráfico 3.8 Aporte del sistema CAES anexo un parque eólico, para garantizar un suministro de 63 MW.

3.4 Análisis de exergía destruida

A partir de las propiedades termodinámicas como entropía y entalpía, obtenidas mediante el análisis exergético generado en PRO/II, se calculó la exergía de cada corriente en la sección de carga en base al flujo de aire promedio de la Tabla 3.6. (Ver Apéndice G). Para esta sección, se calculó la exergía total de cada corriente en Python debido a que su composición química no cambia. En el código, la exergía se calculó considerando las corrientes de referencia "S1_1" y "S10_1", que representan el flujo de aire y amoníaco en condiciones ambiente, respectivamente.

Por otro lado, la composición química de las corrientes en la sección de descarga cambia durante el proceso debido a la reacción de combustión del aire con metano. En consecuencia, las corrientes de referencia a condiciones ambiente no se consideraron en la simulación de PRO/II, de manera que la exergía por corriente no se reporta para esta sección.

Una vez identificados el fuel y producto de cada equipo, se determinó su exergía destruida, detallada en el Apéndice G. El Gráfico 3.9 muestra, en orden decreciente, la exergía destruida por los equipos para la sección de carga, con un total de exergía destruida de 7.31 MW. El 80% de la tasa total resulta del compresor de baja presión y de los cuatro intercambiadores de calor. Por otra parte, los tres HPC representan un bajo porcentaje de exergía destruida, valores que a su vez son similares pues el trabajo requerido para estas unidades depende de la relación de presión, calculada a partir de las mismas curvas características.

En el caso del LPC, la elevada tasa de exergía destruida se debe a que el flujo de aire alimentado se encuentra a condiciones ambiente. Por ello, el trabajo y los cambios bruscos de presión y temperatura en este equipo son mayores en comparación a los compresores HPC. Por otra parte, el E-101 es el equipo que presenta la mayor exergía destruida (2203.2532 kW) ya que reduce la temperatura del aire de 208.55 °C a 50.00 °C. Este cambio brusco de temperatura implica un mayor requerimiento energético del refrigerante para enfriar el flujo de aire hasta la temperatura deseada, en comparación a los E-102/3/4, quienes presentan una tasa total de exergía destruida de 1976.0968 kW.

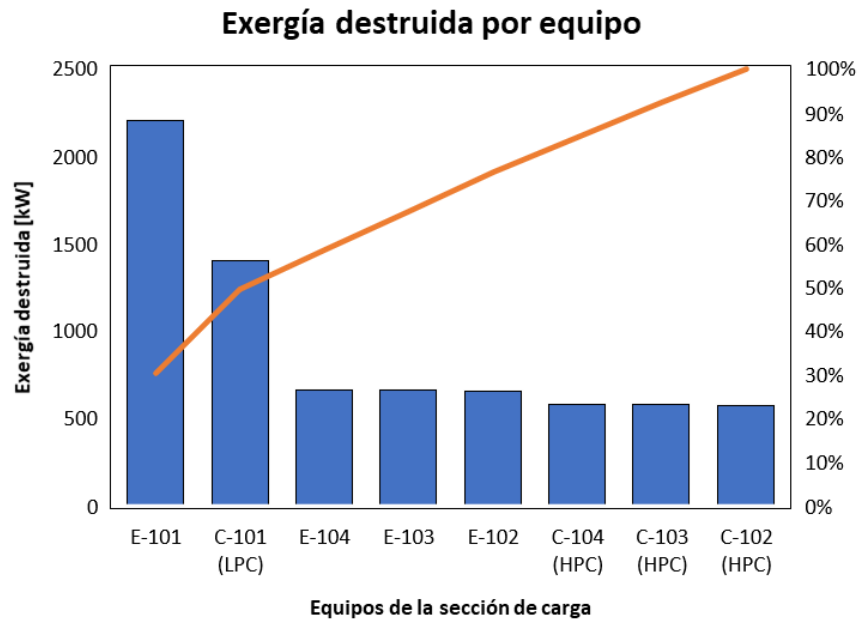


Gráfico 3.9 Comparación de exergía destruida por equipo (sección de carga).

Por otro lado, el Gráfico 3.10 muestra la exergía destruida por equipo en la sección de descarga. En esta sección, la tasa total de exergía destruida es 135.506 MW y aproximadamente el 80% de la exergía destruida se debe a los combustores. Esto se debe a que la exergía química del metano es elevada y a que su reacción de combustión tiene una conversión del 100%. En consecuencia, la exergía del fuel, calculada a partir de la exergía total de las corrientes alimentadas a cada reactor, es mucho mayor que la exergía del producto.

Referente a todo el sistema, el R-201 es el equipo que presenta la mayor tasa de exergía destruida. Por ello, para reducir el efecto de las irreversibilidades en esta unidad, se podría considerar en la simulación un modelo más preciso de cinética química de la reacción de combustión, así como aumentar la temperatura del aire alimentado al reactor. Esto implicaría mejorar las características (propiedades) del E-201 en la simulación para aumentar la transferencia de energía entre los gases de combustión y el aire, aprovechando de mejor manera las altas temperaturas de los gases que salen del sistema.

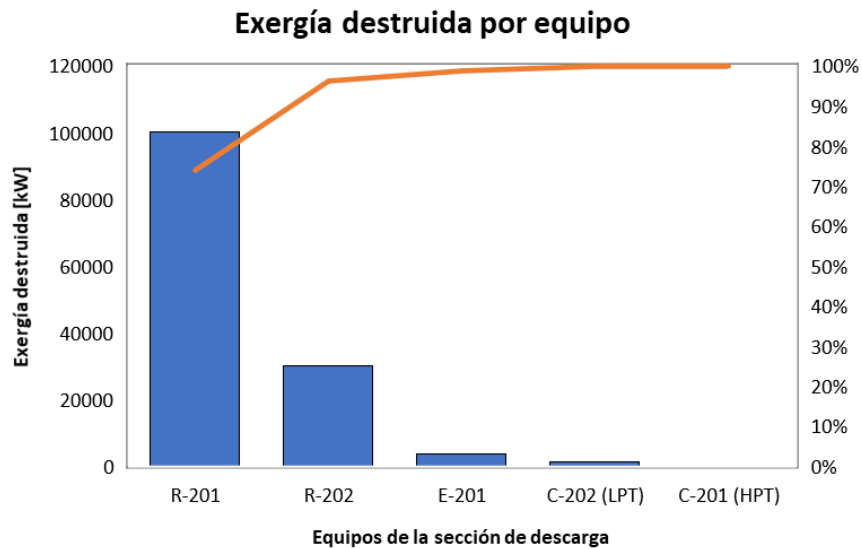


Gráfico 3.10 Comparación de exergía destruida por equipo (sección de descarga).

3.4.1 Validación del diseño propuesto

En el Gráfico 3.11 se observa que la tasa total de exergía destruida en la sección de carga presenta un aumento directamente proporcional al flujo de aire alimentado sistema, dentro del rango operativo indicado en Tabla 3.6. Esto se debe a que un aumento del flujo de aire implica mayor trabajo requerido por los compresores y mayor transferencia de energía en los intercambiadores de calor, generando mayor tasa de exergía total destruida.

Se observa que el flujo de aire utilizado para el análisis de exergía previo, el dimensionamiento de los equipos y análisis de costos se encuentra dentro de los rangos donde la exergía destruida no varía significativamente. Esto implica que, desde un punto de vista termodinámico, el diseño propuesto de la sección de carga es factible, tanto para el valor promedio como para valores dentro de los amplios rangos de flujo de aire que ingresa al sistema.

Es importante destacar que los cambios bruscos observados en el gráfico resultan del cambio en la configuración del compresor, la cual varía en función del flujo de aire suministrado al equipo y las curvas características de operación. El cambio de la configuración afecta a la relación de presión; por ende, al trabajo que requieren estos equipos.

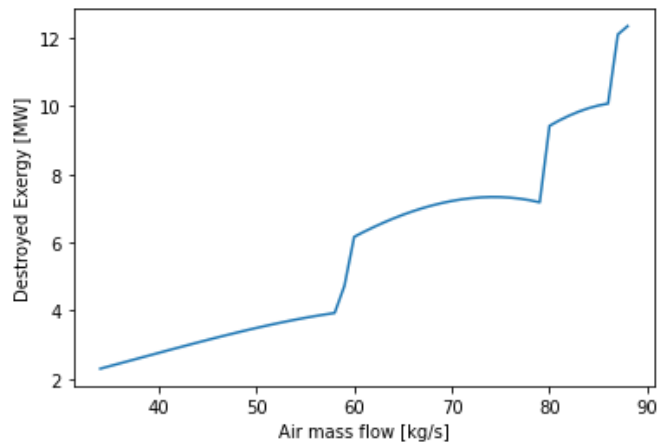


Gráfico 3.11 Variación de la tasa total exergía destruida en la sección de carga

El Gráfico 3.12, muestra una variación más significativa de la tasa total de exergía destruida en la sección de descarga que en la carga, aunque conservando la relación directamente proporcional al flujo de aire. Se observan cambios escalonados, los cuales se deben a los rangos definidos de flujo de aire que establecen cada relación estequiométrica de metano alimentado.

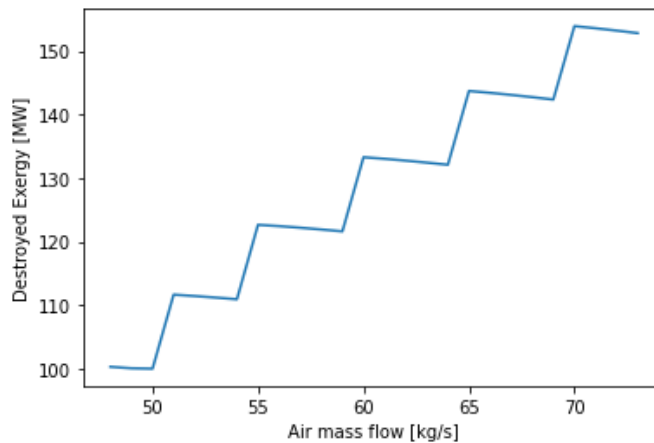


Gráfico 3.12 Variación de la tasa total exergía destruida en la sección de descarga.

Desde un punto de vista termodinámico, a pesar de que el cambio significativo de la tasa total de exergía destruida es inevitable, el diseño propuesto para la sección de descarga es factible. Esto se debe a que la planta CAES permite que el parque eólico garantice un suministro estimado de 63 MW de energía de forma continua, incluso en horas pico (horas de mayor demanda energética).

3.5 Análisis de costos

La cotización de los equipos para una condición de flujo de aire promedio a ser suministrada tanto en la sección de carga como descarga, se efectuó en base a la especificación que terminada en el dimensionamiento, empleando las ecuaciones desarrolladas por Turton et al. (2012). La Tabla 3.7 muestra los resultados globales de los costos de equipos. El Apéndice E muestra a mayor detalle las especificaciones de cada unidad.

Tabla 3.7. Costos de equipos para el diseño propuesto

Sección	Equipo	Código	Unidades	Material	Especificación	Costo total (USD)
Carga	Intercambiador de calor	E-101	4	Acero inoxidable	[553.67 - 786.51] m ²	3,289,577.72
	Compresor	C-101	4	Acero al carbono	[4671.83 - 13966.84] kW	33,871,547.73
	Bomba	P-101	1	Acero al carbono	307.32 kW	217,623.87
Descarga	Turbina	C-201	2	Acero al carbono	[2182.80 - 31154.64] kW	18,161,996.97
	Reactor	R-201	2	Acero al carbono	[23.88 - 99.63] MJ/s	32,737,168.85
	Intercambiador de calor	E-201	1	Acero al carbono	242.88 m ²	174,175.91
TOTAL						88,452,091.04

Los costos de instalación y costos de construcción por obras físicas se consideraron como el 18% de los costos de los equipos, de acuerdo con la ecuación del CAPEX (Ver Apéndice E). Por lo tanto, el costo de inversión de la planta CAES corresponde a un valor de USD 15,921,376.39.

La distribución de costos operativos anualizados y de capital global se muestra en el Gráfico 3.13, donde los altos costos de inversión están asociados al costo de los equipos y su instalación. Referente a los costos operativos, estos corresponden a los costos asociados a los insumos empleados en la planta: gas natural, electricidad requerida por los equipos (bomba), el trabajo térmico requerido por los intercambiadores de calor, el costo del aire comprimido que se obtiene de la sección de carga y otros costos (directos, indirectos y gastos generales), lo cual representó un gasto anual de USD 41,345,480.30.

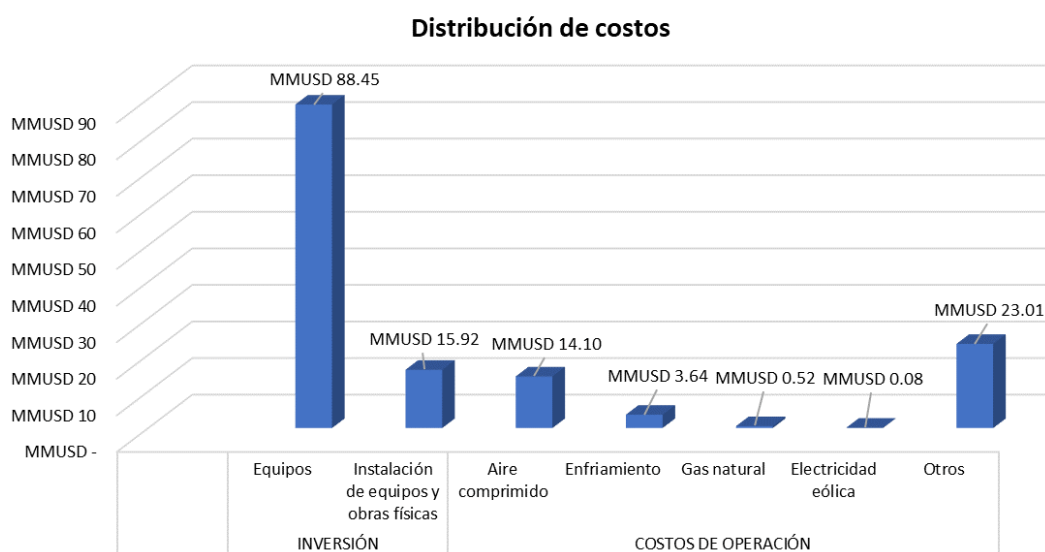


Gráfico 3.13 Tipos de costos involucrados en el sistema CAES.

Los resultados de cada sección de la planta CAES se muestran en la Tabla 3.8, evidenciando una mayor inversión tanto en costos de capital como en costos operativos anualizados, en la sección de descarga. Sus elevados costos de capital se deben a los costos de los combustores y de las turbinas de gas, así como a los costos de materias primas, no considerados en la sección de carga.

Tabla 3.8. Distribución de costos por secciones de la planta CAES.

Costos/sección	Carga	Descarga	Total
Costos operativos anualizados (USD/año)	12,517,983.84	28,827,496.46	41,345,480.30
Costos de capital (USD)	44,106,924.19	60,266,543.24	104,373,467.43
Costo total anualizado (USD/año)	15,763,448.52	33,262,014.20	49,025,462.72

Para estimar el beneficio de la planta, se determinó el costo de aire comprimido de la sección de carga, cuyo valor representó el costo de la materia prima para la generación de energía en la sección de descarga. A las condiciones de flujo de aire específico medio se obtuvo un costo de 0.689 ¢USD/kg. Esto implica un costo estimado de producción de electricidad de 11.39 ¢USD/kWh, basado en el flujo de aire específico medio de la sección de descarga. Por tanto, se determinó un costo de venta de la electricidad de 15 ¢USD/kWh, que conduce a un beneficio anual de 10,543,376.78 USD.

Es importante tener en cuenta que el diseño está limitado por las condiciones promedio de flujo de aire específico en la planta CAES. Estas condiciones operativas están basadas tanto en una generación eólica sobre-producida (carga) y requerida (descarga) de 28.02 MW y 33.34 MW, respectivamente. Por lo tanto, el costo nivelado de electricidad obtenido no varía por bloques horarios.

De acuerdo con el Gráfico 3.14, es evidente que el precio de venta del sistema CAES es competitivo en el mercado en comparación con centrales fotovoltaicas, solar termoeléctrica y corrientes marinas (ARCONEL, 2019; CONELEC, 2012). Esto es debido a que el costo de producción de electricidad a partir de estas energías renovables no convencionales, aún son costosas en el país.

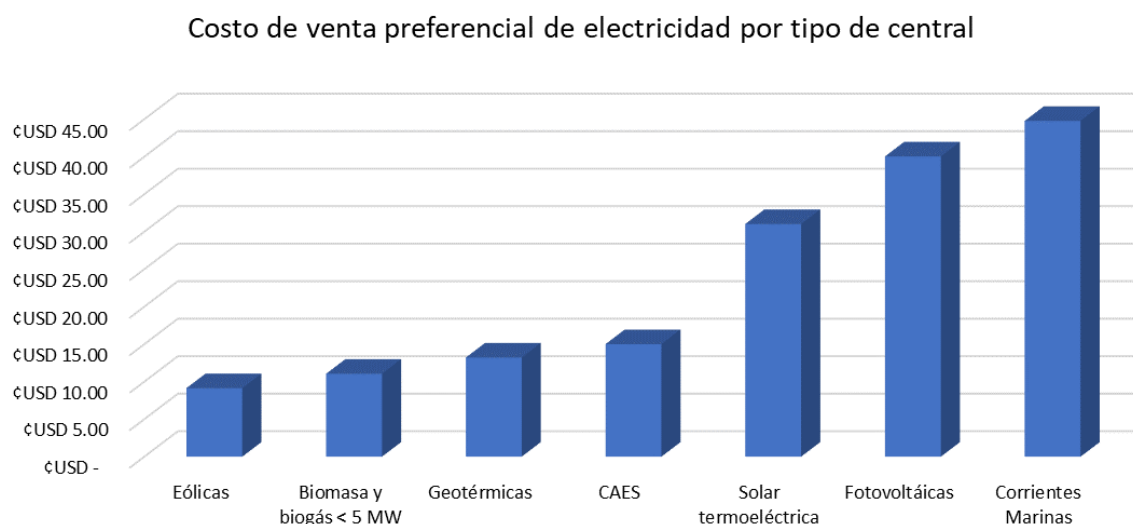


Gráfico 3.14 Costo por tipo de central renovable [¢USD/kWh].

Además, es importante tener en cuenta que el costo promedio de venta por centrales de generación de electricidad en Ecuador en 2020 es relativamente bajo, de acuerdo con la Sección 1.4.1, debido a que la base de la pirámide energética es hidroeléctrica, lo cual brinda amplias ventajas. Sin embargo, en épocas donde baja el caudal de los ríos (estiaje), se vuelve necesario compensar la base hidro con generación térmica (quema de combustible), lo que afecta el costo medio de electricidad. Por lo tanto, desde un punto de vista económico, la implementación del sistema CAES en Ecuador generaría una gran ventaja en la matriz energética y apunta a reducir el consumo de combustibles fósiles, como el diésel.

En consecuencia, se justifica que el proyecto es una estrategia de producción de energía sostenible, limpia y rentable, siendo una base para la transición energética global de los próximos años, desde los sistemas convencionales a tecnologías sustentables. Además, este marco de trabajo es aplicable para el dimensionamiento y la evaluación de casos de estudios similares.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- La intermitencia de los complejos eólicos en la provincia de Loja y el no aprovechamiento de la energía en momentos de baja demanda, conllevó al diseño conceptual de un sistema de almacenamiento por aire comprimido (CAES), integrado con un ciclo de refrigeración Rankine. De esta manera, mediante la simulación en PRO/II integrada con Python, se garantizó un suministro de electricidad continua acorde al potencial eólico instalable en estudio.
- La interconexión del simulador de procesos PRO/II con un entorno Python permitió definir las curvas que describen la operación de la sección de carga y descarga, las cuales relacionan las variables críticas del proceso, como son el flujo de aire alimentado y la energía, tanto requerida como producida por las turbomáquinas. Se obtuvo que el flujo máximo y mínimo en las que puede operar la planta CAES son de 34.0 kg/s a 157.0 kg/s, para la sección de carga, y 44.0 kg/s a 94.0 kg/s, para la sección de descarga.
- Se definieron las curvas de calibración, que indican el flujo de aire a ser cargado y descargado en cada proceso del sistema CAES, en base a la energía disponible del parque eólico en estudio, en un período de 24 horas. De esta manera, se logró un ajuste de la potencia eléctrica para alcanzar un continuo suministro estimado de 63 MW a ser transmitidos a la red, volviendo a la central eólica energéticamente eficiente, fiable y sostenible. Para ello, fue imprescindible la integración de diferentes softwares como Excel, MATLAB y PRO/II con un entorno de cómputo científico Python.
- Se validó el diseño desde un punto de vista termodinámico, mediante un análisis de exergía. Se identificaron los equipos que presentan mayores tasas de exergía destruida, lo que permitió analizar las irreversibilidades del sistema y su impacto en el proceso. Además, acorde al requerimiento energético del parque eólico en estudio, la estimación de la tasa de exergía destruida a diferentes flujos de aire

indicó que el diseño puede funcionar en un rango operativo limitado, garantizando un estimado de energía de forma continua con tasas de exergía destruidas poco significativas.

- El sistema CAES permitió aprovechar una potencia eólica sobre-producida de 28 MW, para generar los 33 MW que son requeridos para compensar la producción demandada en horas pico, generando ganancias anuales de 10.54 MMUSD, a un costo de venta de 15 ¢USD/kWh, el cual es competitivo respecto a otro tipo de fuentes renovables no convencionales, como las fotovoltaicas, corrientes marinas o solar termoeléctricas.
- El presente marco de trabajo (*framework*), así como el algoritmo de calibración es aplicable para el dimensionamiento y evaluación de casos de estudios similares. Por lo tanto, es posible ofrecer la metodología desarrollada a sistemas con diferentes dimensiones/magnitudes energéticas, e incluso pueden ser aplicados en otros tipos de energías renovables.

4.2 Recomendaciones

- Al desarrollar la interconexión entre Python y PRO/II, es necesario validar que los valores extraídos de la simulación y sus unidades sean correctos. De igual manera, se recomienda validar en paralelo los resultados obtenidos al realizar la variación de las variables de decisión en Python, para obtener las curvas de calibración u operación.
- Se recomienda automatizar los diferentes procesos de ajuste de parámetros como flujos, temperaturas, presiones, entre otros; a través de la implementación de un sistema de control. De esta manera, con la presencia de perturbaciones, el sistema se mantiene operando en estado estacionario.
- Se recomienda analizar a profundidad la dinámica del diseño propuesto a fin de implementar de distintos sistemas de control que reduzcan las perturbaciones de

manera eficiente, así como garantizar estabilidad, optimizar el rendimiento económico y energético del proceso.

- Para una evaluación y validación del diseño propuesto más precisa, se recomienda calcular las pérdidas exergéticas para cada equipo. De igual manera, mejorar la tabla de referencia que relaciona la variación del flujo de aire con la alimentación de metano a los reactores, la cual se incluye en el código en Python y se detalla en el Apéndice C. Esto implicaría reducir de la amplitud de los rangos de flujo de aire, lo que aumenta la cantidad de puntos, la precisión de los cálculos y garantiza la alimentación estequiométrica de CH_4 y O_2 en la simulación.
- Simular el equipo E-201 con un intercambiador de calor riguroso en PRO/II. Esto permitirá definir más características del equipo de forma en que se pueda aprovechar de mejor manera las temperaturas elevadas de los gases de combustión que salen del sistema. Además, incluir en la simulación un modelo más preciso de la cinética química de la combustión del aire con metano, a fin de que el cálculo de la tasa exergía destruida para los combustores se aproxime a la realidad.
- Plantear una propuesta de mejora del diseño del sistema en base las irreversibilidades identificadas, principalmente en los equipos como R-201/2, los cuales implican elevadas tasas de exergía destruida. Esto permitirá aumentar la eficiencia de los equipos, así como reducir costos, el impacto ambiental y las emisiones de gases de combustión.
- Validar del diseño propuesto y su rentabilidad en base a distintos indicadores, como evaluación del ciclo de vida (*Life Cycle Assessment, LCA*), valor actual neto, periodo de retorno de capital, tasa de retorno o tasa mínima aceptable de rendimiento. Esto implicaría analizar en conjunto el sistema CAES y el complejo eólico.
- Para evaluar el posible impacto del sistema CAES al medio ambiente, se recomienda estimar las emisiones de gases de efecto invernadero mediante un enfoque de análisis del ciclo de vida. De igual manera, considerar indicadores de

sostenibilidad, así como el efecto sobre la fauna, la flora y los asentamientos humanos luego de la implementación de la planta.

- Incluir un análisis de las consideraciones de seguridad del proceso para la evaluación de los riesgos asociados, así como para reducir de los costes de capital y operación. Para ello, se recomienda evaluar los principios de seguridad inherentes (*Inherent Safety*) mediante métricas como el índice de ruta del proceso (PRI) o el índice de flujo del proceso (PSI), los cuales dependen de parámetros de la corriente, como la inflamabilidad, la temperatura, la presión y la densidad.
- Estudiar y comparar el efecto de diferentes refrigerantes en el ciclo de refrigeración para determinar el más adecuado en la recuperación del calor residual de los intercambiadores de calor del sistema CAES.
- Analizar la localización más conveniente de la planta CAES considerando las limitaciones presentadas, así como el potencial eólico aprovechable y la disponibilidad de accidentes naturales en Ecuador (pozos petroleros, cavernas rocosas u otras formaciones subterráneas) para el almacenamiento de aire comprimido.

BIBLIOGRAFÍA

- AIRCAV. (2018, January). *Compressor Section - Generic Information*. <http://www.aircav.com/gencompr.html>
- Al-Khoury, R., & Bundschuh, J. (2014). *Computational Models for CO2 Geo-sequestration & Compressed Air Energy Storage*. CRC Press/Balkema.
- ARCERNNR. (2021). *Rendición de cuentas – 2020 Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables*. <https://controlrecursosyenergia.gob.ec/rendicion-de-cuentas-2020-agencia-de-regulacion-y-control-de-energia-y-recursos-naturales-no-renovables/>
- ARCONEL. (2019). *Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. 16(l).
- ARCONEL. (2021). *Panorama eléctrico*. 42. <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/plan-maestro-de-electricacion-2013-2022/>
- Bejan, A. (2006). *Advanced engineering thermodynamics* (John Wiley & Sons (ed.); 3rd ed.).
- Bejan, A., Tsatsaronis, G., & Moran, M. (1996). *Thermal Design & Optimization* (p. 542).
- Branan, C. R. (2005). Rules of Thumb for Chemical Engineers. In *Rules of Thumb for Chemical Engineers*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7856-8.X5000-2>
- Briola, S., Di Marco, P., Gabrielli, R., & Riccardi, J. (2016). A novel mathematical model for the performance assessment of diabatic compressed air energy storage systems including the turbomachinery characteristic curves. *Applied Energy*, 178, 758–772. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.091>
- Carrero, M. M., De Paepe, W., Bram, S., & Contino, F. (2017). Thermodynamic analysis of water injection in a micro gas turbine: Sankey and Grassmann Diagrams. *Energy Procedia*, 105, 1414–1419. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.527>
- CELEC EP - GENSUR. (2020). *Rendición Pública De Cuentas 2020*. https://www.celec.gob.ec/gensur/images/cuentas/Rendicion_Cuentas_2020.pdf
- Cengel, Y. (2013). Termodinámica, séptima edición. *Journal of Chemical Information and Modeling*.
- Chen, Haisheng, Zhang, X., Liu, J., & Tan, C. (2013). Compressed Air Energy Storage Turbo-Machinery. *American Society of Mechanical Engineers (Paper)*, 78-GT-97. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.5772/52221>
- Chen, Hua, Peng, Y., Wang, Y., & Zhang, J. (2019). Thermodynamic analysis of an open type isothermal compressed air energy storage system based on hydraulic pump/turbine and spray cooling. *Energy Conversion and Management*. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112293>
- CONELEC. (2012). *Regulación No.CONELEC-004/11*.

- de Almeida, E., Gutiérrez, A., & Camargo, S. (2020). Pronóstico de energía eólica en Uruguay para horizontes temporales de corto plazo en base a modelo numérico de mesoescala y redes neuronales artificiales. *ENERLAC*, *IV*, 32–43.
- Dincer, I. (2011). Exergy as a potential tool for sustainable drying systems. *Sustainable Cities and Society*, *1*(2), 91–96. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2011.04.001>
- Diyoke, C., Aneke, M., Wang, M., & Wu, C. (2018). Techno-economic analysis of wind power integrated with both compressed air energy storage (CAES) and biomass gasification energy storage (BGES) for power generation. *RSC Advances*, *8*(39), 22004–22022. <https://doi.org/10.1039/c8ra03128b>
- EP PETROECUADOR. (2021). *Resolución N°3184 DEL SRI*.
- Ibrahim, H., Ilinca, A., & Perron, J. (2008). Energy storage systems-Characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *12*(5), 1221–1250. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.01.023>
- IRENA. (n.d.). *Wind energy*. Retrieved June 10, 2021, from <https://www.irena.org/wind>
- IRENA. (2021). Renewable Power Generation Costs in 2020. In *International Renewable Energy Agency*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf
- Jiro. (2021). *GRABIT - MATLAB Central File Exchange*. <https://la.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/7173-grabit>
- Jones, M. N., Frutiger, J., Ince, N. G., & Sin, G. (2019). The Monte Carlo driven and machine learning enhanced process simulator. *Computers and Chemical Engineering*, *125*, 324–338. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2019.03.016>
- Kariman, H., Hoseinzadeh, S., & Heyns, P. S. (2019). Energetic and exergetic analysis of evaporation desalination system integrated with mechanical vapor recompression circulation. *Case Studies in Thermal Engineering*, *16*, 100548. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2019.100548>
- Kim, Y. M., Shin, D. G., & Favrat, D. (2011). Operating characteristics of constant-pressure compressed air energy storage (CAES) system combined with pumped hydro storage based on energy and exergy analysis. *Energy*, *36*(10), 6220–6233. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.07.040>
- Lahbabi, J. (2020, March 18). *The Difference Between Steam and Gas Turbines*. <https://sviindustrial.com/2020/03/18/the-difference-between-steam-and-gas-turbines/>
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, *137*, 511–536. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
- Meng, H., Wang, M., Aneke, M., Luo, X., Olumayegun, O., & Liu, X. (2018a). Technical performance analysis and economic evaluation of a compressed air energy storage

- system integrated with an organic Rankine cycle. *Fuel*, 211(July 2017), 318–330. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.09.042>
- Meng, H., Wang, M., Aneke, M., Luo, X., Olumayegun, O., & Liu, X. (2018b). Technical performance analysis and economic evaluation of a compressed air energy storage system integrated with an organic Rankine cycle. *Fuel*, 211(July 2017), 318–330. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.09.042>
- Meng, H., Wang, M., Olumayegun, O., Luo, X., & Liu, X. (2019). Process design, operation and economic evaluation of compressed air energy storage (CAES) for wind power through modelling and simulation. *Renewable Energy*, 136, 923–936. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.043>
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2013). *Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica. 1.*
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2017). Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035. In *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035*. https://www.celec.gob.ec/hidronacion/images/stories/pdf/PLANEE_version_español.pdf
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables. (2019). *Balance energético nacional.* https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/12/balance_energetico_nacional_2019.pdf
- Omer, A. M. (2008). Energy, environment and sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(9), 2265–2300. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.05.001>
- Ramadan, O., Omer, S., Ding, Y., Jarimi, H., Chen, X., & Riffat, S. (2018). Economic evaluation of installation of standalone wind farm and wind + CAES system for the new regulating tariffs for renewables in Egypt. *Thermal Science and Engineering Progress*, 7, 311–325. <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2018.06.005>
- Rivera-González, L., Bolonio, D., Mazadiego, L. F., & Valencia-Chapi, R. (2019). Long-term electricity supply and demand forecast (2018-2040): A LEAP model application towards a sustainable power generation system in Ecuador. *Sustainability (Switzerland)*, 11(19). <https://doi.org/10.3390/su11195316>
- Salas, S. D., Contreras-Salas, L., Rubio-Dueñas, P., Chebeir, J., & Romagnoli, J. A. (2021). A multi-objective evolutionary optimization framework for a natural gas liquids recovery unit. *Computers and Chemical Engineering*, 151, 107363. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2021.107363>
- Succar, S., Denkenberger, D. C., & Williams, R. H. (2012). Optimization of specific rating for wind turbine arrays coupled to compressed air energy storage. *Applied Energy*, 96, 222–234. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.12.028>
- Turton, R., Bailie, R., Whiting, W., Shaeiwitz, J., & Bhattacharyya, D. (2012). *Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes (Fourth).*
- Wang, J., Yan, Z., Wang, M., Ma, S., & Dai, Y. (2013). Thermodynamic analysis and optimization of an (organic Rankine cycle) ORC using low grade heat source.

Energy, 49(1), 356–365. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.11.009>

Zhao, P., Wang, J., & Dai, Y. (2015). Thermodynamic analysis of an integrated energy system based on compressed air energy storage (CAES) system and Kalina cycle. *Energy Conversion and Management*, 98, 161–172. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.03.094>

Zobaa, A. F. (2013). Energy Storage – Technologies and Applications. In *Energy Efficiency and Renewable Energy: Handbook, Second Edition*. InTech. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.5772/2550>

APÉNDICES

APÉNDICE A. Energía eólica generada en Irlanda del Norte

A continuación, se detalla los valores estimados de energía eólica generada cada 15 minutos en Irlanda del Norte, calculados a partir de interpolación de los datos extraídos de la Figura 1.2, mediante el código de *Grabit* en Matlab.

Fecha y Hora	Energía [MW]	Fecha y Hora	Energía [MW]	Fecha y Hora	Energía [MW]
4/6/2014 1:00	114.1347	4/6/2014 9:45	195.2817	4/6/2014 18:30	58.9350
4/6/2014 1:15	118.2860	4/6/2014 10:00	196.0436	4/6/2014 18:45	55.5604
4/6/2014 1:30	122.4374	4/6/2014 10:15	197.1475	4/6/2014 19:00	46.0983
4/6/2014 1:45	126.5887	4/6/2014 10:30	197.1475	4/6/2014 19:15	43.6063
4/6/2014 2:00	131.4997	4/6/2014 10:45	199.6976	4/6/2014 19:30	41.2849
4/6/2014 2:15	136.5139	4/6/2014 11:00	200.3624	4/6/2014 19:45	39.1683
4/6/2014 2:30	141.5281	4/6/2014 11:15	198.0094	4/6/2014 20:00	37.4557
4/6/2014 2:45	146.5423	4/6/2014 11:30	195.5661	4/6/2014 20:15	35.7739
4/6/2014 3:00	147.6177	4/6/2014 11:45	193.4304	4/6/2014 20:30	35.2584
4/6/2014 3:15	147.6235	4/6/2014 12:00	192.1786	4/6/2014 20:45	35.2643
4/6/2014 3:30	147.7983	4/6/2014 12:15	185.9004	4/6/2014 21:00	35.4153
4/6/2014 3:45	148.5099	4/6/2014 12:30	181.4752	4/6/2014 21:15	36.4290
4/6/2014 4:00	149.2214	4/6/2014 12:45	178.2900	4/6/2014 21:30	37.4441
4/6/2014 4:15	150.1022	4/6/2014 13:00	157.4599	4/6/2014 21:45	39.0054
4/6/2014 4:30	151.7492	4/6/2014 13:15	155.5112	4/6/2014 22:00	41.9136
4/6/2014 4:45	153.3962	4/6/2014 13:30	153.0979	4/6/2014 22:15	48.5000
4/6/2014 5:00	155.2854	4/6/2014 13:45	149.9797	4/6/2014 22:30	54.7701
4/6/2014 5:15	158.0237	4/6/2014 14:00	147.9097	4/6/2014 22:45	61.3035
4/6/2014 5:30	160.7621	4/6/2014 14:15	146.3557	4/6/2014 23:00	70.5391
4/6/2014 5:45	163.8730	4/6/2014 14:30	144.9678	4/6/2014 23:15	83.0546
4/6/2014 6:00	168.0441	4/6/2014 14:45	143.5904	4/6/2014 23:30	94.1870
4/6/2014 6:15	171.9410	4/6/2014 15:00	140.4154	4/6/2014 23:45	106.4374
4/6/2014 6:30	175.2470	4/6/2014 15:15	136.0425	5/6/2014 0:00	118.9224
4/6/2014 6:45	177.2044	4/6/2014 15:30	130.5849	5/6/2014 0:15	132.7038
4/6/2014 7:00	168.6475	4/6/2014 15:45	125.0255	5/6/2014 0:30	142.1797
4/6/2014 7:15	170.0611	4/6/2014 16:00	120.4732	5/6/2014 0:45	153.4576
4/6/2014 7:30	171.9894	4/6/2014 16:15	114.5972	5/6/2014 1:00	153.0559
4/6/2014 7:45	175.2328	4/6/2014 16:30	107.0437	5/6/2014 1:15	159.6057
4/6/2014 8:00	179.0085	4/6/2014 16:45	100.4735	5/6/2014 1:30	168.7281
4/6/2014 8:15	183.2368	4/6/2014 17:00	94.5037	5/6/2014 1:45	177.5631
4/6/2014 8:30	187.8347	4/6/2014 17:15	88.8060	5/6/2014 2:00	182.0100
4/6/2014 8:45	193.0938	4/6/2014 17:30	81.5000	5/6/2014 2:15	181.7042
4/6/2014 9:00	195.7413	4/6/2014 17:45	74.8299	5/6/2014 2:30	179.5694
4/6/2014 9:15	195.3113	4/6/2014 18:00	68.8183	5/6/2014 2:45	176.9734
4/6/2014 9:30	194.8355	4/6/2014 18:15	63.3547	5/6/2014 3:00	173.9479

Fecha y Hora	Energía [MW]	Fecha y Hora	Energía [MW]	Fecha y Hora	Energía [MW]
5/6/2014 3:15	167.1024	5/6/2014 10:15	41.6024	5/6/2014 17:15	114.9613
5/6/2014 3:30	161.7873	5/6/2014 10:30	41.0195	5/6/2014 17:30	125.8407
5/6/2014 3:45	156.9576	5/6/2014 10:45	40.4229	5/6/2014 17:45	136.9488
5/6/2014 4:00	152.0200	5/6/2014 11:00	39.1812	5/6/2014 18:00	149.4128
5/6/2014 4:15	146.9857	5/6/2014 11:15	37.9396	5/6/2014 18:15	164.7791
5/6/2014 4:30	142.1204	5/6/2014 11:30	36.6979	5/6/2014 18:30	178.9460
5/6/2014 4:45	135.9521	5/6/2014 11:45	35.4125	5/6/2014 18:45	192.7782
5/6/2014 5:00	135.5284	5/6/2014 12:00	34.0928	5/6/2014 19:00	181.1890
5/6/2014 5:15	135.1047	5/6/2014 12:15	33.7115	5/6/2014 19:15	186.2564
5/6/2014 5:30	134.6810	5/6/2014 12:30	34.1777	5/6/2014 19:30	193.4964
5/6/2014 5:45	134.2573	5/6/2014 12:45	33.6931	5/6/2014 19:45	200.7365
5/6/2014 6:00	134.4745	5/6/2014 13:00	29.6818	5/6/2014 20:00	209.2275
5/6/2014 6:15	134.7590	5/6/2014 13:15	29.5168	5/6/2014 20:15	218.5425
5/6/2014 6:30	135.0435	5/6/2014 13:30	29.3518	5/6/2014 20:30	229.1029
5/6/2014 6:45	134.4411	5/6/2014 13:45	29.2310	5/6/2014 20:45	242.0557
5/6/2014 7:00	109.5549	5/6/2014 14:00	34.0512	5/6/2014 21:00	256.1736
5/6/2014 7:15	97.9547	5/6/2014 14:15	38.8714	5/6/2014 21:15	272.1635
5/6/2014 7:30	91.6356	5/6/2014 14:30	43.1303	5/6/2014 21:30	285.9377
5/6/2014 7:45	86.2338	5/6/2014 14:45	47.0939	5/6/2014 21:45	298.8905
5/6/2014 8:00	81.5391	5/6/2014 15:00	51.3782	5/6/2014 22:00	314.4650
5/6/2014 8:15	77.1140	5/6/2014 15:15	55.8674	5/6/2014 22:15	330.9508
5/6/2014 8:30	72.1873	5/6/2014 15:30	60.3071	5/6/2014 22:30	347.9043
5/6/2014 8:45	67.2705	5/6/2014 15:45	64.7087	5/6/2014 22:45	362.3413
5/6/2014 9:00	62.8454	5/6/2014 16:00	70.7952	5/6/2014 23:00	374.3994
5/6/2014 9:15	57.5931	5/6/2014 16:15	77.5269	5/6/2014 23:15	384.5109
5/6/2014 9:30	53.0019	5/6/2014 16:30	86.6514	5/6/2014 23:30	392.3475
5/6/2014 9:45	47.7275	5/6/2014 16:45	95.8388	5/6/2014 23:45	405.4364
5/6/2014 10:00	42.9660	5/6/2014 17:00	104.9788	-	-

APÉNDICE B. Energía eólica generada en Loja, Ecuador

A continuación, se detalla los valores estimados de energía eólica generada cada 15 minutos en Loja, calculados a partir del escalamiento de los datos del Apéndice A. De igual manera, se detalla la energía disponible para el funcionamiento de cada sección del sistema CAES.

Fecha y Hora	Energía Central [MW]	Energía Disponible [MW]	Fecha y Hora	Energía Central [MW]	Energía Disponible [MW]
4/6/2014 1:00	65.3680	2.3680	4/6/2014 9:45	111.8431	48.8431
4/6/2014 1:15	67.7456	4.7456	4/6/2014 10:00	112.2795	49.2795
4/6/2014 1:30	70.1232	7.1232	4/6/2014 10:15	112.9117	49.9117
4/6/2014 1:45	72.5008	9.5008	4/6/2014 10:30	112.9117	49.9117
4/6/2014 2:00	75.3135	12.3135	4/6/2014 10:45	114.3723	51.3723
4/6/2014 2:15	78.1852	15.1852	4/6/2014 11:00	114.7530	51.7530
4/6/2014 2:30	81.0570	18.0570	4/6/2014 11:15	113.4054	50.4054
4/6/2014 2:45	83.9288	20.9288	4/6/2014 11:30	112.0060	49.0060
4/6/2014 3:00	84.5447	21.5447	4/6/2014 11:45	110.7829	47.7829
4/6/2014 3:15	84.5480	21.5480	4/6/2014 12:00	110.0659	47.0659
4/6/2014 3:30	84.6481	21.6481	4/6/2014 12:15	106.4702	43.4702
4/6/2014 3:45	85.0556	22.0556	4/6/2014 12:30	103.9358	40.9358
4/6/2014 4:00	85.4632	22.4632	4/6/2014 12:45	102.1116	39.1116
4/6/2014 4:15	85.9676	22.9676	4/6/2014 13:00	90.1816	27.1816
4/6/2014 4:30	86.9109	23.9109	4/6/2014 13:15	89.0655	26.0655
4/6/2014 4:45	87.8542	24.8542	4/6/2014 13:30	87.6834	24.6834
4/6/2014 5:00	88.9362	25.9362	4/6/2014 13:45	85.8975	22.8975
4/6/2014 5:15	90.5045	27.5045	4/6/2014 14:00	84.7119	21.7119
4/6/2014 5:30	92.0728	29.0728	4/6/2014 14:15	83.8219	20.8219
4/6/2014 5:45	93.8545	30.8545	4/6/2014 14:30	83.0270	20.0270
4/6/2014 6:00	96.2434	33.2434	4/6/2014 14:45	82.2381	19.2381
4/6/2014 6:15	98.4753	35.4753	4/6/2014 15:00	80.4197	17.4197
4/6/2014 6:30	100.3687	37.3687	4/6/2014 15:15	77.9153	14.9153
4/6/2014 6:45	101.4898	38.4898	4/6/2014 15:30	74.7895	11.7895
4/6/2014 7:00	96.5890	33.5890	4/6/2014 15:45	71.6055	8.6055
4/6/2014 7:15	97.3986	34.3986	4/6/2014 16:00	68.9983	5.9983
4/6/2014 7:30	98.5030	35.5030	4/6/2014 16:15	65.6330	2.6330
4/6/2014 7:45	100.3606	37.3606	4/6/2014 16:30	61.3068	-1.6932
4/6/2014 8:00	102.5231	39.5231	4/6/2014 16:45	57.5439	-5.4561
4/6/2014 8:15	104.9447	41.9447	4/6/2014 17:00	54.1249	-8.8751
4/6/2014 8:30	107.5781	44.5781	4/6/2014 17:15	50.8616	-12.1384
4/6/2014 8:45	110.5901	47.5901	4/6/2014 17:30	46.6773	-16.3227
4/6/2014 9:00	112.1064	49.1064	4/6/2014 17:45	42.8571	-20.1429
4/6/2014 9:15	111.8601	48.8601	4/6/2014 18:00	39.4141	-23.5859
4/6/2014 9:30	111.5876	48.5876	4/6/2014 18:15	36.2850	-26.7150

Fecha y Hora	Energía Central [MW]	Energía Disponible [MW]	Fecha y Hora	Energía Central [MW]	Energía Disponible [MW]
4/6/2014 18:30	33.7537	-29.2463	5/6/2014 5:45	76.8928	13.8928
4/6/2014 18:45	31.8210	-31.1790	5/6/2014 6:00	77.0172	14.0172
4/6/2014 19:00	26.4017	-36.5983	5/6/2014 6:15	77.1802	14.1802
4/6/2014 19:15	24.9745	-38.0255	5/6/2014 6:30	77.3431	14.3431
4/6/2014 19:30	23.6450	-39.3550	5/6/2014 6:45	76.9981	13.9981
4/6/2014 19:45	22.4328	-40.5672	5/6/2014 7:00	62.7451	-0.2549
4/6/2014 20:00	21.4519	-41.5481	5/6/2014 7:15	56.1014	-6.8986
4/6/2014 20:15	20.4887	-42.5113	5/6/2014 7:30	52.4822	-10.5178
4/6/2014 20:30	20.1935	-42.8065	5/6/2014 7:45	49.3884	-13.6116
4/6/2014 20:45	20.1968	-42.8032	5/6/2014 8:00	46.6997	-16.3003
4/6/2014 21:00	20.2833	-42.7167	5/6/2014 8:15	44.1653	-18.8347
4/6/2014 21:15	20.8639	-42.1361	5/6/2014 8:30	41.3436	-21.6564
4/6/2014 21:30	21.4452	-41.5548	5/6/2014 8:45	38.5277	-24.4723
4/6/2014 21:45	22.3394	-40.6606	5/6/2014 9:00	35.9933	-27.0067
4/6/2014 22:00	24.0051	-38.9949	5/6/2014 9:15	32.9852	-30.0148
4/6/2014 22:15	27.7773	-35.2227	5/6/2014 9:30	30.3557	-32.6443
4/6/2014 22:30	31.3683	-31.6317	5/6/2014 9:45	27.3349	-35.6651
4/6/2014 22:45	35.1102	-27.8898	5/6/2014 10:00	24.6078	-38.3922
4/6/2014 23:00	40.3997	-22.6003	5/6/2014 10:15	23.8268	-39.1732
4/6/2014 23:15	47.5677	-15.4323	5/6/2014 10:30	23.4930	-39.5070
4/6/2014 23:30	53.9435	-9.0565	5/6/2014 10:45	23.1513	-39.8487
4/6/2014 23:45	60.9596	-2.0404	5/6/2014 11:00	22.4402	-40.5598
5/6/2014 0:00	68.1101	5.1101	5/6/2014 11:15	21.7290	-41.2710
5/6/2014 0:15	76.0031	13.0031	5/6/2014 11:30	21.0179	-41.9821
5/6/2014 0:30	81.4302	18.4302	5/6/2014 11:45	20.2817	-42.7183
5/6/2014 0:45	87.8893	24.8893	5/6/2014 12:00	19.5259	-43.4741
5/6/2014 1:00	87.6593	24.6593	5/6/2014 12:15	19.3075	-43.6925
5/6/2014 1:15	91.4105	28.4105	5/6/2014 12:30	19.5745	-43.4255
5/6/2014 1:30	96.6352	33.6352	5/6/2014 12:45	19.2970	-43.7030
5/6/2014 1:45	101.6952	38.6952	5/6/2014 13:00	16.9996	-46.0004
5/6/2014 2:00	104.2421	41.2421	5/6/2014 13:15	16.9051	-46.0949
5/6/2014 2:15	104.0670	41.0670	5/6/2014 13:30	16.8106	-46.1894
5/6/2014 2:30	102.8443	39.8443	5/6/2014 13:45	16.7414	-46.2586
5/6/2014 2:45	101.3575	38.3575	5/6/2014 14:00	19.5021	-43.4979
5/6/2014 3:00	99.6247	36.6247	5/6/2014 14:15	22.2627	-40.7373
5/6/2014 3:15	95.7041	32.7041	5/6/2014 14:30	24.7019	-38.2981
5/6/2014 3:30	92.6600	29.6600	5/6/2014 14:45	26.9720	-36.0280
5/6/2014 3:45	89.8939	26.8939	5/6/2014 15:00	29.4257	-33.5743
5/6/2014 4:00	87.0660	24.0660	5/6/2014 15:15	31.9968	-31.0032
5/6/2014 4:15	84.1827	21.1827	5/6/2014 15:30	34.5395	-28.4605
5/6/2014 4:30	81.3962	18.3962	5/6/2014 15:45	37.0604	-25.9396
5/6/2014 4:45	77.8635	14.8635	5/6/2014 16:00	40.5464	-22.4536
5/6/2014 5:00	77.6208	14.6208	5/6/2014 16:15	44.4018	-18.5982
5/6/2014 5:15	77.3781	14.3781	5/6/2014 16:30	49.6276	-13.3724
5/6/2014 5:30	77.1355	14.1355	5/6/2014 16:45	54.8895	-8.1105

Fecha y Hora	Energía Central [MW]	Energía Disponible [MW]	Fecha y Hora	Energía Central [MW]	Energía Disponible [MW]
5/6/2014 17:00	60.1242	-2.8758	5/6/2014 20:30	131.2135	68.2135
5/6/2014 17:15	65.8415	2.8415	5/6/2014 20:45	138.6319	75.6319
5/6/2014 17:30	72.0724	9.0724	5/6/2014 21:00	146.7176	83.7176
5/6/2014 17:45	78.4343	15.4343	5/6/2014 21:15	155.8755	92.8755
5/6/2014 18:00	85.5728	22.5728	5/6/2014 21:30	163.7643	100.7643
5/6/2014 18:15	94.3735	31.3735	5/6/2014 21:45	171.1827	108.1827
5/6/2014 18:30	102.4872	39.4872	5/6/2014 22:00	180.1027	117.1027
5/6/2014 18:45	110.4093	47.4093	5/6/2014 22:15	189.5446	126.5446
5/6/2014 19:00	103.7719	40.7719	5/6/2014 22:30	199.2543	136.2543
5/6/2014 19:15	106.6741	43.6741	5/6/2014 22:45	207.5227	144.5227
5/6/2014 19:30	110.8207	47.8207	5/6/2014 23:00	214.4288	151.4288
5/6/2014 19:45	114.9673	51.9673	5/6/2014 23:15	220.2199	157.2199
5/6/2014 20:00	119.8303	56.8303	5/6/2014 23:30	224.7081	161.7081
5/6/2014 20:15	125.1652	62.1652	5/6/2014 23:45	232.2045	169.2045

APÉNDICE C. Alimentación de CH₄ en Combustores

El flujo de metano se debe alimentar a cada uno de los combustores (reactores de conversión en la simulación) en una relación estequiométrica al flujo de oxígeno ingresa al sistema. No obstante, debido a que se realizó la curva de operación del sistema considerando una variación de flujo de aire de 0.5 kg/s, fue necesario determinar un valor aproximado (referencia) de la alimentación de metano a cada reactor. Como resultado se desarrolló la tabla a continuación, basada en la relación estequiométrica del oxígeno y metano, a fin de incluirla en el código de Python.

Flujo de Aire [kg/s]	Flujo de O ₂ [kmol/s]	Flujo de Metano [kmol/s]	
		Reactor 1	Reactor 2
40 – 45	0.2912	0.102	0.044
45 – 50	0.3276	0.115	0.049
50 – 55	0.3640	0.127	0.055
55 – 60	0.4003	0.140	0.060
60 – 65	0.4367	0.153	0.065
65 – 70	0.4731	0.165	0.071
70 – 75	0.5095	0.178	0.076
75 – 80	0.5459	0.191	0.082
80 – 85	0.5823	0.204	0.087
85 – 90	0.6187	0.216	0.093
90 – 95	0.6551	0.229	0.098
95 – 100	0.6915	0.242	0.104
100	0.7279	0.254	0.109

APÉNDICE D. Código de las curvas características de la Turbomáquina para la simulación en PRO/II

Se desarrolló en lenguaje Fortran 77 el código de las ecuaciones de las curvas características de los compresores, turbinas y bomba, obtenidas mediante el ajuste de datos en Excel, a fin de incluirlas mediante el uso de los *Calculators* en la simulación de carga y descarga del CAES. Los valores de los condicionales están basados en los valores de los rangos de flujo de aire correspondientes a cada curva de la turbomáquina y su *Shaft Speed*.

❖ Sección de carga: compresores (LPC y HPC)

P(1) : Flujo másico de la corriente S1 de la simulación.

P(2) : Flujo másico de la corriente S3 de la simulación.

R(1) : Relación de presión del LPC.

R(2) : Relación de presión del HPC.

```
IF (P(1).GE.33 .AND. P(1).LE.59.8333) THEN
R(1) = -0.0009*P(1)**2 + 0.0446*P(1) + 3.5829

ELSEIF (P(1).GE.59.8334 .AND. P(1).LE.86.9793) THEN
R(1) = -0.0023*P(1)**2 + 0.2854*P(1) - 3.995

ELSEIF (P(1).GE.86.9794 .AND. P(1).LE.105.4653) THEN
R(1) = -0.0058*P(1)**2 + 1.0888*P(1) - 45.537

ELSEIF (P(1).GE.105.4654 .AND. P(1).LE.120.8250) THEN
R(1) = -0.0059*P(1)**2 + 1.2529*P(1) - 60.452

ELSEIF (P(1).GE.120.8251 .AND. P(1).LE.137.8949) THEN
R(1) = -0.0117*P(1)**2 + 2.8497*P(1) - 168.14

ELSEIF (P(1).GE.137.8950 .AND. P(1).LE.157.3852) THEN
R(1) = -0.0203*P(1)**2 + 5.7886*P(1) - 407.29

ELSEIF (P(1).GE.157.3853 .AND. P(1).LE.170) THEN
R(1) = -0.0182*P(1)**3 + 9.0414*P(1)**2 - 1496.7*P(1) + 82600
ENDIF

IF (P(2).GE.34 .AND. P(2).LE.58.3231) THEN
R(2) = -0.000004*P(2)**3 + 0.0005*P(2)**2 - 0.0109*P(2) + 1.165

ELSEIF (P(2).GE.58.3232 .AND. P(2).LE.79.9437) THEN
R(2) = -0.0008*P(2)**2 + 0.1103*P(2) - 2.0818

ELSEIF (P(2).GE.79.9438 .AND. P(2).LE.88.5697) THEN
R(2) = -0.0016*P(2)**2 + 0.2882*P(2) - 10.676

ELSEIF (P(2).GE.88.5698 .AND. P(2).LE.102.7713) THEN
R(2) = -0.0019*P(2)**2 + 0.3783*P(2) - 15.939

ELSEIF (P(2).GE.102.7714 .AND. P(2).LE.125.5462) THEN
R(2) = -0.0029*P(2)**2 + 0.6379*P(2) - 32.52

ELSEIF (P(2).GE.125.5463 .AND. P(2).LE.144.0318) THEN
R(2) = -0.0058*P(2)**2 + 1.54*P(2) - 98.771

ELSEIF (P(2).GE.144.0319 .AND. P(2).LE.162.5173) THEN
R(2) = -0.0082*P(2)**2 + 2.4617*P(2) - 180.73

ELSEIF (P(2).GE.162.5174 .AND. P(2).LE.178.4051) THEN
R(2) = -0.0157*P(2)**2 + 5.2517*P(2) - 434.72
ENDIF
```

❖ **Sección de carga: bomba**

P(1) : Flujo másico de la corriente S10 de la simulación.

R(1) : Relación de presión de la bomba (*Outlet Pressure*)

```
R(1) = - 0.0001*P(1)**2 + 0.0019*P(1) + 23.815  
RETURN
```

❖ **Sección de descarga: turbinas (HPT y LPT)**

P(1) : Flujo másico de la corriente S3 de la simulación.

P(2) : Flujo másico de la corriente S5 de la simulación.

R(1) : Relación de presión de la HPT a v=0.9

R(2) : Relación de presión de la HPT a v=1.0

R(3) : Relación de presión de la HPT a v=1.3

R(4) : Relación de presión de la HPT a v=1.8

R(5) : Relación de presión de la LPT a v=0.9

R(6) : Relación de presión de la LPT a v=1.0

R(7) : Relación de presión de la LPT a v=1.1

R(8) : Relación de presión de la LPT a v=1.2

```
IF (P(1).GE.42.9963 .AND. P(1).LE.44.9601) THEN  
R(1) = 0.0002*P(1)**2 - 0.0185*P(1) + 1.4988  
R(1) = 1/R(1)  
  
ELSEIF (P(1).GE.44.9601 .AND. P(1).LE.52.7826) THEN  
R(1) = 0.0002*P(1)**2 - 0.0185*P(1) + 1.4988  
R(1) = 1/R(1)  
R(2) = 0.0002*P(1)**2 - 0.02*P(1) + 1.9259  
R(2) = 1/R(2)  
  
ELSEIF (P(1).GE.52.7826 .AND. P(1).LE.66.4273) THEN  
R(1) = 0.0002*P(1)**2 - 0.0185*P(1) + 1.4988  
R(1) = 1/R(1)  
R(2) = 0.0002*P(1)**2 - 0.02*P(1) + 1.9259  
R(2) = 1/R(2)  
R(3) = 0.00052*P(1)**2 - 0.0593*P(1) + 4.2038  
R(3) = 1/R(3)  
  
ELSEIF (P(1).GE.66.4273 .AND. P(1).LE.96) THEN  
R(1) = 0.0002*P(1)**2 - 0.0185*P(1) + 1.4988  
R(1) = 1/R(1)  
R(2) = 0.0002*P(1)**2 - 0.02*P(1) + 1.9259  
R(2) = 1/R(2)  
R(3) = 0.00052*P(1)**2 - 0.0593*P(1) + 4.2038  
R(3) = 1/R(3)  
R(4) = 0.001*P(1)**2 - 0.1423*P(1) + 8.9858  
R(4) = 1/R(4)  
  
ELSEIF (P(1).GE.96 .AND. P(1).LE.100) THEN  
R(1) = 0.4005*P(1)**2 - 78.243*P(1) + 3822.8  
R(1) = 1/R(1)  
R(2) = 0.2148*P(1)**2 - 41.552*P(1) + 2011.7  
R(2) = 1/R(2)  
R(3) = 0.85082*P(1)**2 - 165.81*P(1) + 8081.9  
R(3) = 1/R(3)  
R(4) = 0.3753*P(1)**2 - 72.382*P(1) + 3494.9  
R(4) = 1/R(4)  
  
ENDIF
```

```

IF (P(2).GE.43.9716 .AND. P(2).LE.54.7942) THEN
R(5) = 0.000007*P(2)**3 - 0.0013*P(2)**2 + 0.0837*P(2) + 4.764
R(5) = 1/R(5)

ELSEIF (P(2).GE.54.7943 .AND. P(2).LE.66.5933) THEN
R(5) = 0.000007*P(2)**3 - 0.0013*P(2)**2 + 0.0837*P(2) + 4.764
R(5) = 1/R(5)
R(6) = 0.00003*P(2)**3 - 0.0061*P(2)**2 + 0.4308*P(2) - 2.3671
R(6) = 1/R(6)

ELSEIF (P(2).GE.66.5934 .AND. P(2).LE.78.9325) THEN
R(5) = 0.000007*P(2)**3 - 0.0013*P(2)**2 + 0.0837*P(2) + 4.764
R(5) = 1/R(5)
R(6) = 0.00003*P(2)**3 - 0.0061*P(2)**2 + 0.4308*P(2) - 2.3671
R(6) = 1/R(6)
R(7) = 0.0009*P(2)**2 - 0.129*P(2) + 13.486

R(7) = 1/R(7)

ELSEIF (P(2).GE.78.9326 .AND. P(2).LE.98) THEN
R(5) = 0.000007*P(2)**3 - 0.0013*P(2)**2 + 0.0837*P(2) + 4.764
R(5) = 1/R(5)
R(6) = 0.00003*P(2)**3 - 0.0061*P(2)**2 + 0.4308*P(2) - 2.3671
R(6) = 1/R(6)
R(7) = 0.0009*P(2)**2 - 0.129*P(2) + 13.486
R(7) = 1/R(7)
R(8) = 0.0026*P(2)**2 - 0.4322*P(2) + 27.671
R(8) = 1/R(8)

ELSEIF (P(2).GE.98 .AND. P(2).LE.101) THEN
R(5) = 1.2512*P(2)**2 - 248.04*P(2) + 12300
R(5) = 1/R(5)
R(6) = 0.5776*P(2)**2 - 114.4*P(2) + 5673.2
R(6) = 1/R(6)
R(7) = 0.952*P(2)**2 - 188.21*P(2) + 9312.2
R(7) = 1/R(7)
R(8) = 0.745*P(2)**2 - 146.79*P(2) + 7241.5
R(8) = 1/R(8)

ENDIF

RETURN

```


APÉNDICE E. Ecuaciones de estimación de costos y exergía

❖ Exergía:

Notación		Subíndice	
\dot{E}_x	Tasa de exergía (kW)	0	Estado muerto
\dot{m}	Flujo másico (kg/s)	<i>ph</i>	Físico
h	Entalpía específica (kJ/kg)	<i>ch</i>	Químico
s	Entropía específica (kJ/kg·K)	<i>des</i>	Destruído
T	Temperatura (K)	<i>fuel</i>	Combustible
P	Presión (kPa)	<i>pro</i>	Producto
\dot{W}	Trabajo (kW)	<i>i, j</i>	Numerador
y	Fracción molar		
ε	Exergía química estándar (kJ / mol)		

Exergía química estándar del modelo I

Compuesto	O_2	N_2	H_2O	CH_4	CO_2
ε^{ch} (kJ/kmol)	3951.0	639.0	8636.0	824348.0	14176.0

Determinación de entalpía y entropía:

$$H = \int_{T_{ref}}^T C_p dT = C_p(T - T_{ref})$$

$$S = \int_{T_{ref}}^T \frac{C_p}{T} dT = C_p \ln\left(\frac{T}{T_{ref}}\right)$$

Determinación de exergía física y química de un sistema abierto:

$$\dot{E}x^{ph} = \dot{m}(h - h_0 - T_0(s - s_0))$$

$$\dot{E}x^{ch} = \dot{m} \left(\sum_i y_i \varepsilon_i^{ch} + RT_0 \sum_i y_i \ln(y_i) \right)$$

❖ **Estimación de costos:**

Los costos de capital de los principales equipos del sistema CAES, se determinaron empleando las siguientes ecuaciones:

Costo bare module: $C_{BM} = C_P(B_1 + B_2 F_M F_P)$

Costo de compra: $C_P = 10^{(K_1 + K_2(\log_{10} A) + K_3(\log_{10} A)^2)}$

Factor de presión: $F_P = 10^{(C_1 + C_2(\log_{10} P) + C_3(\log_{10} P)^2)}$

Parámetro de capacidad: $A_{min} \leq A \leq A_{m\acute{a}x}$

Coefficientes para la estimación de costos de capital

	HEX [Air cooler]	HEX [Fixed tube]	Compresor [Axial]	Compresor [Centrífugo]	Combustor [Reformer Furnace]	Bomba [centrífuga]
K_1	4.0336	4.3247	2.2891	2.2891	3.068	3.3892
K_2	0.2341	-0.303	1.3604	1.3604	0.6597	0.0536
K_3	0.0497	0.1634	-0.1027	-0.1027	0.0194	0.1538
C_1	-0.125	-0.00164	0.00	0.00	0.1405	-0.3935
C_2	0.15361	-0.00627	0.00	0.00	-0.2698	0.3957
C_3	-0.02861	0.0123	0.00	0.00	0.1293	-0.00226
F_M	2.93	1.00	3.8	2.7	2.13	1.6
B_1	0.96	1.63	0.00	0.00	0.00	1.89
B_2	1.21	1.66	0.00	0.00	0.00	1.35
Parám. de capacidad	Área [m^2] [10 – 1000]	Área [m^2] [10 – 1000]	W [kW] [450 – 3000]	W [kW] [450 – 3000]	Q [kW] [3000 – 10000]	W [kW] [1 – 300]

❖ **Costo de utilidades (UC):**

El costo de utilidad en la sección de carga está dado por el costo de refrigeración y el costo asociado a la energía consumida por la bomba:

$$UC_{Sección\ carga} = \left(\sum_{HEX} \dot{Q} \right) * UC_{HEX} + electricidad * UC_{ELEC}$$

Se asume que no hay costos de utilidades en la sección de descarga:

$$UC_{Sección\ descarga} = 0$$

❖ **Costo de materia prima (RMC):**

Sección de carga: $RMC_{sección\ carga} = 0$ (No hay costo por materia prima)

Sección de descarga: $RMC_{sección\ descarga} = RMC_{Gas\ natural} * P_C + F_{air} * C_{air}$

Potencia al quemar metano: $P_C = H_i * G$

Donde $RMC_{Gas\ natural}$ es el costo del gas natural, H_i el poder calorífico inferior del metano ($0.0358GJ/m^3$) y G el consumo de metano.

El costo de capital se calcula como la suma del *costo bare* module de cada equipo estático y rotatorio, e, multiplicado por 1.18 y la relación entre el índice de costos de plantas químicas (CEPCI) del 2018 y un año base.

Índices de costos

Índice de costos	Ecuación
Costo de capital	$CAPEX = 1.18 \left(\sum_{e=1}^E C_{BM} \right) * \frac{CEPCI_{2018}}{CEPCI_{base}}$
Costos operativos anualizado	$OPEX = 0.18(CAPEX) + 1.23(RMC + UC)$
Costo total anualizado	$TAC = OPEX + AP * CAPEX$
Factor de valor presente de serie uniforme, valor presente de anualidad	$AP = \frac{d_r(1 + d_r)^n}{(1 + d_r)^n - 1}$
Costo del aire comprimido	$C_{air} = \frac{TAC_{sección\ carga}}{F_{air}}$
Costo nivelado de electricidad	$LCOE = \frac{TAC_{sección\ descarga}}{W_{turbinas}}$
Ganancias	$P = W_{turbinas} * C_{elec}$

$W_{turbinas}$ es el trabajo generado en la sección de descarga, C_{elec} es el costo de venta de electricidad, considerando un valor de 15 ¢USD/kWh, n es el número de años y d_r la tasa de descuento. Se definió un período de 20 años y una tasa de descuento del 4% (Meng et al., 2019).

**Resumen de equipos y datos de entrada del sistema CAES para la estimación de costos
a una condición de flujo de aire promedio.**

Bomba/ Compresores	P-101 (A/B)	C-101	C102	C-103	C-104	Turbinas	C-201	C-202
Flujo másico (kg/s)	120	72.526	72.526	72.526	72.526		67.313	68.356
Densidad del fluido (kg/m ³)	609.942	1.199	4.929	8.293	13.941		17.004	6.815
Potencia (eje) (kW)	307.315	13966.841	4671.835	4680.735	4696.019		2182.796	31154.641
Tipo	Centrífuga	Axial	Centrífugo	Centrífugo	Centrífugo		Axial	Axial
Eficiencia	0.90	0.84	0.84	0.84	0.84		0.90	0.90
MOC	CS	CS	CS	CS	CS		CS	CS
Temp. (entrada) (°C)	20	20	50	50	50		550	825
Pres. (entrada) (bar)	8.545	1.013	4.597	7.742	13.039		42.14	22.589
Pres. (salida) (bar)	22.603	4.667	7.860	13.237	22.294		36.336	3.398
Intercambiadores de calor	E-101	E-102	E-103	E-104	E-201	Reactores	R-201	R-202
Tipo	Air Cooler	Air Cooler	Air Cooler	Air Cooler	Fixed tube sheet		Reformer furnance	Reformer furnance
Caída de presión (bar)	0.015	0.015	0.015	0.015	0.00		0.02	0.02
Duty (MJ/s)	11.806	4.711	4.746	4.804	16.503		99.630	23.880
U (Btu/(hr-ft ² °F))	35	35	35	35	60	Temp. (°C)	550	825
Área (m ²)	786.505	553.666	559.211	568.410	242.876	Pres. (bar)	43	36.336
Condiciones del lado caliente						Nomenclatura: MOC Material de construcción U Coeficiente global de transferencia de calor SS Stainless Steel CS Carbon Steel Liq. Prod. Líquido producido Vap. Prod. Vapor producido Mixed.Prod. Mezcla L-V		
Temp. (entrada) (°C)	208.55	113.223	113.182	113.106	470.254			
Pres. (entrada) (bar)	4.667	7.860	13.237	22.294	3.398			
Fase	Vap. Prod.	Vap. Prod.	Vap. Prod.	Vap. Prod.	Vap. Prod.			
MOC	SS	SS	SS	SS	SS			
Condiciones del lado frío								
Temp. (entrada) (°C)	20.393	20.393	20.393	20.393	45.932			
Pres. (entrada) (bar)	22.603	22.603	22.603	22.603	43			
Fase	Mixed Prod.	Liq. Prod.	Liq. Prod.	Liq. Prod.	Vap. Prod.			
MOC	SS	SS	SS	SS	SS			

APÉNDICE F. Datos de la curva de calibración

A continuación, se observa el flujo de aire que se alimenta a la sección de carga del sistema CAES propuesto.

Horas	Flujo másico aire [kg/s]	Horas	Flujo másico aire [kg/s]
2014-04-06 01:45:00	38.2411	2014-04-06 09:00:00	88.6443
2014-04-06 02:00:00	47.0791	2014-04-06 09:15:00	88.6262
2014-04-06 02:15:00	57.4543	2014-04-06 09:30:00	88.6054
2014-04-06 02:30:00	58.5546	2014-04-06 09:45:00	88.6250
2014-04-06 02:45:00	59.7734	2014-04-06 10:00:00	88.6576
2014-04-06 03:00:00	59.8434	2014-04-06 10:15:00	88.7066
2014-04-06 03:15:00	59.8437	2014-04-06 10:30:00	88.7066
2014-04-06 03:30:00	59.8547	2014-04-06 10:45:00	88.8194
2014-04-06 03:45:00	59.9026	2014-04-06 11:00:00	88.8474
2014-04-06 04:00:00	59.9497	2014-04-06 11:15:00	88.7446
2014-04-06 04:15:00	60.1050	2014-04-06 11:30:00	88.6368
2014-04-06 04:30:00	61.7200	2014-04-06 11:45:00	88.5567
2014-04-06 04:45:00	63.4943	2014-04-06 12:00:00	88.2741
2014-04-06 05:00:00	65.8059	2014-04-06 12:15:00	86.7914
2014-04-06 05:15:00	70.2737	2014-04-06 12:30:00	86.5701
2014-04-06 05:30:00	79.6062	2014-04-06 12:45:00	83.9210
2014-04-06 05:45:00	79.6615	2014-04-06 13:00:00	68.5167
2014-04-06 06:00:00	79.7978	2014-04-06 13:15:00	66.0844
2014-04-06 06:15:00	79.9243	2014-04-06 13:30:00	63.1595
2014-04-06 06:30:00	80.7968	2014-04-06 13:45:00	60.0494
2014-04-06 06:45:00	82.6745	2014-04-06 14:00:00	59.8617
2014-04-06 07:00:00	79.8175	2014-04-06 14:15:00	59.7614
2014-04-06 07:15:00	79.8634	2014-04-06 14:30:00	59.6703
2014-04-06 07:30:00	79.9261	2014-04-06 14:45:00	59.5642
2014-04-06 07:45:00	80.7837	2014-04-06 15:00:00	58.3895
2014-04-06 08:00:00	84.9730	2014-04-06 15:15:00	56.5482
2014-04-06 08:15:00	86.6631	2014-04-06 15:30:00	45.3985
2014-04-06 08:30:00	86.8837	2014-04-06 15:45:00	35.4198
2014-04-06 08:45:00	88.5403	-	-

El flujo de aire que se alimenta dentro del rango operativo se muestra a continuación para la sección de descarga.

Horas	Flujo másico aire [kg/s]	Horas	Flujo másico aire [kg/s]
2014-06-04 18:15:00	26.7150	2014-06-04 20:45:00	42.8032
2014-06-04 18:30:00	29.2463	2014-06-04 21:00:00	42.7167
2014-06-04 18:45:00	31.1790	2014-06-04 21:15:00	42.1361
2014-06-04 19:00:00	36.5983	2014-06-04 21:30:00	41.5548
2014-06-04 19:15:00	38.0255	2014-06-04 21:45:00	40.6606
2014-06-04 19:30:00	39.3550	2014-06-04 22:00:00	38.9949
2014-06-04 19:45:00	40.5672	2014-06-04 22:15:00	35.2227
2014-06-04 20:00:00	41.5481	2014-06-04 22:30:00	31.6317
2014-06-04 20:15:00	42.5113	2014-06-04 22:45:00	27.8898
2014-06-04 20:30:00	42.8065	-	-

APÉNDICE G. Resultados de los cálculos de exergía

Exergía por corriente en la sección de carga.

Corriente	Entropía [kJ/kg °C]	Entalpía [kJ/kg]	Temperatura [K]	Flujo másico [kg/s]	Exergía [kJ/s]
S1	6.4713	-1.0308	293.1500	72.5257	0.0000
S2	6.5373	191.5471	481.6997	72.5257	12562.9985
S3	6.1320	28.7566	323.1500	72.5257	9374.0878
S4	6.1590	93.1728	386.3734	72.5257	13471.2981
S5	5.9798	28.2114	323.1500	72.5257	12570.4230
S6	6.0068	92.7504	386.3316	72.5257	16675.4147
S7	5.8262	27.3065	323.1500	72.5257	15768.7954
S8	5.8534	92.0562	386.2561	72.5257	19887.1370
S9	5.6706	25.8204	323.1500	72.5257	18970.8691
S10	7.0449	116.6659	293.1500	120.0000	35517.9725
S11	7.0436	119.2268	293.5425	120.0000	35869.6723
S12	7.0436	119.2268	293.5425	30.0000	8967.4181
S13	7.0436	119.2268	293.5425	30.0000	8967.4181
S14	7.0436	119.2268	293.5425	30.0000	8967.4181
S15	7.0436	119.2268	293.5425	30.0000	8967.4181
S16	8.2740	512.7766	327.3956	30.0000	9953.0756
S17	7.5515	276.2741	324.7681	30.0000	9212.4787
S18	7.5550	277.4405	324.9835	30.0000	9215.8956
S19	7.5609	279.3535	325.3362	30.0000	9221.5454
S20	7.7355	336.4612	327.3957	120.0000	37599.1876
S21	7.7946	336.4612	293.1500	120.0000	35517.9725
S23	7.0449	116.6659	293.1500	120.0000	35517.9725
S1_1	6.4713	-1.0308	293.1500	72.5257	0.0000
S10_1	12.3187	1366.7060	293.1500	120.0000	0.0000

Exergía destruida de los equipos en la sección de carga y descarga del sistema CAES.

Sección	Equipo	Exergía destruida [KW]	Tasa total de exergía destruida [MW]
Carga (100)	C-101	1403.8424	7.3112
	C-102	574.6242	
	C-103	575.7429	
	C-104	577.6770	
	E-101	2203.2532	
	E-102	655.8145	
	E-103	658.1418	
	E-104	662.1405	
Descarga (200)	E-201	3760.2404	135.5063
	C-201	89.4061	
	C-202	1404.5221	
	R-201	100281.5253	
	R-202	29970.6466	