



**Escuela de Ingeniería Electromecánica
Unidad de Posgrado**

Estudio de prefactibilidad técnica del uso de hidrógeno verde como medio de almacenamiento de energía, para su utilización en periodos de bajo recurso eólico en P.E. Vientos del Este, Tilarán, Guanacaste.

**ESTUDIANTE
Ing. Minor Rojas Solís**

**Cartago, Costa Rica
Febrero 2024**

Tribunal Académico

Esta propuesta final de graduación fue aprobada en Cartago el día 08 de febrero 2024 por la Comisión de Maestría de la Escuela de Ingeniería Electromecánica, como requisito para optar el grado de Máster.

Ing. Carlos Piedra Santamaría MAIE

Director Posgrado de la Escuela de Ingeniería Electromecánica

Ing. Gustavo Adolfo Gómez Ramírez M.Sc.

Profesor Guía

Ing. Carlos Piedra Santamaría MAIE


**Miembro del Jurado
Asesor**

Ing. Sebastian Mata Ortega MAIE

**Miembro del Jurado
Asesor**

Ing. Greivin Barahona Guzmán MAIE

Miembro del Tribunal



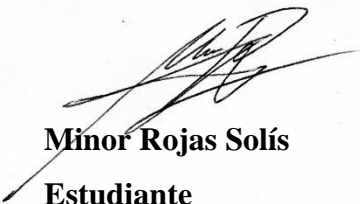
Minor Rojas Solís

**Nombre Estudiante
Sustentante**

Declaración Jurada

Yo, **Minor Rojas Solís**, cédula **1-11730828**, estudiante de la Maestría en Ingeniería Electromecánica con énfasis en Gestión de la energía, declaro bajo juramento que soy autor intelectual del presente trabajo final de graduación con el título: **Estudio de prefactibilidad técnica del uso de hidrógeno verde como medio de almacenamiento de energía para su utilización en periodos de bajo recurso eólico en P.E. Vientos del Este, Tilarán, Guanacaste**, y no hay copia ni duplicación de material intelectual procedente de medios impresos, digitales o audiovisuales que se presente como de mi autoría. Toda palabra dicha o escrita por otra persona consignada en este trabajo, está debidamente referenciada.

Cartago, 10 de febrero de 2024



Minor Rojas Solís
Estudiante

Datos personales.

Nombre completo: Minor Rojas Solís

Número de cédula: 1-11730828

Número de carné: 2021582263

Números de teléfono: 8839-2742

Correos electrónicos: mrojass@cfia.or.cr; mrojas@gecoenergia.com

Datos de la empresa.

Nombre: Grupo Ecoenergía VL S.A.

Actividad Principal: Generación eléctrica con energía renovable

Dirección: Oficentro Multipark edificio Terraba, segundo piso.

Contacto: Giovanni Araya Carrillo

Teléfono: 2215-6401

Dedicatoria

A Dios, primeramente, por darme la paciencia y la fortaleza necesaria para culminar este trabajo, por darme la capacidad de no claudicar aun cuando a mi alrededor existieron limitaciones y dificultades.

A mi padre, Jorge Eduardo Rojas Ledezma, que en paz descansa, quien pudo en vida inculcar la valentía, dedicación y esfuerzo necesarios para alcanzar las metas propuestas, esto sin importar los obstáculos que se me impusieran, y a mi madre, María del Carmen Solís Blanco, que con su ejemplo de trabajo me demostró que la voluntad puede más que cualquier limitación física o económica, siempre que se tenga el deseo y la preparación.

A mi esposa Laura Alvarado Mendoza, quien fue y es mi soporte durante mi día a día, sus palabras de ánimo durante todo el proceso de estudio fueron un catalizador en mi vida para alcanzar este objetivo, a mis dos pequeños motores Santiago y Sofía, mis hijos, que me demuestran cada día que la investigación y el aprendizaje son el combustible de nuestra alma.

Agradecimiento

Un profundo agradecimiento a los profesores de la Maestría en Administración de la Ingeniería Electromecánica, quienes durante el proceso 2021-2023, con su sabiduría y experiencia me lograron transmitir ese valioso conocimiento.

A mi tutor, Gustavo Gómez Ramírez, por su motivación para que me mantuviera con la postura de desarrollar este estudio, así como por sus consejos y comentarios relacionados a la investigación y a las decisiones tomadas durante el proceso,

Al señor Esteban Echeverría Fernández, consultor de tecnologías de hidrógeno para Fundación CRUSA, y coordinador de la Alianza por el hidrógeno de Costa Rica, quien con su paciencia y total dedicación fue crucial en esta investigación.

A mi familia por los sacrificios económicos y de tiempo que asumimos en conjunto para llegar hasta este punto.

Tabla de contenido

1.	Capítulo I: Introducción	1
1.1.	Antecedentes	1
1.2.	Justificación e importancia de la investigación	3
1.3.	Planteamiento del problema	4
1.3.1.	Pregunta de investigación	4
1.3.2.	Objetivo general	5
1.3.3.	Objetivos específicos	5
1.4.	Viabilidad	5
1.5.	Alcance	6
1.6.	Limitaciones	7
1.7.	Resumen de capítulos	8
2.	Capítulo II: Marco contextual	10
2.1	Marco referencial	10
2.2	Marco teórico	13
2.2.1	El mercado eléctrico en Costa Rica	14
2.2.1.1	<i>Aspectos generales</i>	14
2.2.1.2	<i>Distribución y cogeneración eléctrica en Costa Rica</i>	15
2.2.2	Aspectos generales de la energía eólica	17

2.2.2.1	<i>Aerogeneradores y su operación</i>	18
2.2.2.2	<i>Aerogenerador de eje horizontal HAWT</i>	20
2.2.2.3	<i>Configuración eléctrica de los aerogeneradores y su conexión a la red</i>	21
2.2.2.4	<i>Perfil aerodinámico de un aerogenerador HAWT</i>	24
2.2.2.5	<i>Regulación de potencia de un aerogenerador HAWT</i>	28
2.2.3	Producción de hidrógeno verde	29
2.2.3.1	<i>El hidrógeno y sus propiedades</i>	29
2.2.3.2	<i>Clases de hidrógeno y sus procesos de producción</i>	31
2.2.3.3	<i>Tecnologías disponibles para la producción de hidrógeno verde</i>	34
2.2.4	Sistemas de almacenamiento de hidrógeno	38
2.2.4.1	<i>Almacenamiento frío/comprimido</i>	41
2.2.4.2	<i>Almacenamiento en estado líquido</i>	41
2.2.5	Concepto “Power to H₂ to Power, P2H2P”	42
2.2.6	Evaluación financiera de proyectos de energía	42
2.2.6.1	<i>Flujo de caja financiero</i>	42
2.2.6.2	<i>Elementos de un flujo de caja</i>	43
2.2.6.3	<i>Inversiones CAPEX y OPEX en la evaluación de proyectos</i>	43
2.2.6.4	<i>Criterios de evaluación de proyectos</i>	43
2.3	Marco legal	45

2.3.1	Ley n.º 7200 (Ley que Autoriza la Generación Autónoma o Paralela)	45
2.3.2	Ley n.º 7508 (Reforma a la Ley que Autoriza la Generación Autónoma o Paralela)	45
2.3.3	Ley n.º 7447 (Ley de Regulación del Uso Racional de la Energía)	45
2.3.4	Ley n.º 7593 (Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos)	45
2.3.5	Decreto Ejecutivo n.º 36979-MEIC (Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y de la Propiedad (RTCR 458:2011))	45
2.3.6	Reglamento n.º 5749 (Procedimiento para la selección de proyectos de generación para la venta de electricidad al ICE).....	46
2.3.7	Reglamento n.º 35991 (Reglamento de Organización del Subsector Energía)	46
2.3.8	Norma técnica: planeación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN).	46
2.4	Hipótesis	46
3.	Capítulo III: Metodología de investigación	47
3.1	Tipo de estudio.....	47
3.2	Paradigma de investigación	47
3.3	Instrumentos de recolección de datos	48
3.4	Mapa conceptual	49
3.5	Técnicas para presentación y análisis de la información	51
3.6	Cronograma de ejecución	52
4.	Capítulo IV: Potencial energética	53

4.1	Estimaciones de energía eólica excedente	53
4.1.1	Limitación de potencia	53
4.1.2	Metodología de cálculo de excedentes a utilizar.....	55
4.1.2.1	<i>Curva de potencia de un aerogenerador</i>	57
4.1.2.2	<i>Método cronológico</i>	60
4.1.3	Cálculo de excedentes	63
4.2	Potencial de producción de hidrógeno verde	67
4.2.1	<i>Selección de la tecnología del electrolizador</i>	67
4.2.2	<i>Tamaño del electrolizador</i>	68
4.2.3	<i>Producción de H₂ verde</i>	69
4.2.3.1	<i>El agua en la producción de H₂ verde</i>	69
4.2.3.2	<i>Cantidad de H₂ verde a producir</i>	70
4.2.3.3	<i>Espacio requerido para la instalación del sistema electrolizador</i>	73
4.3	Almacenamiento de hidrógeno verde	73
4.3.1	<i>Dimensionamiento del volumen de almacenamiento</i>	74
5.	Capítulo V: Producción de energía eléctrica a partir del hidrógeno almacenado	80
5.1	Producción de electricidad a partir de hidrógeno almacenado	80
6.	Capítulo VI: Evaluación financiera.....	85
6.1	Costo de capital del proyecto (CAPEX), premisas y supuestos	85

6.1.1	<i>Premisas o supuestos de costos de capital (CAPEX) o inversiones del proyecto</i>	85
6.1.2	<i>Costo de capital de los equipos de potencia</i>	87
6.1.3	<i>Costo de capital de los equipos balance de planta</i>	89
6.1.4	<i>Costos indirectos del proyecto</i>	90
6.2	Costo de operación del proyecto (OPEX), premisas y supuestos	91
6.2.1	<i>Premisas o supuestos de costos de operación (OPEX) o inversiones del proyecto</i>	91
6.3	Flujos financieros del proyecto	92
6.3.1	<i>Premisas o supuestos de las corridas financieras del proyecto</i>	92
6.4	Cuadro de ingresos	93
7.	Capítulo VII: Conclusiones y recomendaciones	98
7.1	Conclusiones	98
7.2	Recomendaciones	99
8.	Bibliografía	101
9.	Anexos	106

Índice de Tablas

Tabla 1	SEN potencia instalada en placa	17
Tabla 2	Principales características químicas del hidrógeno y el gas natural	31
Tabla 3	Procesos de producción de hidrógeno	34
Tabla 4	Ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías de electrólisis del agua	38

Tabla 5 Instrumentos de recolección de datos	48
Tabla 6 Técnicas para presentación y análisis de la información	51
Tabla 7 Coeficientes de determinación R ² del modelo.....	63
Tabla 8 Datos de energía reales y estimados	64
Tabla 9 Excedentes de energía calculados	65
Tabla 10 Potencias promedios y máximas disponibles por excedentes.....	66
Tabla 11 <i>Porcentaje de disponibilidad de potencia excedente >IMW</i>	69
Tabla 12 Excedentes de energía ajustados para un electrolizador de 1 MW	71
Tabla 13 <i>Clasificación de diferentes tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno</i>	74
Tabla 14 <i>Faltantes de energía vs excedentes</i>	76
Tabla 15 <i>Calculo del volumen de almacenamiento</i>	78
Tabla 16 <i>Producción de electricidad por celda de combustible</i>	82
Tabla 17 Detalle de energía producida en el periodo analizado	83
Tabla 18 <i>Energía eléctrica producida anualmente para venta</i>	83
Tabla 19 <i>Costos directos de capital de los equipos de potencia</i>	87
Tabla 20 <i>Costo por el BOP de las partes del electrolizador</i>	88
Tabla 21 <i>Costos directos de capital de la obra civil – electromecánica (BOP)</i>	89
Tabla 22 <i>Costos indirectos de capital e imprevistos</i>	90
Tabla 23 <i>Resumen CAPEX del proyecto</i>	91
Tabla 24 <i>Cálculo de ingresos del proyecto</i>	93
Tabla 25 <i>Flujo financiero a 10 años</i>	95
Tabla 26 <i>Flujo financiero a 20 años</i>	96

Índice de Figuras

Figura 1 Porcentaje de cobertura por distribuidora en Costa Rica	15
Figura 2 Tipos de aerogeneradores de acuerdo con la posición de sus ejes de rotación	19
Figura 3 Principales componentes de un aerogenerador HAWT	20
Figura 4.....	20
Figura 5 Tipo 3, convertidor de escala parcial.....	23
Figura 6 Perfil aerodinámico de un aerogenerador.....	25
Figura 7 Variación de las fuerzas FL y FD, y el ingreso en pérdida aerodinámica.....	27
Figura 8 Perfil de la sección transversal de la pala o aspa.....	27
Figura 9 Clasificación del H ₂ por colores asociados al proceso de producción y contaminación.....	33
Figura 10 Métodos de producción de hidrógeno.....	35
Figura 11 Esquema de funcionamiento y reacciones de un electrolizador tipo PEM	37
Figura 12 Tipos de Aplicaciones de almacenamiento de hidrógeno.....	39
Figura 13 Mapa conceptual del proyecto	50
Figura 14 Cronograma de ejecución para TFG.....	52
Figura 15 Ángulos de regulación de paso de aspa	53
Figura 16 Rango y frecuencia de operación del ángulo de regulación de paso variable del aspa	54
Figura 17 Operación del ángulo de regulación del aspa	55
Figura 18 Diagrama de procedimiento de cálculo de excedentes de energía del parque eólico	
Vientos del Este	56
Figura 19 Curva de potencia característica parque eólico Vientos del Este	58
Figura 20 Curva de potencia estimada enero 2021 AE03	59
Figura 21 Método cronológico	60
Figura 22 Construcción curva de referencia	61

Figura 23 Balance de planta genérico del proceso de un electrolizador PEM	68
Figura 24 Área seleccionada para el sistema electrolizador	73
Figura 25 Excedentes y faltantes de energía, enero del 2020	77
Figura 26 Ubicación tanques de almacenamiento del hidrógeno	79
Figura 27 Diagrama esquemático de operación de una celda de combustible	80
Figura 28 Proceso principal del P2H2P	81
Figura 29 Balance energético y de masas del proyecto	84

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1, FL y FD	26
Ecuación 2, cálculo de potencia media método cronológico	60
Ecuación 3, cálculo de energía media método cronológico	60
Ecuación 4, construcción curva de potencia ajustada.	62
Ecuación 5, estimación de kgH₂ producidos.....	70
Ecuación 6, fórmula de gas real.....	75
Ecuación 7, constante de compresibilidad	76

1. Capítulo I: Introducción	1
2. Capítulo II: Marco contextual	10
3. Capítulo III: Metodología de investigación	47
4. Capítulo IV: Potencial energética	53
5. Capítulo V: Producción de energía eléctrica a partir del hidrógeno almacenado	80

6.	Capítulo VI: Evaluación financiera	85
7.	Capítulo VII: Conclusiones y recomendaciones	98
8.	Bibliografía	101
9.	Anexos	106
	Anexos 1 Ficha técnica del electrolizador tipo PEM	106
	Anexos 2 Fichas técnicas de las celdas de combustible	108
	Anexos 3 Costos de referencia para sistemas de potencia principales	122

Lista de siglas, abreviaturas y acrónimos

A: Amperio

AN: Valor actual neto

APV: Aspa de paso variable

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

BOT: Construir, Operar y Transferir (Build Operate and Transfer)

BOP: Balance de Planta (Balance of Plant)

CCS: Capturar Carbono y Almacenarlo (Carbon Capture and Storage)

(CCUS): Capturar Carbono y Almacenarlo (Carbon Capture, Utilization, and Storage)

CP: Curva de Potencia

H₂: Molécula diatómica de hidrógeno

HAWT: Turbina de viento de eje horizontal (Horizontal Axis Wind Turbine)

HAWT: Turbina de viento de eje horizontal (Horizontal Axis Wind Turbine)

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

ICEX: Instituto Español de Comercio Exterior

kA: Kilo Amperio o miles de Amperios

kV: Kilo Voltios o miles de Voltios

kW: Kilo Watts o Kilo Vatios

kWh: Kilovatios-hora

LCOE: Costo nivelado de la energía (Level cost of Energy)

LCOH: Costo nivelado del hidrógeno (Level cost of Hydrogen)

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía

MW: Mega Watts o Megavatios

NREL: Laboratorio Nacional de Energías Renovables (National Renewable Energy Laboratory)

n.º: número

PEM: Membrana de intercambio protónico (Proton exchange membrane)

PEVE: Parque Eólico Vientos del Este

PGI: Plan Global de Inversión

POASEN: Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional

PPA: Acuerdo de compra y venta de energía (Power Purchase Agreement)

PRI: Periodo de recuperación de la inversión

PRIFD: Periodo de recuperación de la inversión a flujos descontados

P2H2P: Potencia a Hidrógeno a Potencia (Power to Hydrogen to Power)

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SMR: Reformado del vapor de gas natural (Steam reforming of natural gas)

SOEC: Celda de electrolizador de óxido sólido (solid oxide electrolyzer cell)

TFG: Trabajo Final de Graduación

TIR: Tasa interna de retorno

TSR: Relación de velocidad de punta de Aspa (Tip Speed Ratio)

TMAR: Tasa mínima aceptable de retorno

VAN: Valor actual neto

1. Capítulo I: Introducción

Actualmente hay un auge del desarrollo de las tecnologías para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes verdes que ayuden a minimizar el impacto negativo al medio ambiente. La energía eólica surge es una de estas nuevas tecnologías que, en conjunto con la energía solar, ha alcanzado el 10% de la producción mundial (Dillon, 2022).

Sin embargo, al igual que otras fuentes de energía renovable, esta es variable y estacional. Por esta razón, este trabajo pretende mostrar la viabilidad de las propiedades del hidrógeno como vector energético para usarlo como medio de almacenamiento energético. A través de la energía generada por un parque eólico en los periodos de excedentes de producción, se produciría hidrógeno y, tras su conversión a energía eléctrica, se le daría uso en los periodos de bajo recurso eólico para inyectarla a la red eléctrica nacional.

El almacenamiento de energía es un reto para vencer en favor de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, y la utilización del hidrógeno verde como una opción a mediano - largo plazo, puede propiciar el incremento en la utilización de las energías renovables variables, además, la integración de servicios auxiliares y soluciones de almacenamiento pueden ayudar a fortalecer la resiliencia de las redes eléctricas en el mundo, así como en la región centroamericana. (Gómez-Ramírez *et al.*, 2023).

1.1. Antecedentes

A partir de abril del año 1949, la generación de energía eléctrica en Costa Rica estuvo bajo la tutela del estado, a través de la participación del ICE, institución estatal descentralizada creada por la ley 449. Fue hasta el 18 de octubre de 1990 que se permitió la participación de la empresa privada en este negocio. La participación privada se dio bajo el amparo de la Ley n.º 7200, que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, durante la administración del presidente Rafael Ángel

Calderón Fournier, esta oportunidad fue ampliada cinco años más tarde con la Ley n.º 7508 (Durán Castro, 2021).

Grupo Ecoenergía fue fundado después de estas reformas legales, esta es una compañía que inició operaciones en el año 2000 y cuyo capital accionario es 100% costarricense. Grupo Ecoenergía nace con el propósito de brindar servicios de consultoría y desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes renovables, así como ser proveedores de servicios de operación y mantenimiento a parques de energía limpia. Inicialmente, la empresa contó con un único parque eólico denominado Aeroenergía que tenía una capacidad instalada de 6.75 MW, este entró en operación en el año 1998 tras las reformas legales.

En el año 2014, en sociedad con la empresa española Acciona Energía, el grupo participó en el desarrollo del parque eólico Chiripa, con una capacidad instalada de 50 MW, y en el año 2016 la compañía adquirió el parque eólico Molinos de Vientos del Arenal S.A. (MOVASA) con una capacidad instalada de 20 MW. Es en el año 2015, cuando se ganó un espacio en la red eléctrica por medio de una licitación pública, la compañía inició la operación del parque eólico Vientos del Este, con una capacidad instalada de 12 MW, este proyecto fue desarrollado por la compañía y es de su entera propiedad.

Además de la experiencia en la prestación de servicios relacionados con la generación eléctrica producto de la energía eólica, la empresa brinda servicios de consultoría a empresas e instituciones financieras sobre otras fuentes de energía renovable como la geotérmica, la solar fotovoltaica e hidroeléctrica, algunas de estas a través de sus socios estratégicos de renombre mundial.

La empresa emplea cerca de 43 colaboradores, quienes laboran mayormente en la provincia de guanacaste, sus oficinas centrales se localizan en la zona de Escazú, en la provincia de San José. El enfoque de la empresa siempre ha estado en armonía con el ambiente y con la generación sostenible de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, buscando la innovación y el desarrollo de nuevos proyectos bajo esta línea.

1.2. Justificación e importancia de la investigación

Existe un excedente de 3MW de capacidad eléctrica en el parque eólico Vientos del Este que no está siendo aprovechado durante los meses de alto potencial de recurso eólico, ya que durante estos periodos es necesario realizar el recorte de la potencia que no está dentro del contrato de compra y venta. Por esto, se limita la producción a la capacidad contratada, por lo tanto, es de gran interés conocer cómo darle uso a este excedente de energía y una opción consiste almacenar la energía excedente a través del hidrógeno verde e inyectarla a la red eléctrica.

Además, se busca descubrir qué tan factible puede ser su inyección a la red eléctrica nacional y aclarar cuál es la rentabilidad tras la instalación y puesta en marcha de un proyecto de hidrógeno verde. Con este estudio se pretende responder a dudas técnicas y financieras que son de utilidad para nuevos proyectos eólicos de la compañía o del país. En la presente investigación se realizará un estudio técnico y financiero que indique si es viable la utilización del hidrógeno como fuente de almacenamiento de energía eólica y se analizará la información registrada en las bases de datos de producción del parque.

Se llevará a cabo una investigación financiera que involucre los costos de los equipos necesarios para la instalación, producción y almacenamiento del hidrógeno, de acuerdo con la capacidad de energía disponible para ser utilizada, lo que permitiría que, a través de una evaluación financiera, se obtenga información suficiente para la toma de decisiones de parte de la directiva de la compañía.

Este estudio proporcionaría información útil para el futuro emplazamiento de parques eólicos en el país, así como para parques eólicos que, al igual que Vientos del Este, cuenten con una capacidad instalada por encima de la contratada, pero con excedentes de energía considerables.

Dado que el tema de la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovable está en crecimiento en la actualidad, esta investigación ayudará a conocer las variables relativas al mercado, de tal manera que se puedan estimar las inversiones probables, los costos de operación y los ingresos

que requerirá un proyecto de este tipo para los inversionistas y desarrolladores, cuyas intenciones estén ligadas a la producción de hidrógeno verde en el país o la región.

Esta investigación también aportará información de utilidad para aquellas industrias que estén interesadas en desarrollar procesos asociados al hidrógeno verde, a la descarbonización y a su impacto en la huella de carbono del país, ya que aportará metodologías de cálculo y de análisis financiero relacionadas con la producción y el almacenamiento del hidrógeno como vector energético.

1.3. Planteamiento del problema

El parque eólico Vientos del Este actualmente vende la energía eléctrica al ICE bajo un contrato de compra y venta respaldado por la ley 7200 y sus reformas, sin embargo, la capacidad de contratación de energía está limitada a un máximo de 9 MW de potencia, esto implica que en los periodos de alto recurso energético la generación del parque debe limitarse a este valor de potencia contratada.

La limitación de potencia no permite aprovechar al máximo la energía que puede ser generada por el parque, por lo tanto, se plantea la implementación de un sistema de hidrógeno verde que permita trasladar esa energía a un periodo de menor producción eléctrica que mejore la disponibilidad del parque y optimice su curva de eficiencia de generación.

1.3.1. Pregunta de investigación

La pregunta de investigación se plantea tomando en cuenta el crecimiento en la última década de las plantas de generación eléctrica a gran escala, a partir del recurso eólico dentro de la matriz eléctrica del país, y conociendo que esta fuente de energía es variable y estacional a lo largo del año.

¿Cuál es la viabilidad técnica y financiera de utilizar el hidrógeno verde como fuente de almacenamiento de energía, para su posterior uso durante los periodos de bajo recurso eólico en el parque eólico Vientos del Este, Tilarán, Guanacaste?

1.3.2. Objetivo general

Desarrollar un estudio de prefactibilidad técnica y financiera para la producción de hidrógeno verde, utilizando los excedentes de energía presentes en el parque eólico Vientos del Este, a través de un análisis estadístico y financiero para la toma de decisiones acerca de su implementación y desarrollo.

1.3.3. Objetivos específicos

Objetivo 1: Estimar el potencial de producción de hidrógeno verde resultante de la utilización del excedente de energía del parque eólico Vientos del Este, por medio de un estudio técnico y estadístico del recurso eólico disponible en el sitio, para su aplicación como medio de almacenamiento de energía.

Objetivo 2: Determinar la producción de energía eléctrica utilizando el hidrógeno verde almacenado a partir de los excedentes, para el aumento de la producción de electricidad, tomando en cuenta las tecnologías disponibles para su transformación.

Objetivo 3: Establecer el impacto de la implementación de un sistema de producción de hidrógeno verde en los parques eólicos, mediante una evaluación financiera sustentada en la utilización de indicadores económicos para la determinación de la rentabilidad del proyecto y la facilitación de la toma de decisiones respecto a su ejecución.

1.4. Viabilidad

Se puede afirmar que esta investigación es viable dado que se cuenta con el acceso a la información del parque Vientos del Este, esto debido a que el investigador labora para la compañía propietaria del parque en estudio. Además, se cuenta con la autorización de la gerencia de la compañía

para la utilización de los datos de producción del parque, así como de las mediciones del recurso eólico del sitio.

Otro aspecto que hace viable esta investigación es que el investigador cuenta con las competencias técnicas requeridas para llevar a cabo la investigación, así como la experiencia en el sector energético, sobre todo en el campo eólico, sujeto a estudio en esta investigación.

Asimismo, se dispone de los recursos financieros necesarios para solventar los gastos asociados a los traslados a la planta y a los puntos de contacto con las instituciones involucradas en la investigación, ya sea dentro y fuera del área de estudio para realizar el proyecto. Respecto a los materiales requeridos, se posee una computadora para la redacción del documento, libros para la realización del análisis teórico y conceptual y teléfono celular con cámara fotográfica para la elaboración de la memoria fotográfica del proyecto.

Además del acceso a la información del parque, se tiene la disponibilidad de la información contenida en el repositorio de la universidad y las revistas científicas indexadas que aportan información relevante sobre el tema de investigación.

1.5. Alcance

Esta investigación tiene como finalidad identificar, analizar y procesar la información necesaria para la caracterización de la producción del parque eólico Vientos del Este de tal forma que se pueda conocer y cuantificar la cantidad de energía que se puede producir en los periodos de alta disponibilidad de recurso eólico sin limitar la potencia del parque, almacenando la energía como hidrógeno verde, para posteriormente convertirla en energía eléctrica y utilizarla en los periodos de bajo potencial energético.

Durante la investigación se realizará el tratamiento de los datos de las variables relevantes para el estudio tales como velocidad de viento, dirección de viento y potencia eléctrica, dentro de este tratamiento se revisará la cantidad de horas de operación del parque en condiciones de limitación, y se analizarán las condiciones climáticas asociadas al recurso local, de tal forma que se describa y

caracterice la producción del parque en estas condiciones, con el fin de proyectar sus producciones a un horizonte de análisis adecuado para ser utilizado en la evaluación financiera, al menor valor de incertidumbre posible.

Para conocer los costos de los equipos requeridos en los sistemas de hidrógeno propuestos en el estudio, se realizará una búsqueda de información dentro de los buscadores académicos, con un enfoque en las revistas indexadas, así como buscar contacto con grupos de interés asociados al hidrógeno que puedan suministrar información relacionada con esta tecnología y fuente de energía. Además, se contactará dentro de lo posible a empresas proveedoras de equipos para conocer costos y condiciones de logística.

Para entender mejor los datos, se conversará con el personal de planta encargado de la operación del parque y se realizarán visitas al sitio para verificar los espacios físicos disponibles para el proyecto y la colocación de equipos.

A partir de los resultados obtenidos en la investigación técnica y financiera de los procesos descritos se realizará una evaluación financiera utilizando los indicadores económicos relacionados con el enfoque de la investigación para determinar la viabilidad del proyecto a un nivel de prefactibilidad. El periodo disponible para esta investigación se limitará a los meses que van de febrero del 2023 a diciembre del 2023, sin embargo, no se implementará, pues solo se realizará la propuesta.

1.6. Limitaciones

No se realizará un análisis de costos de producción de hidrógeno para su venta en el mercado nacional o regional, los cálculos están enfocados en su producción y almacenamiento en el parque eólico Vientos del Este. Se considera un posible obstáculo para la investigación el acceso a las fuentes de información relacionadas con los equipos de hidrógeno y sus proveedores dentro del país, ya que se trata de una tecnología poco difundida en la región.

Se considera que puede existir una limitación al acceso de información asociada a los costos de inversión y operación para un proyecto con la escala en que se plantea. La disponibilidad de recursos

para realizar el proceso de la electrolización podría no estar en las magnitudes asociadas a la producción del hidrógeno en el sitio, tal es el caso del agua.

1.7. Resumen de capítulos

En el **capítulo II**, se expuso la información alcanzada por la investigación de previo al inicio del trabajo. En este capítulo, se abordó desde el punto de vista referencial, teórico, y legal, la estructura informativa de la investigación, se analizaron las referencias que se tienen en investigaciones anteriores llevadas a cabo bajo un contexto similar, por medio de artículos, libros y literatura en general. Por otra parte, se revisaron los aportes legales que dan sustento o aplican a las condiciones reglamentarias y normativas de la investigación.

En el **capítulo III**, se planteó la metodología de investigación del trabajo y se detalló el tipo de estudio, así como su paradigma de investigación. En este capítulo, además, se describió cuáles fueron los instrumentos de recolección de datos utilizados y se planteó a través de un mapa conceptual la estructura de estudio que se siguió para obtener la respuesta a los objetivos específicos y el objetivo general. Además, en este capítulo se detalló el cronograma de ejecución del trabajo.

El capítulo IV se desarrolló el objetivo 1 de la investigación y se explicaron las condiciones técnicas de limitación de energía con las que cuenta la planta. También, se planteó la metodología de cálculo de los excedentes de recurso eólico presentes en el parque eólico Vientos del Este.

Asimismo, en este capítulo se realizó el cálculo de producción del hidrógeno verde a obtener a partir de las tecnologías seleccionadas y de los insumos disponibles. Con el dato de los kg de hidrógeno producidos, se estimó también el volumen de almacenamiento requerido.

En el **capítulo V** se desarrolló el objetivo 2 del trabajo y se procedió a calcular la energía eléctrica que se puede producir con los kg de hidrógenos almacenados tras ser producidos con los excedentes del parque.

En el capítulo VI se realizó la evaluación financiera del proyecto y se detallaron los costos de inversión del proyecto planteado, así como los costos asociados a la operación y mantenimiento. Se elaboraron dos corridas financieras con dos horizontes de proyecto distintas con la finalidad de conocer la rentabilidad actual de un proyecto de este tipo y así facilitar a la directiva y a la gerencia información válida para la toma de decisiones.

2. Capítulo II: Marco contextual

2.1 Marco referencial

El hidrógeno como vector energético ha tomado mucha relevancia en la matriz energética global y en los planes de descarbonización, Espergren *et al.* (2021) lo entienden de esta forma y abordan el rol del hidrógeno en la transición de una economía dependiente del petróleo a una sociedad más carbono neutral. Asimismo, analizan las diferentes iniciativas en estudio para la producción de hidrógeno y sus características, teniendo en cuenta, actores, metas, escalas, y los recursos disponibles. Estos autores también enfatizan la importancia de las energías renovables, tales como la eólica, para alcanzar esta meta.

Schrotenboer *et al.* (2022) analizan la intermitencia de estas fuentes de energía y establecen de forma pionera estrategias óptimas para operar los sistemas energéticos integrados de forma consistente con la producción y almacenamiento de hidrógeno, el enfoque está en dar flexibilidad al sistema con políticas óptimas para la toma de decisiones diarias relacionadas con la cantidad de energía a almacenar como hidrógeno, comprar o vender en el mercado eléctrico, estas políticas tienen un trasfondo técnico y jurídico, que hace especial énfasis en la necesidad de contar con PPA.

Por otra parte, Apostolou y Enevoldsen (2019) estudian el impacto presente en las redes eléctricas con la generación distribuida y la implementación de las fuentes de energía renovable y, al igual que otros autores, analizan las condiciones climáticas que las envuelven y la dificultad de integrarlas a las redes de potencia, es en este punto donde proponen la implementación del hidrógeno como fuente de almacenamiento y describen de forma general los sistemas de viento-hidrógeno y la eficiencia de su asociación tras la revisión de 51 artículos relacionados al tema.

Igualmente, Li *et al.* (2019) analizan el estado actual del hidrógeno, su producción y su integración con los sistemas eólicos, además de abordar el tema del recorte de energía por limitación de potencia y las pérdidas de energía por este accionar, así como esto puede ser aprovechado a través

de la producción del hidrógeno, su almacenamiento y conversión en energía eléctrica para mejorar la calidad de la energía a entregar y la disponibilidad de esta en la red eléctrica.

Mientras tanto, Beswick *et al.* (2021) profundizan en el análisis de los consumos de agua necesarios para la producción del hidrógeno, así como en definir la cantidad necesaria a extraer, de tal forma que puedan responder a la interrogante de si existe o no una problemática futura en la producción de este gas asociada a la falta de agua.

Chi y Yu (2018) analizan el consumo del agua en el proceso de producción de hidrógeno a través de electrolisis, con el enfoque de su utilización para aprovechar los excedentes de energía eólica y fotovoltaica no utilizados, pero desde una perspectiva técnica que compara las tecnologías disponibles en la actualidad para la electrolisis del agua.

Olabi *et al.* (2021) presentan una visión general de las principales tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno, junto con sus desafíos, y se enfocan en ayudar a identificar tecnologías que tienen suficiente potencial para aplicaciones energéticas a gran escala con dependencia del hidrógeno.

Chang *et al.* (2019) abordan las tecnologías de almacenamiento de energía en sitio para generar estabilidad a los parques eólicos conectados a la red que por errores de pronóstico incurren en costos extras, para su análisis toman en cuenta la tecnología del hidrógeno y de las baterías de litio y hacen una evaluación técnica financiera.

De forma más aplicada, Kharel y Shabani (2018) presentan el análisis del estudio de la utilización del hidrógeno para una aplicación de almacenamiento a largo plazo y a gran escala para respaldar la combinación actual de generación de electricidad en el estado de Australia Meridional en Australia, que incluye principalmente gas, viento y energía solar. Se compararon dos casos de almacenamiento de energía en baterías y sistemas híbridos de almacenamiento de hidrógeno y baterías para respaldar las entradas de energía solar y eólica bajo un punto de vista tecno-económico con una evaluación financiera.

Shatnawi *et al.* (2018), al igual que los autores anteriores, analizan y comparan las opciones de almacenamiento de hidrógeno y discuten las técnicas y los retos asociados a este proceso.

Por otra parte, Nadaleti *et al.* (2020) estudian el potencial de la utilización de producir hidrógeno verde a partir de fuentes de energía renovables como la hidroeléctrica y la eólica al integrar ambas fuentes y manejar una ventana de producción de energía excedente de una hora diaria, ellos también cuantifican la generación de hidrógeno disponible en esta ventana y analizan financieramente la viabilidad de la producción del hidrógeno en esta aplicación.

Posso y Zambrano (2014) realizan un análisis más general y estudian el potencial existente en Venezuela para producir hidrógeno con fuentes renovables como la solar fotovoltaica, eólica, e hidroeléctrica, cuantifican en kilogramos de hidrógeno por año y analizan su impacto social en los requerimientos energéticos de las zonas rurales.

Elberry *et al.* (2021) estudian el almacenamiento de energía en forma de hidrógeno como una alternativa verde prometedora y se enfocan también en las opciones de almacenamiento de hidrógeno, pero comprimido a gran escala, clasificándolo en tres categorías: recipientes de almacenamiento, almacenamiento geológico y otras alternativas de almacenamiento subterráneo. Profundizan en varias tecnologías y enfatizan la necesidad de buscar un medio de almacenamiento diferente al mecánico o electromecánico, ellos resaltan el hidrógeno como una opción relevante para el futuro.

Yu *et al.* (2018) abordan el tema desde el punto de vista de la cogeneración (análisis llevado a cabo en China) y destacan lo antes mencionado, que es una flexibilidad de operación limitada debido a la producción conjunta de energía eléctrica y térmica. Dada esta situación, se presentan periodos de desperdicio de energía de plantas eólicas, analizan soluciones de almacenamiento de energía eléctrica y térmica, e integran las plantas eólicas. Además, analizan el impacto en la huella de carbono por estas acciones.

Ayodele y Munda (2019) presentan un análisis extenso de 15 sitios en Sudáfrica y caracterizan las oportunidades de producir hidrógeno verde a través de la electrólisis del agua. Realizan el estudio desde una perspectiva de capacidad y viabilidad técnica financiera y profundizan de manera importante en el estudio del recurso eólico y los parámetros de operación de los aerogeneradores, así como su influencia en la producción de hidrógeno.

De forma análoga Dabar *et al.* (2022) se centran en analizar el análisis de riesgo económico asociado a la producción de energía eólica para la generación de electricidad y la producción de hidrógeno verde en los países africanos. Se caracteriza el viento de la zona en estudio y se realiza el análisis con la información de cinco parques eólicos con una capacidad total de 450 MW. En este estudio se abordan los conceptos de costo nivelado de producción de energía (LCOE) y costo nivelado de producción de hidrógeno verde (LCOH), además de analizar los criterios de evaluación financiera.

Otra posibilidad técnica que está presente en los estudios relacionados con el hidrógeno verde y sus aplicaciones es la que comentan Mariani *et al.* (2022) p.1, relacionada a la inyección suave de energía a la red y, tal y como lo indican, es una de las “tres posibles operaciones identificadas por el Acuerdo de Implementación de Hidrógeno (HIA) de la Agencia Internacional de Energía (AIE)” a través de la energía se puede mitigar la imprevisibilidad inherente de la generación eólica producto de la variabilidad del recurso, este planteamiento se realiza con un modelo de control predictivo (MPC).

2.2 Marco teórico

La utilización de fuentes de energía que puedan proveer al ser humano de seguridad y confort debe ir de la mano del uso responsable de la energía que se obtiene, así como de su aplicación, para estudiar las opciones relacionadas al hidrógeno en condición verde, como vector energético y a las soluciones tecnológicas que se le asocian. Por lo tanto, es de gran importancia definir cada uno de los conceptos que se involucran en su producción, almacenamiento y utilización.

Además, se debe colocar en contexto las condiciones en que se tranza la energía durante su producción; para este fin, se debe dar una breve mirada al mercado eléctrico nacional, siempre desde el punto de vista de su generación.

2.2.1 El mercado eléctrico en Costa Rica

2.2.1.1 Aspectos generales

El mercado eléctrico en Costa Rica se encuentra compuesto, en una alta cuota, por la participación del estado y su operación es regida por un actor principal que es el ICE, este se coloca en el extremo superior con la mayor participación dentro de la gestión eléctrica nacional, siendo una institución involucrada en la planificación, construcción, diseño, generación, transmisión y distribución eléctrica a lo largo del territorio costarricense.

Este modelo es, con ciertos matices, el de un monopolio verticalmente integrado, con algunas características específicas del modelo de comprador único. Este es el modelo típico de la época de la postguerra, anterior a las reformas sustantivas realizadas a nivel internacional, a finales del siglo pasado.

Este modelo fue muy efectivo para asegurar la cobertura y suministro del servicio en prácticamente todo el territorio nacional, así como para la introducción de fuentes renovables de energía (Weinstok, 2020)

Desde la creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en 1949, y conforme a las tendencias regulatorias de la época, este se concibió como el actor principal en todas las fases del mercado eléctrico, desde su generación, hasta el suministro al consumidor final. Adicionalmente, se autorizó de forma limitada la generación, distribución y comercialización por parte de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y las cooperativas de electrificación rural, para atender necesidades puntuales de algunas zonas (Weinstok, 2020).

El mercado eléctrico en control del ICE ha sido acompañado en otras áreas por instituciones de carácter estatal, como por ejemplo el MINAE, que está a cargo de las labores políticas, o la ARESEP, cuya consigna es mantener un sistema con precios regulados bajo el principio de servicio al costo, en donde el precio debe cubrir los costes, más un margen que permita invertir para cubrir el aumento futuro de la demanda.

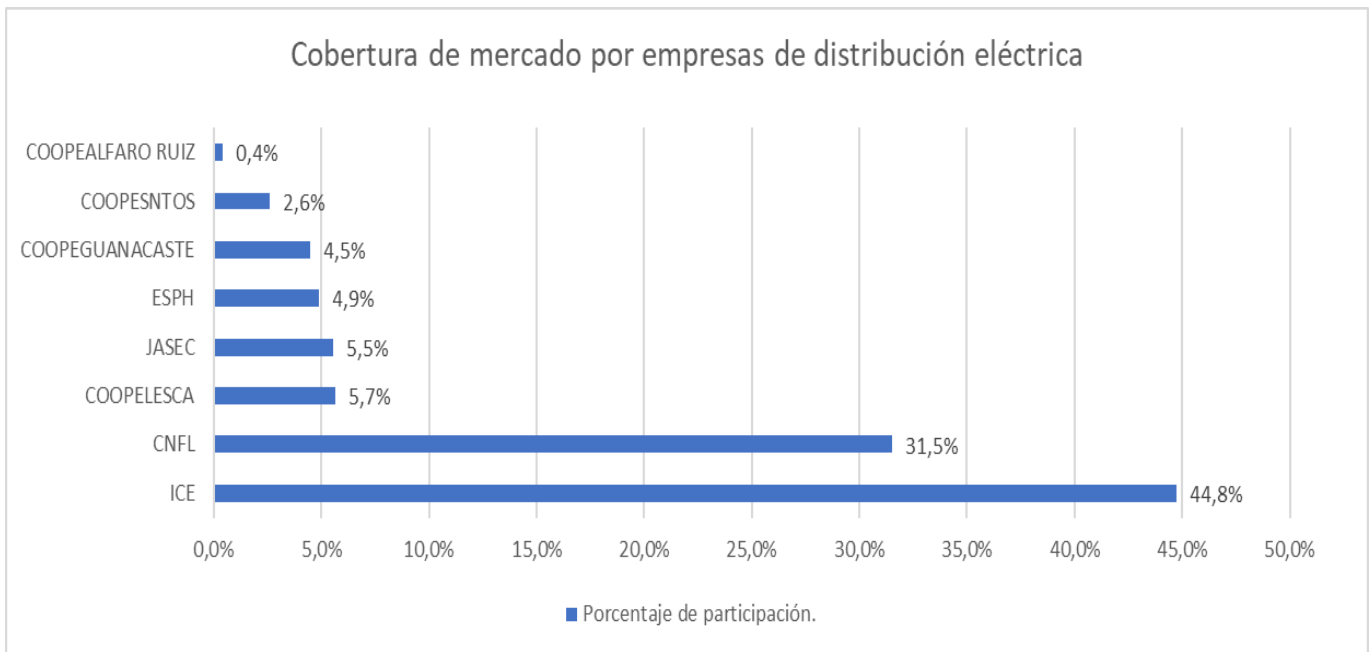
Esta regulación de precios involucra definir el rango de tarifas de energía y la metodología a aplicar para cada tipo de tecnología. Costa Rica tiene dos características relevantes en su sistema eléctrico que son la cobertura de casi el 100% y el nivel de calidad de la oferta.

2.2.1.2 Distribución y cogeneración eléctrica en Costa Rica

En la etapa de distribución y comercialización de la electricidad en Costa Rica participan ocho empresas que son el ICE, la CNFL, JASEC, ESPH y las cuatro cooperativas de electrificación rural. Según datos de diciembre 2021, entre el ICE y la empresa CNFL se concentra el 76.3% del total de abonados en el país, lo cual, sumado a ser dueños de la totalidad de la red de transmisión, demuestra la integración vertical anteriormente expuesta, para más detalles, ver Figura 1.

Figura 1

Porcentaje de cobertura por distribuidora en Costa Rica



Nota. Elaboración propia con datos de la ARESEP.

En la década de los noventa, se introduce la cogeneración eléctrica con capital privado a través de la Ley N° 7200 y sus reformas contenidas en la Ley 7508, estas leyes llegaron como un aliciente para aquellos interesados en participar en el sector de la generación eléctrica, las leyes, aunque de manera limitada, permiten la venta de excedentes en cogeneración con el estado, teniendo como único comprador al ICE.

Fue específicamente en 1990, a través de la Ley 7200, que se autorizó la generación privada a través de fuentes renovables en Costa Rica, limitada a una escala de hasta 20 MW de capacidad instalada máxima por cada empresa.

Además, el conjunto de proyectos no debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctricas que integran el Sistema Eléctrico Nacional. “Toda empresa que quiera generar electricidad para vender al ICE debe tener como mínimo un 35% de su capital social propiedad de ciudadanos costarricenses” (ICEX, 2011 p.8).

Posteriormente en 1995, por medio de la Ley 7508, se modificó la ley 7200 y se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación. Bajo estas nuevas condiciones, la ley permite a las empresas privadas generar un 15% adicional al 15% permitido por la ley 7200, sobre la base de la energía del Sector Eléctrico Nacional (SEN), condicionado a que esta generación sea con fuentes renovables.

Este régimen permite a las plantas privadas tener una capacidad instalada máxima de 50 MW y el proceso de contratación se hace a través de licitación pública bajo la modalidad BOT.

En la tabla 1 se muestra la participación de las plantas en cogeneración con el ICE dentro del mercado eléctrico de Costa Rica, si se aprecia el porcentaje de energía eólica instalada en el país, la mayor participación de esta fuente ha sido aportada por las plantas contratadas bajo los modelos de cogeneración privada.

Tabla 1*SEN potencia instalada en placa*

ICE	KW	Unidades	%
Hidro	1 660 058	41	71,62%
Térmico	380 962,00	19	16,44%
Geotérmico	262 660,00	8	11,33%
Eólico	13 200,00	20	0,57%
Solar	1 000,00	10	0,04%
Total, ICE	2 317 880,00	98	67,36%
Hidro	412 335,00	59	86,82%
Eólico	58 200,00	44	12,25%
Solar	4 400,00	1	0,93%
Total, otras Empresas	474 935,00	104	13,80%
Hidro	55 628	35	19,15%
Eólico	163 830	99	56,40%
Biomasa	71 000	4	24,44%
Total, ley 7200 Capítulo I	290 794,00	138	8,44%
Hidro	202 531	9	56,65%
Eólico	154 985	113	43,35%
Total, ley 7200 Capítulo II	357 516	122	10,27%
Total, Instalado	3 440 789	462	

Nota. Tomado de ICE (2022).

2.2.2 Aspectos generales de la energía eólica

La energía eólica ha tomado relevancia en los últimos treinta años como una de las fuentes de energía renovable de menor impacto al medio ambiente, principalmente durante su proceso de producción de electricidad y la tecnología involucrada en su desarrollo le permite colocarse dentro de la categoría de no emisora de gases de efecto invernadero.

Se trata de una industria de alta tecnología que ha logrado competir económicamente, tanto en costos de inversión, como de mantenimiento y operación con otras fuentes de energía renovable más conservadoras, como la hidráulica.

2.2.2.1 Aerogeneradores y su operación

Los aerogeneradores se pueden clasificar de diferentes maneras, de acuerdo con la disposición de su eje de giro, la cantidad de aspas, la tecnología involucrada en la conversión eléctrica, e incluso se pueden definir en función de la clase de viento que el aerogenerador es capaz de soportar sin entrar en fallas de operación.

La operación de los aerogeneradores está directamente relacionada con las condiciones del recurso eólico presente en el sitio, es así como la correcta selección del modelo de turbina eólica permite optimizar la operación del parque como tal, así como tener claro el potencial eólico disponible, sus parámetros característicos y la incidencia de estos en los materiales de los aerogeneradores y los componentes que lo involucran y que participan en su operación. Esto es crucial para alcanzar la mejor curva de eficiencia posible durante su trabajo. Estructuralmente, las principales categorías de aerogeneradores o turbinas eólicas están en función del diseño de la posición de sus ejes de rotación con respecto al viento y se dividen en dos:

- a) **De eje horizontal:** en estos Aerogeneradores la rotación del eje conectado al tren motriz se encuentra en posición paralela a la dirección predominante del viento, es el tipo de aerogenerador de mayor fabricación y aplicación en la actualidad, también se les denomina HAWT. En la Figura 2.a se aprecia su disposición (Villarubia, 2012).

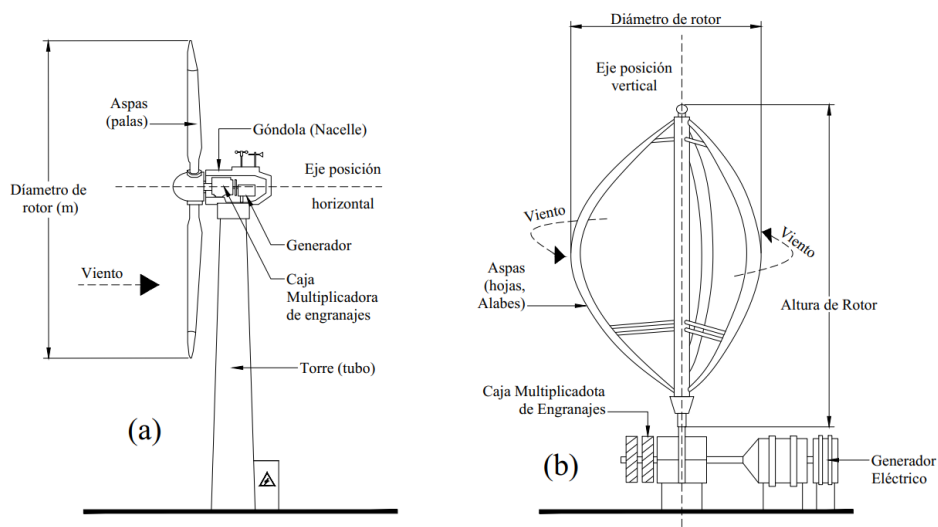
- b) **De eje vertical:** para este tipo, la disposición del eje se encuentra en una posición perpendicular a la dirección del viento y son poco utilizados. Los más conocidos son el Savonius con un funcionamiento similar al de un anemómetro de copas y el Darrieus de álabes curvados, ver Figura 2.b. También se denominan VAWT (Villarrubia, 2012).

Estos aerogeneradores no requieren de sistema de guiñada para mantenerse en la dirección predominante del viento, lo que es una ventaja. Por otra parte, otra ventaja significativa que tienen es que el tren de potencia mecánica puede colocarse en la base del aerogenerador, lo que limita el peso puesto sobre su estructura y facilita su operación y mantenimiento (Pinto, 2013).

Sin embargo, las desventajas asociadas a su diseño son mayores a las de su contraparte, entre estas se encuentran los valores bajos para el TSR y la doble incapacidad para iniciarse y controlar la potencia de salida debido a la ausencia de un mecanismo paso a paso. No obstante, la principal desventaja de estas máquinas es que las aspas están relativamente cerca del suelo, donde la velocidad del viento es mucho menor y genera problemas relacionados con la turbulencia del viento (Pinto, 2013).

Figura 2

Tipos de aerogeneradores de acuerdo con la posición de sus ejes de rotación



Por otra parte, los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT) son los más utilizados en los parques eólicos y, aunque existen diseños en esta categoría que van desde un aspa hasta tres, en la actualidad los diseños mayormente utilizados son los de tres aspas que se producen en una gran cantidad de potencias, con la consigna de obtener la mayor potencia por área de barrido de viento disponible, los diámetros de rotores pueden variar desde los 40 metros para las máquinas diseñadas en los años 90, como por ejemplo los Neg Micon 750kW, hasta los 133 metros de rotor, como las Nordex N133 de 4.29MW.

Los rangos de potencia son variados, al igual que los diámetros de las aspas, y las alturas de las torres, pero, en general, el enfoque es el mismo: utilizar el modelo que mejor se ajuste a las condiciones de operación del sitio.

2.2.2.2 Aerogenerador de eje horizontal HAWT

En la Figura 3, se detallan los principales componentes de un aerogenerador tradicional de eje horizontal y en la Figura 4 el proceso conversión de la energía cinética obtenida del viento a energía eléctrica.

Figura 3

Principales componentes de un aerogenerador HAWT

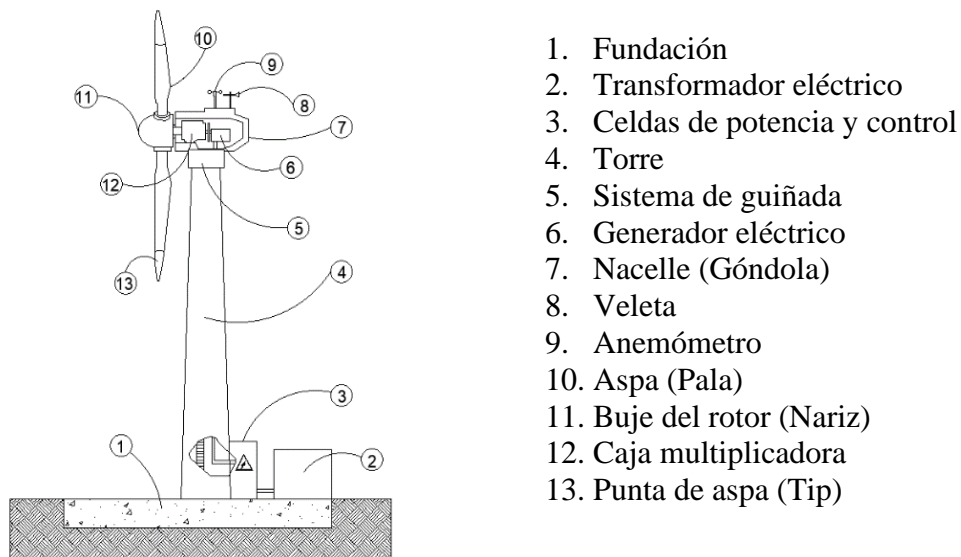
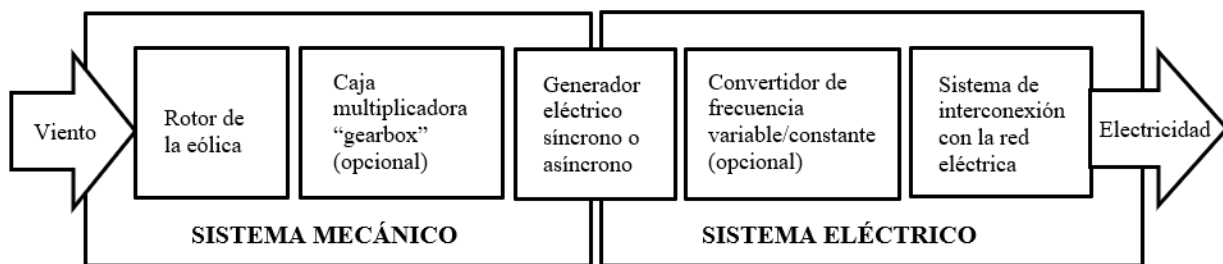


Figura 4

Cadena de transformación de energía eólica en energía eléctrica



Nota. Basado en Taherian-Fard *et al.* (2020).

En general, el proceso se puede explicar de la siguiente forma:

- Se capta la energía cinética del viento por medio del diseño aerodinámico de las aspas, convirtiéndola en energía mecánica de rotación y transmitiéndola al eje principal del aerogenerador, por medio del buje del rotor o nariz del aerogenerador.
- El eje principal está acoplado y gira solidariamente al eje de baja velocidad de la caja multiplicadora, la cual, a través de varias etapas de transmisión de potencia, aumenta el giro de velocidad que merma el par de torque en su eje de salida.
- Acoplado al eje de alta velocidad, se encuentra el generador eléctrico, la relación entre la entrada a la caja multiplicadora y su salida en el eje de alta es importante, por ejemplo; un eje de baja en una caja multiplicadora puede girar a 26 rpm, mientras que en su eje de alta puede girar a 1822 rpm con una relación de transmisión de 1:67.46, estas relaciones se establecen en función del número de polos del generador.

La caja multiplicadora actúa como un transformador mecánico para adecuar la velocidad de accionamiento del generador eléctrico, a la producción de una tensión eléctrica, a la frecuencia requerida por la red (50 Hz en Europa y 60 Hz en América). La generación realiza normalmente en baja tensión (tensión no superior a 1.000 V) para posteriormente elevarla al nivel exigido para la conexión con la red en una estación transformadora situada fuera del generador eólico (Villarrubia, 2012).

2.2.2.3 Configuración eléctrica de los aerogeneradores y su conexión a la red

Los aerogeneradores utilizan, tanto generadores asíncronos, como síncronos en la producción de la energía eléctrica. Con relación al generador asíncrono, se distinguen dos tipos: generador asíncrono con rotor en jaula de ardilla y generador asíncrono con rotor bobinado doblemente alimentado. En cuanto al generador síncrono, el utilizado es el multipolo de imanes permanentes (Villarrubia, 2012).

En general, los generadores síncronos de imanes permanentes y los de inducción (asíncronos) con rotor doblemente alimentado se utilizan con rotores eólicos a velocidad variable, mientras que los de inducción con rotor en jaula de ardilla son empleados con rotores eólicos a velocidad constante (Villarrubia, 2012). Los aerogeneradores se pueden clasificar en cuatro grandes grupos, de acuerdo con su configuración eléctrica, estos se detallan a continuación:

Tipo 1, velocidad fija: utilizada desde la década de los noventa, esta incluye un generador de jaula de ardilla conectado a la red sin convertidor electrónico de potencia, cuenta con una caja multiplicadora multietapa y trabaja con un arrancador suave para realizar la conexión a la red, requieren de compensación reactiva por su carácter inductivo (Taherian-Fard *et al.*, 2020).

Tipo 2, velocidad variable: al igual que las de velocidad fija, estas comenzaron a utilizarse en la década de los noventa como respuesta a la fluctuación de la energía generada por la Tipo 1, que puede provocar inestabilidad del voltaje en la red, así como pérdidas en las líneas de transmisión. Los convertidores electrónicos de potencia se introdujeron para satisfacer los requisitos de la red, como frecuencia, voltaje, potencia activa y reactiva, armónicos, etc. (Taherian-Fard *et al.*, 2020).

Tal y como en la configuración tipo 1, esta cuenta con caja multiplicadora, arrancador suave y banco de capacitores. Además, incorpora en el generador una resistencia variable ligada al estator para ajustar la velocidad de rotación del generador. La velocidad ajustada se encuentra aproximadamente un 10% por encima de la velocidad síncrona y depende del tamaño de la resistencia variable. A medida que cambia la resistencia del rotor, se puede controlar la potencia de salida del sistema (Taherian-Fard *et al.*, 2020).

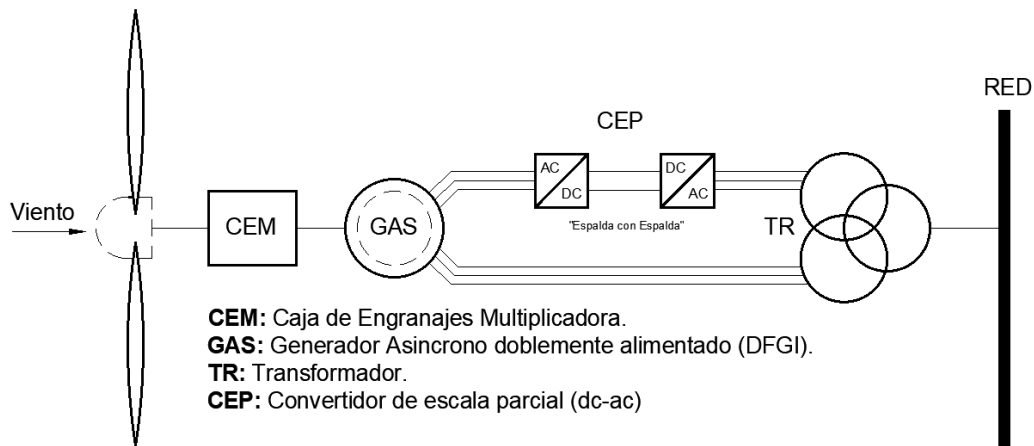
Tipo 3, convertir de escala parcial: El aerogenerador sigue siendo de velocidad variable, pero, en esta configuración, se muestra el estator de un generador de inducción doblemente alimentado, conectado directamente a la red, donde su rotor transfiere la energía a través de un convertidor de escala parcial conectada espalda con espalda con aproximadamente el 30% de la potencia nominal del

generador. Este convertidor compensa el consumo de potencia reactiva del generador y controla la velocidad del rotor en un amplio rango, en comparación con el tipo 2 (Taherian-Fard *et al.*, 2020).

Dado que solo pasa potencia de forma parcial a través del convertidor de frecuencia que alimenta al rotor, los costos del convertidor y las pérdidas generales del sistema se reducen. La Figura 5 muestra el detalle de esta conexión.

Figura 5

Tipo 3, convertidor de escala parcial



Tipo 4, convertidor de escala completa: en esta configuración, la energía generada a partir del generador síncrono pasa a través de un convertidor electrónico de potencia nominal total. En consecuencia, se emplea una configuración eléctrica similar para conectar el generador a la red. Sin embargo, en las partes mecánicas, se utiliza una caja de cambios elevadora para desacoplar el eje de la turbina del eje del generador.

En este esquema, la relación de transmisión máxima es de aproximadamente 10, existe una variable más a este esquema en donde la caja multiplicadora desaparece.

2.2.2.4 Perfil aerodinámico de un aerogenerador HAWT

Los álabes de los aerogeneradores se diseñan siguiendo perfiles aerodinámicos de tal forma que las fuerzas de sustentación y de resistencia o arrastre sean las adecuadas para que, por una parte, se optimice la extracción de energía del viento y, por otra, se facilite la regulación y el control de la turbina eólica (Villarrubia, 2012).

La Figura 6.a muestra el perfil aerodinámico de una pala en el cual se detallan los bordes de ataque y de fuga y en las Figuras 6.b y 6.c, se establecen las componentes de fuerza y velocidad que interactúan con el aspa (Villarrubia, 2012).

Los componentes mostrados en las figuras son los siguientes:

Borde de ataque: línea de puntos AA' a barlovento sobre los que incide el fluido.

Borde de fuga: línea de puntos BB' a sotavento opuesta a AA'.

Cuerda del perfil: línea que une los bordes de ataque y de fuga.

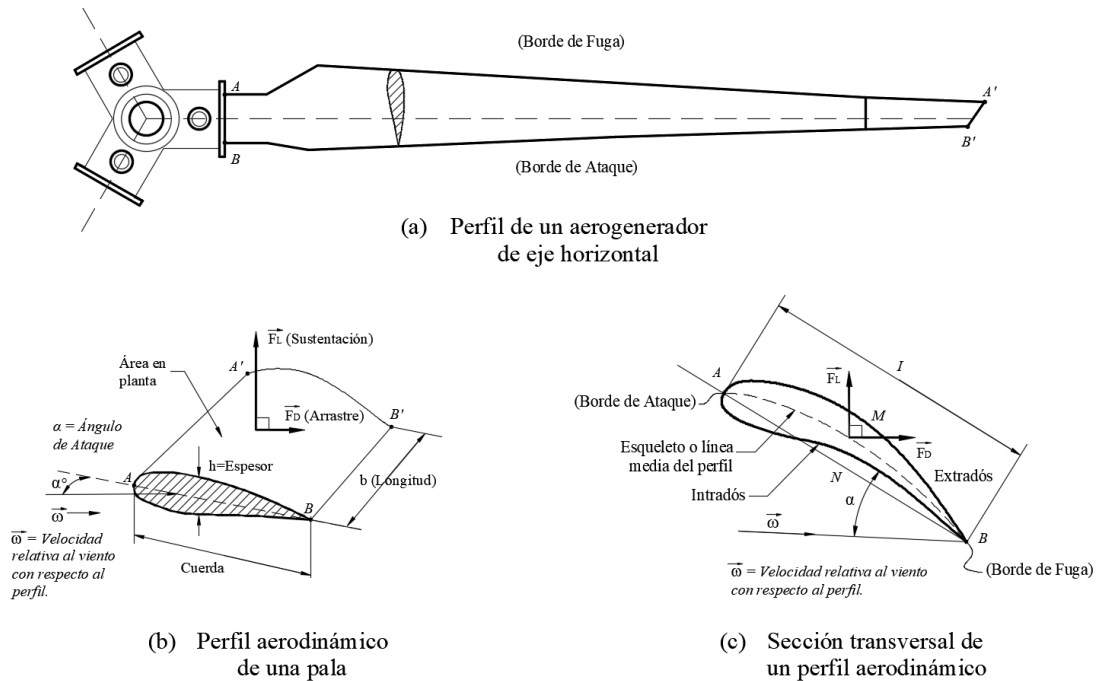
Envergadura, profundidad o longitud del perfil: longitud b del segmento BB'.

Extradós e intradós: líneas AMB y ANB. En el extradós el aire está en depresión mientras que en el intradós está en sobrepresión.

Ángulo de incidencia: es el que forma la cuerda con la dirección de la velocidad relativa del viento ($\vec{\omega}$). En las Figuras 6.a y 6.b, es el ángulo α .

Figura 6

Perfil aerodinámico de un aerogenerador



Nota. Elaboración propia basada en Villarrubia (2012).

El viento que llega de forma perpendicular a la pala es el que se conoce como viento absoluto, sin embargo, existe otro componente de viento denominado relativo, que está presente en el movimiento del aspa, en la Figura 6, este viento relativo o con velocidad relativa ($\vec{\omega}$) incide sobre la pala con un ángulo de ataque o incidencia (α). Este ángulo es el que forma la dirección de la velocidad relativa y la de la cuerda de la pala o álabe. Si no hay movimiento en las palas, tanto la velocidad relativa, como la absoluta, coinciden en magnitud, este comportamiento se describe a través de la ecuación $\vec{V} = \vec{\omega} + \vec{u}$, siendo \vec{u} la velocidad del punto de la pala considerado.

La velocidad lineal \vec{u} y el extremo de la pala se suelen tomar como punto de referencia, esta velocidad se conoce también como “tip speed”, la relación entre esta velocidad en la punta del aspa y la velocidad absoluta incidente del viento es la que se conoce en relación de velocidad de punta o “Tip speed ratio” (TSR), por sus siglas en inglés, este valor es de importancia a la hora de comparar aerogeneradores

(Villarrubia, 2012). Los módulos de las fuerzas de sustentación (FL) y de arrastre (FD), mostrados en la Figura 6, vienen dados por las siguientes expresiones matemáticas:

$$F_L = C_L \left(\frac{1}{2} \rho A W^2 \right) \quad ; \quad F_D = C_D \left(\frac{1}{2} \rho A W^2 \right)$$

Ecuación 1, FL y FD

Basado en Villarrubia (2012).

Donde:

W: módulo de la velocidad relativa del viento respecto a la pala (m/s).

A: área característica, producto de la cuerda por la envergadura o longitud ($A = lb$).

ρ : densidad del aire (kg/m³).

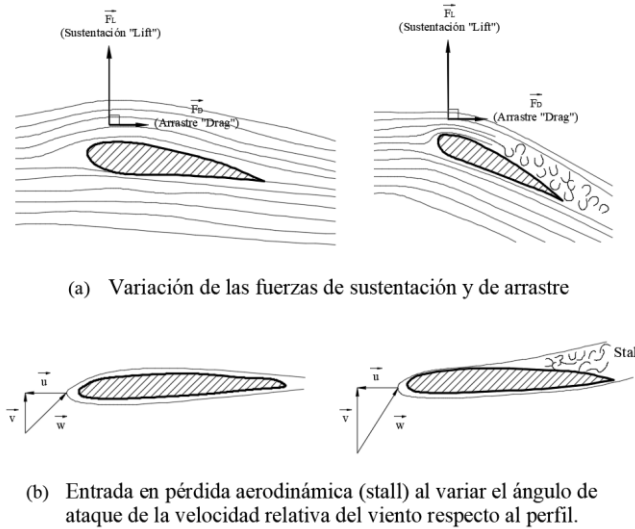
CL, CD: coeficientes aerodinámicos de sustentación (lift) y de resistencia o arrastre (drag).

En condiciones de operación, el coeficiente CL y la fuerza de sustentación (FL), aumentan con el ángulo de ataque (α) hasta un valor máximo. Alcanzado este valor, si el ángulo de ataque sigue creciendo, la fuerza de sustentación se reduce, mientras que la de arrastre sigue creciendo, bajo estas condiciones, se inicia el desprendimiento del flujo con formación de remolinos y turbulencias, tal y como se muestra en la Figura 7.a y 7.b. En estas condiciones, el perfil entra en pérdida aerodinámica, disminuyendo el CL y la fuerza de sustentación (FL). Este fenómeno de pérdida de sustentación, denominado también “stall”, se ve favorecido si la pala tiene rugosidades o irregularidades superficiales (incisiones, aristas vivas, etc.).

Mientras en los aviones se evita la pérdida de sustentación, en los aerogeneradores se busca caer en esta región como medida de control y regulación de potencia. Teniendo en cuentas todos estos factores aerodinámicos previamente mencionados, se pueden definir dos maneras específicas para regular la potencia de un aerogenerador, 1. A través de un sistema pasivo de regulación o stall, o 2. a través de un sistema que, tras girar el aspa, varíe el ángulo de ataque y la coloque en zona de pérdida, este es el fundamento del denominado sistema activo de regulación o pitch control de un aerogenerador.

Figura 7

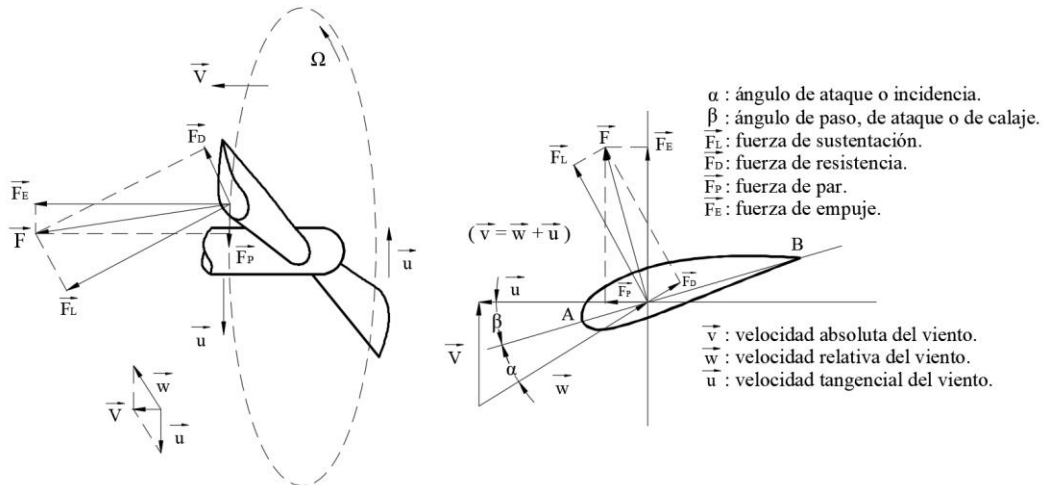
Variación de las fuerzas FL y FD , y el ingreso en pérdida aerodinámica



Nota. Basado en Villarrubia (2012).

Figura 8

Perfil de la sección transversal de la pala o aspa



Nota. Basado en Villarrubia (2012).

A manera de resumen, se puede decir que el viento ejerce sobre el aspa una fuerza total, que es la suma de dos componentes: una paralela a la dirección de la velocidad relativa, que constituye la

fuerza de resistencia y otra perpendicular a dicha dirección, que es la fuerza de sustentación. La fuerza total se puede descomponer según dos ejes: uno según la dirección de la velocidad absoluta del viento, y otro normal al anterior, según el plano de rotación del rotor. Estos componentes son la fuerza que da origen al empuje axial del viento sobre el rotor y la fuerza responsable del par o momento del rotor que hace girar al mismo, lo que desarrolla la potencia en el eje de la máquina, ver Figura 8.

2.2.2.5 Regulación de potencia de un aerogenerador HAWT

Cuando un generador alcanza su potencia nominal, las turbinas deben limitar la magnitud de la potencia mecánica entregada al generador. Por ejemplo, un generador en turbinas eólicas típicas alcanza su potencia nominal a velocidades de viento de 15 m/s a 25 m/s y, por lo tanto, debe disminuir la recolección de energía a velocidades de viento más altas. Este control de recolección de energía se logra mediante pérdida, cabeceo o una combinación de ambos, que es llamada pérdida activa. No hay 3 partes móviles en las palas controladas por bloqueo y el desafío en esta técnica de control es la construcción adecuada de las palas para evitar vibraciones y permitir un bloqueo gradual.

La función de paso proporciona un control total sobre la potencia mecánica. El ángulo de inclinación se controla para mantener el generador a la potencia nominal mediante la reducción del ángulo de las palas. Al accionar el ángulo de la pala para que esté en el límite de la pérdida, se pueden tolerar cambios rápidos de par en la velocidad del viento.

Cuando aumenta la velocidad del viento, el ángulo de ataque crece más rápidamente en la base o raíz de la pala que en su extremo, por lo que la pérdida aerodinámica tiende a iniciarse en las secciones de la pala más cercanas al eje de giro del rotor. Los sistemas de regulación de potencia se pueden clasificar en dos:

El sistema de regulación activa (pitch control) incorpora un mecanismo de control, generalmente con accionamiento hidráulico, que hace girar la pala sobre su eje para variar su ángulo de paso (β) y, por tanto, el ángulo de ataque (α) y de esta forma regular la potencia desarrollada por la eólica. A medida que varía la velocidad del viento, el sistema de control ordena el giro de la pala sobre

sí misma (alrededor de su eje longitudinal) para alcanzar el máximo rendimiento. Esto es utilizado actualmente en turbinas de gran potencia (Villarrubia, 2012).

En el sistema de regulación pasiva, por pérdida aerodinámica (stall control), las palas están unidas rígidamente al buje y forman con el mismo un ángulo constante, de tal forma que no pueden girar sobre sí mismas, como ocurría en el caso anterior.

El perfil de la pala se diseña de forma que, a medida que aumente la velocidad del viento, surja la pérdida aerodinámica de sustentación por aparición de turbulencias aguas abajo del perfil de fuga de la sección. Actualmente está en desuso para turbinas de gran escala (Villarrubia, 2012).

2.2.3 Producción de hidrógeno verde

2.2.3.1 El hidrógeno y sus propiedades

El hidrógeno es el elemento químico de mayor abundancia en el universo, se encuentra dentro de los diez elementos con mayor presencia en el planeta, pero, a diferencia de otras sustancias, no se encuentra de forma aislada en la naturaleza, como sería el caso de si se encontrara en un yacimiento. Por el contrario, se encuentra asociado a otros compuestos, tales como el agua o los hidrocarburos, es por esta razón que, para poder ser utilizado en aplicaciones energéticas, primero es necesario liberarlo, es decir, separarlo del resto de los elementos que lo acompañan.

El hidrógeno es un elemento que fue descubierto en 1766 por H. Cavendish y su nombre formal fue presentado en 1783 por Antoine y Marie Lavoisier, siendo esta palabra compuesta del prefijo griego “hidro”, que significa agua y del sufijo griego “genos”, que significa generar, en conjunto, se definiría como “generador o productor de agua” (Greenwood y Earnshaw, 1997, pp. 32–33).

El hidrógeno es visto como uno de los combustibles alternativos más prometedores del siglo XXI, esta visión ha tomado fuerza principalmente en la última década con el despertar de la gestión de los recursos energéticos y su aprovechamiento, en conjunto con la intención de mitigar los efectos

relacionados con el cambio climático, sin embargo, la idea de utilizarlo como combustible es algo que se ha propuesto anteriormente, por ejemplo, en el siglo XIX, en su novela de ciencia ficción “La isla misteriosa”, publicada en 1874, el reconocido escritor Julio Verne declaraba lo siguiente:

¿Qué es lo que van a quemar en lugar de carbón? Agua, respondió Pencroft. El agua, descompuesta en sus elementos por la electricidad. Sí, amigos míos, creo que algún día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno de los que está formada, usados por separado o de forma conjunta, proporcionarán una fuente inagotable de luz y calor. El agua será el carbón del futuro. (Verne, 1874, p. 187)

Claramente, el agua no es un combustible como tal, ni sustituirá al carbón de forma directa, en la actualidad, ni en un futuro cercano, pero su utilización para la extracción del hidrógeno es de gran importancia para alcanzar el objetivo de carbono neutralidad planteado en la actualidad por los países a través de los diferentes tratados de energía.

Ahora bien, entre sus características químicas, vale la pena nombrar su alta densidad de masa de energía y su baja densidad de volumen de energía, es decir, permite almacenar una cantidad importante de masa en un volumen asequible. El objetivo de construir una economía basada en hidrógeno renovable se debe a las siguientes razones (Romero, 2022):

- El hidrógeno, aparte del amoníaco, es el único combustible que no genera dióxido de carbono durante su uso, ya que su combinación con oxígeno solo produce agua.
- Sus reservas son inagotables, ya que es un recurso renovable.
- Podría almacenarse de manera relativamente simple, como gas presurizado o líquido.

Para una mejor comprensión de sus características, en la Tabla 2 se muestra una comparación con respecto al gas natural.

Tabla 2*Principales características químicas del hidrógeno y el gas natural*

Propiedad química	Hidrógeno	Con respecto al gas natural
Densidad (gas)	0.089 kg/m ³ (0°C, 1bar)	1/10
Densidad (líquido)	70.79 kg/m ³ (-253°C, 1bar)	1/6
Punto de ebullición	-253 °C (1bar)	-90°C
Densidad de energía (masa)	120 MJ/kg	x2.
	33.33 kWh/kg	
Densidad de energía (volumen)	10.8 MJ/Nm ³	1/3
Índice de Wobbe	11.29 kWh/Nm ³	5/6

Nota. Basado en Romero (2022).

El hidrógeno tiene una densidad de entre 6 y 10 veces más pequeña que la del gas natural, lo que significa que, para obtener la misma cantidad de masa, se requiere de más volumen de almacenamiento. Sin embargo, el hidrógeno proporciona dos veces la energía como gas natural con la misma cantidad de masa. El hidrógeno también requiere tres veces más volumen que el gas natural, por lo que, si se necesita licuefacción para su almacenamiento, su punto de ebullición es demasiado bajo (-253°C) (Romero, 2022)

Finalmente, el índice de Wobbe representa el grado de combustión en un quemador, que es ligeramente menor que el gas natural. Teniendo todo en consideración, el hidrógeno no puede sustituir los combustibles reales sin modificaciones en sus aplicaciones y sin más investigaciones profundas, sin embargo, esto a menudo se pasa por alto (Romero, 2022).

2.2.3.2 Clases de hidrógeno y sus procesos de producción

El color asignado al hidrógeno es una etiqueta utilizada para clasificarlo en función de su origen de producción y de la cantidad de dióxido de carbono liberado durante su generación, es decir, una

manera sencilla de saber lo “limpio” que es, en función del impacto que este tiene en el medio ambiente, este se puede clasificar de la siguiente manera:

Hidrógeno gris: producido a partir de combustibles fósiles, principalmente del reformado del gas natural, o por la gasificación del carbón sin la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). Actualmente, la mayor cantidad de hidrogeno es de este tipo (Ajanovic *et al.*, 2022).

Hidrógeno azul: el hidrógeno azul es hidrógeno producido por reformado de metano con vapor con CCUS, utilizando gas natural o biomasa. Una instalación de producción de hidrógeno solo tiene que instalar un dispositivo CCUS para que se cuente como hidrógeno azul. No se ha definido la cantidad determinada que debe capturarse. Cuando se ha aplicado el proceso de SMR, se han reportado tasas de captura de hasta un 90%, aun incluyendo la captura postcombustión, también, CO₂ (sin 70%) fue reportado.(Ajanovic *et al.*, 2022)

Actualmente, el hidrógeno azul se considera una tecnología puente antes de que se promoviera fuertemente una transición completa hacia el hidrógeno verde, así como la captura y secuestro de carbono, que ha sido muy promovido desde hace unos años atrás (Ajanovic *et al.*, 2022).

Hidrógeno verde: es el color del hidrógeno en cuál se centrará el presente trabajo, se produce generalmente a partir de agua, empleando electricidad generada de fuentes de energía renovable, sin embargo, también es posible la utilización de otras fuentes de energía, tales como la biomasa. Durante su proceso no se libera CO₂ a la atmósfera.

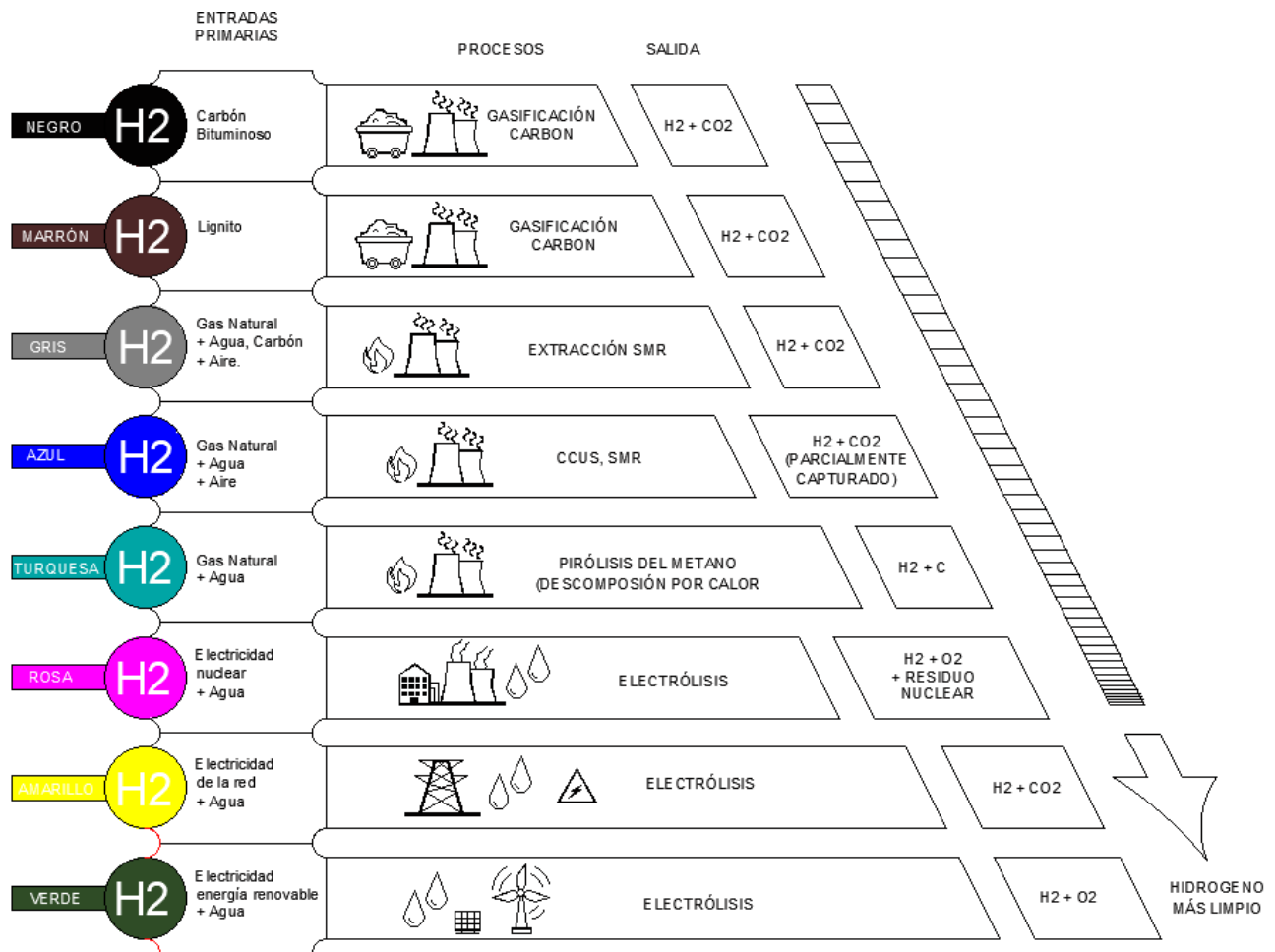
Hidrógeno negro y marrón: originado a partir del carbón; se podría considerar el más contaminante, el negro se produce con carbón bituminoso y el marrón con lignito.

Otros colores de hidrógeno: Existe otra gama de colores del hidrógeno que no están tan desarrollados, tales como el negro/café, gris, azul o verde, entre ellos se puede citar el hidrógeno turquesa que se basa en la pirólisis del metano (gas natural), sin emitir CO₂, el único subproducto de este proceso es el material sólido "negro de carbón", para el que existe un mercado, aunque es

relativamente pequeño. Otra opción es el hidrógeno rosa, procedente de la electricidad generada con energía nuclear, de este último se deriva el púrpura, que se produce de la electrólisis con corriente atómica (Ajanovic *et al.*, 2022). En la literatura, al hidrógeno púrpura también se le denomina a veces hidrógeno amarillo, sin embargo, la descripción más común del hidrógeno amarillo sería donde su producción se da a través de la electrólisis por medio de la electricidad de red (Ajanovic *et al.*, 2022).

Figura 9

Clasificación del H₂ por colores asociados al proceso de producción y contaminación



En la Tabla 3, se muestran los principales procesos para la obtención del hidrógeno y en la Figura 9, se muestra un resumen de los colores del hidrógeno asociados a estos procesos de producción,

que van desde la gasificación del carbón, el reformado del vapor del gas natural, la captura y utilización del carbón, su captura y almacenamiento, hasta la pirólisis y la electrólisis.

Tabla 3

Procesos de producción de hidrógeno

Fuente	Proceso de producción
Gas Natural	Reforma de metano de vapor Reforma autotérmica oxidación parcial
Agua + Electricidad	Electrólisis
Carbón	Gasificación del Carbón
Biomasa	Gasificación de Biomasa

Nota. Basado en Romero (2022).

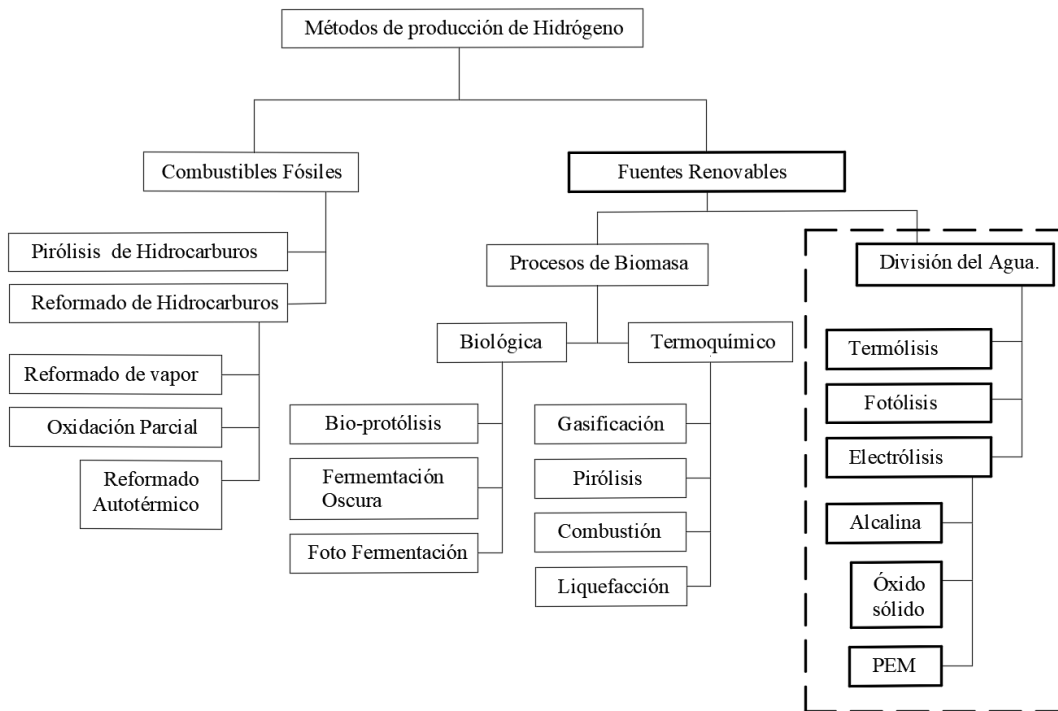
2.2.3.3 Tecnologías disponibles para la producción de hidrógeno verde

En la Figura 10 se detallan diferentes métodos relacionados con la producción del hidrógeno de forma general, dentro de esta clasificación gráfica, se destacan los métodos que involucran las fuentes de energía renovable. Estos están separados en dos grupos, conformados por los que involucran procesos con biomasa y los más conocidos en la producción del hidrogeno verde, que son los que pertenecen a las tecnologías de división de agua, en este grupo se presentan tres métodos específicos: termólisis, fotólisis y electrólisis.

La termólisis consiste en extraer el hidrógeno de la molécula de agua mediante la aplicación de calor, mientras que la fotólisis es la descomposición de una sustancia por acción de la luz u otra radiación electromagnética. La electrólisis es la más utilizada y desarrollada de las tres y consiste en dividir las moléculas de agua por medio de la electricidad. La termólisis tiene una eficiencia de entre el 20% y el 45% y la fotólisis un valor de eficiencia mucho más bajo, de apenas 0.06%, por otra parte, la electrólisis esta entre el 60 y el 80% de eficiencia.

Figura 10

Métodos de producción de hidrógeno



Nota. Basado en Shiva y Himabindu (2019).

Dentro de las tecnologías disponibles para el método de electrólisis, se pueden encontrar tres principales:

De agua alcalina: la tecnología de los electrolizadores alcalinos es la más madura y fue introducida en 1789 por Troostwijk y Diemann (Shiva y Himabindu, 2019), y ya para 1920 se utilizó con una participación de mercado de cerca del 70%, es una tecnología que se beneficia de sus bajos costos y su larga vida operativa. Una desventaja de esta tecnología es que el proceso de electrólisis alcalina debe ejecutarse de forma continua para evitar daños, por lo que la energía renovable variable no debe ser una única fuente de energía. Además, tiene problemas con las bajas densidades de corriente y las condiciones corrosivas (Ajanovic *et al.*, 2022).

De membrana de electrolito de polímero (PEM): los electrolizadores de tipo PEM, han estado en funcionamiento desde 1960, la tecnología fue introducida en 1966 por la empresa General Electric Co, como solución a los inconvenientes de la tecnología alcalina, esta tecnología es similar a las celdas de combustible PEM donde las membranas polisulfonadas sólidas fueron utilizadas como electrolito (protón conductor) (Shiva y Himabindu, 2019).

La tecnología PEM es más adecuada para áreas urbanas debido al tamaño reducido del sistema. Además, es más eficiente y puede responder más rápido, lo que la hace adecuada para capturar un exceso de suministro de electricidad renovable.

Cuando el hidrógeno se requiera en una forma más presurizada para su uso o almacenamiento, la tecnología PEM de "alta presión" ya puede proporcionar la presión requerida sin otro paso de conversión, conduciéndola a una mayor eficiencia general (Ajanovic *et al.*, 2022).

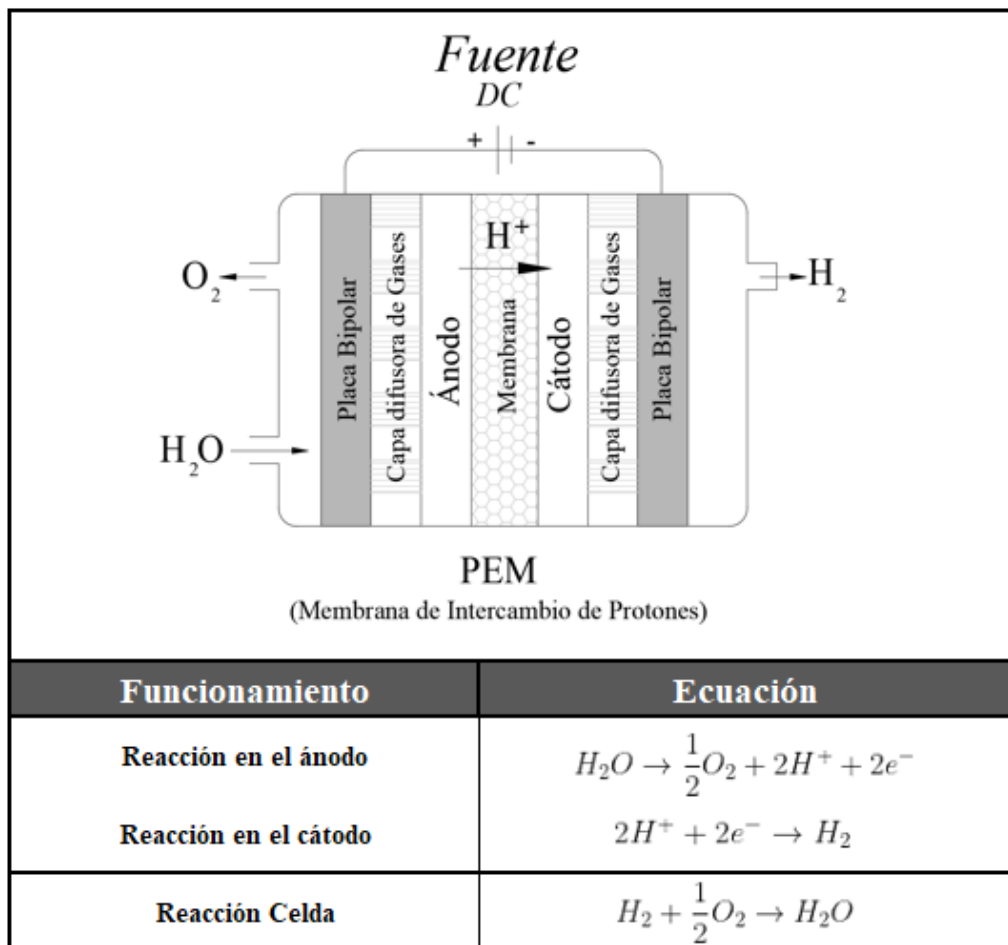
Dentro de las principales desventajas de esta tecnología están los elevados costos de capital asociados a catalizadores de electrodos y a los materiales de la membrana, los cuales son metales nobles de alta actividad, por lo tanto, uno de los principales desafíos en la electrólisis del agua PEM es reducir el costo de producción y mantener la alta eficiencia (Shiva y Himabindu, 2019).

En la Figura 11, se presenta de forma simple del lado izquierdo el catalizador, en este caso, se muestra el ánodo, que es donde se produce la reacción de desasociación de la molécula del agua en oxígeno y dos protones, los protones cruzan a través del electrolito y la membrana de intercambio de protones hacia el catalizador del cátodo, donde se produce la recombinación de los protones en el hidrógeno.

Los catalizadores típicos para el lado del ánodo son el óxido de rutenio o de iridio y para el lado del cátodo, el platino.

Figura 11

Esquema de funcionamiento y reacciones de un electrolizador tipo PEM



Nota. Elaboración propia Basado en Shiva y Himabindu (2019).

De celda de electrolizador de óxido sólido (SOEC): introducida por primera vez por Donitz y Erdle en los años 1980 (Shiva y Himabindu, 2019), esta es una tecnología que reúne grandes expectativas debido a los bajos costos de capital esperados y a su alta eficiencia. Recientemente ha estado disponible en el mercado con alrededor de 150 kW de capacidad instalada hasta el momento.

Las temperaturas de operación de la electrólisis de vapor a alta temperatura en SOEC varían de 700 °C a 1000 °C, lo que permitiría usar menos electricidad, ya que las condiciones termodinámicas

de la reacción son mejores bajo estos parámetros. Algunos inconvenientes de la tecnología son la inestabilidad y la delaminación de los electrodos, así como los problemas de seguridad (Ajanovic *et al.*, 2022). En la Tabla 4 se presentan las ventajas y desventajas de cada tecnología.

Tabla 4

Ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías de electrólisis del agua

Proceso de electrólisis	Ventajas	Desventajas
Electrólisis alcalina	Tecnología bien establecida	Bajas densidades de corriente
	Electrocatalizadores no nobles	La formación de carbonatos en el electrodo disminuye el rendimiento del electrolizador
	Tecnología de bajo costo	Baja pureza de los gases
	Eficiencia energética de 70–80%	Baja presión operativa (3–30 bar)
Electrólisis óxido sólido	Comercializada	Baja dinámica de funcionamiento
	Mayor eficiencia (90–100%)	
	Electrocatalizadores no nobles	Platina de laboratorio
Electrólisis PEM	Alta presión de trabajo	Diseño de sistema, baja durabilidad
	Altas densidades de corriente	
	Diseño de sistema compacto y respuesta rápida, mayor tasa de producción de hidrógeno con gases de alta pureza (99,99 %)	Nuevo y parcialmente establecido, alto costo de los componentes, ambiente ácido, baja durabilidad, la comercialización está a corto plazo
	Mayor eficiencia energética (80–90%)	
	Funcionamiento altamente dinámico	

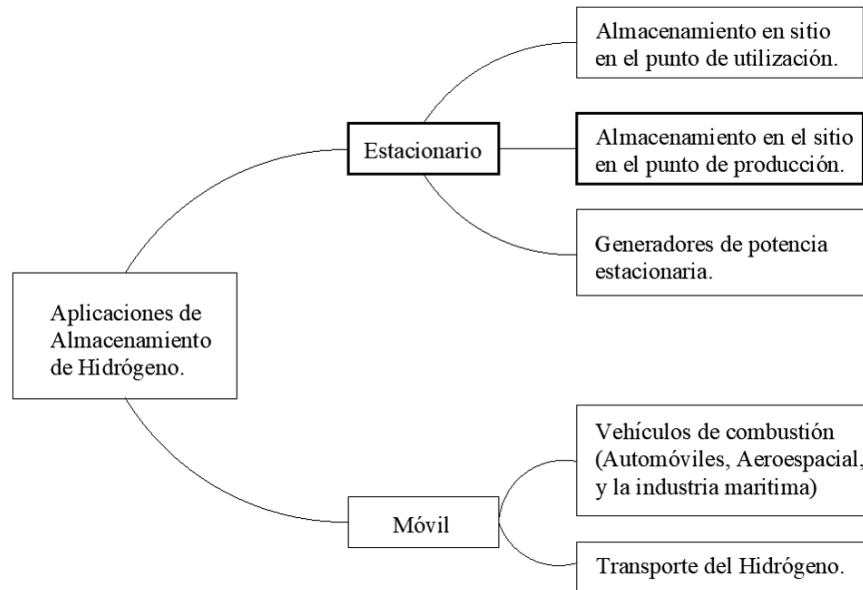
Nota. Basado en Romero (2022).

2.2.4 Sistemas de almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento del H₂ a gran escala es de gran importancia para el papel de esta energía en la industria y la descarbonización de la matriz energética, existen varias aplicaciones disponibles para el almacenamiento del hidrógeno, en la Figura 12 se pueden apreciar las clasificaciones de estos tipos de acuerdo con su aplicación.

Figura 12

Tipos de Aplicaciones de almacenamiento de hidrógeno



Nota. Basado en Moradi y Groth (2019).

Las aplicaciones del almacenamiento de hidrógeno se pueden dividir en dos grupos: aplicaciones estacionarias y aplicaciones móviles. Los métodos de almacenamiento estacionario son principalmente para el almacenamiento in situ, ya sea en el punto de producción o de utilización, y para la generación de energía estacionaria. Las aplicaciones móviles tienen como objetivo transportar el hidrógeno almacenado al punto de almacenamiento o uso, o el uso de hidrógeno en un vehículo (Moradi y Groth, 2019).

El hidrógeno tiene una baja densidad de energía por volumen en comparación con los combustibles fósiles, lo que podría resultar en recipientes de almacenamiento extremadamente grandes. Para evitar eso, se requiere al menos una de las tres siguientes características para almacenar una cantidad suficiente de hidrógeno como alta presión de almacenamiento, baja temperatura de almacenamiento o utilizar un material que atraiga una gran cantidad de moléculas de hidrógeno (Schrotenboer *et al.*, 2022).

Excluyendo los sistemas a gran escala dimensionados a la capacidad de la red eléctrica, es decir, en el orden de teravatios de energía, para los sistemas estacionarios se tienen principalmente 3 formas de almacenamiento:

Almacenamiento como gas comprimido

Para este tipo de almacenamiento existen cuatro tipos de recipientes a presión que se pueden utilizar para almacenar hidrógeno (Moradi y Groth, 2019):

Tipo I: recipientes a presión completamente metálicos. Este tipo es el más convencional, el menos costoso y también el más pesado, con aproximadamente 3.0 lb = L. Normalmente, están hechos de aluminio o acero y pueden contener presiones de hasta 50 MPa.

Tipo II: recipiente a presión de acero con una envoltura compuesta de fibra de vidrio. El acero y el material compuesto comparten aproximadamente la misma cantidad de carga estructural. La fabricación de recipientes Tipo II cuesta alrededor de un 50% más que el Tipo I, pero ofrecen un 30-40% menos de peso. Este tipo de recipiente a presión tiene la mayor tolerancia a la presión.

Tipo III: envoltura compuesta completa con revestimiento de metal. La carga estructural la lleva principalmente la estructura compuesta (compuesto de fibra de carbono) y el revestimiento (aluminio) tiene fines de sellado. En este tipo de recipiente a presión, el revestimiento metálico comparte alrededor del 5% de la carga mecánica. Este tipo de recipiente a presión ha demostrado ser confiable para una presión de trabajo de 45 MPa, pero aún tiene problemas para pasar las pruebas de

nuevo a 70 MPa [9]. El Tipo III proporciona 0.75e1 lb=L de peso, que es aproximadamente la mitad del tipo II, pero su costo sería el doble del costo del Tipo II.

Tipo IV: totalmente compuesto. Comúnmente, un polímero como el polietileno de alta densidad, HDPE, se usa como revestimiento y los compuestos de fibra de carbono o vidrio de carbono se usan para soportar la carga estructural. Este tipo de recipiente a presión es el más ligero, pero una vez más el precio sigue siendo relativamente alto. Los recipientes a presión de tipo IV pueden soportar presiones de hasta 100 MPa.

2.2.4.1 Almacenamiento frío/comprimido

El hidrógeno crio-comprimido es un gas criogénico súper crítico. La licuefacción no ocurre y el hidrógeno gaseoso se comprimirá a aproximadamente -233°C . Ha demostrado ser prometedor con respecto al almacenamiento y el nivel de seguridad. El almacenamiento crio-comprimido proporciona una alta densidad de almacenamiento (80 g/L, que es aproximadamente 10 g/L más que el almacenamiento criogénico), un reabastecimiento de combustible rápido y eficiente y un alto nivel de seguridad debido a la existencia de un recinto de vacío. Sin embargo, los principales desafíos serían la disponibilidad y el costo de la infraestructura (Moradi y Groth, 2019)

2.2.4.2 Almacenamiento en estado líquido

El almacenamiento del hidrógeno en un estado líquido que permita una administración más eficiente del volumen de este elemento implica licuar el gas a unas temperaturas extremadamente bajas, cercanas a los -250°C , este es, por lo tanto, probablemente el mayor desafío de almacenamiento criogénico del Hidrógeno (Moradi y Groth, 2019).

El proceso de licuefacción consume tiempo y energía en grandes cantidades y en el proceso se puede perder hasta el 40% del contenido energético, una pérdida grande en comparación con aproximadamente el 10% de pérdida de energía que se tiene en el almacenamiento de hidrógeno comprimido, es por este motivo que este último método de compresión del hidrógeno suele ser el más

utilizado para el almacenar y transportar el hidrógeno, ya sea a mediana o gran escala, sin importar si es de forma regional o intercontinental (Moradi y Groth, 2019).

2.2.5 Concepto “Power to H₂ to Power, P2H2P”

Power-to-Power es un proceso mediante el cual el excedente de energía renovable se almacena como energía química en forma de hidrógeno. El hidrógeno puede utilizarse en el sitio directamente o ser transportado al destino final de consumo. Cuando se vuelve a necesitar energía, se puede consumir hidrógeno para generarla. Cada uno de estos procesos incurre en pérdidas de energía, lo que lleva a una determinada eficiencia de ida y vuelta (energía saliente/energía entrante) (Escamilla *et al.*, 2022).

2.2.6 Evaluación financiera de proyectos de energía

La evaluación financiera es parte importante en el desarrollo y análisis de un proyecto. Debido a la multiplicidad de variables involucradas, es de relevancia definir criterios que ayuden a la comprensión de los resultados obtenidos en la evaluación de proyectos de energía renovable.

Es posible agrupar en cuatro categorías los métodos para evaluar proyectos de energía renovable desde el punto de vista financiero, los cuales son: (1) métricas tradicionales basadas en el VAN, la TIR y PRI; (2) costo nivelado de la energía; (3) enfoques basados en el retorno de la inversión; y (4) análisis de opciones reales. Ahora bien, son los enfoques basados en el costo nivelado y las opciones reales las más utilizadas a la hora de abordar las características complejas de una evaluación financiera, así como realizar comparaciones entre proyectos de energía renovable (Delapedra-Silva *et al.*, 2022).

2.2.6.1 Flujo de caja financiero

El flujo de caja es un instrumento financiero que permite, mediante el registro de las entradas y salidas de dinero, describir las condiciones financieras de una empresa o un proyecto, con la finalidad de llegar a la toma de decisiones.

Es difícil definir explícitamente un flujo de caja porque el tipo que es utilizado para un análisis variará según el tipo de análisis realizado, por ejemplo, flujos de efectivo después de impuestos, flujos de efectivo antes de impuestos, flujos de efectivo incrementales, etc. (Short *et al.*, 1995). Los flujos de

caja se pueden considerar en términos de tres actividades diferentes realizadas por una empresa: **operación, inversión y financiación** (Short *et al.*, 1995).

2.2.6.2 Elementos de un flujo de caja

El flujo de caja de cualquier proyecto se compone de cuatro elementos básicos: a) ingresos y egresos de operación, b) egresos iniciales de fondos, c) momento en el que ocurren estos ingresos y egresos y d) valor de desecho o salvamento del proyecto (Sapag, 2014).

2.2.6.3 Inversiones CAPEX y OPEX en la evaluación de proyectos

CapEx: es un acrónimo del término en inglés *capital expenditure*, que significa gastos de capital. Se relaciona con los gastos e inversiones asociadas a equipos y maquinaria física, puesto que, durante la vida de operación de un proyecto, puede ser necesario incurrir en inversiones para ampliaciones de las edificaciones, reposición del equipamiento o adiciones de capital de trabajo, estas inversiones son contabilizadas dentro del criterio de CapEx (Sapag, 2014).

OpEx: al igual que el CapEx es un acrónimo del término en inglés *operation expenditure*, que significa gastos de operación, se puede incorporar un conjunto amplio y diverso de costos dentro de la categoría OpEx, tales como operación y mantenimiento de turbinas (programadas y no programadas), operación y mantenimiento del balance de la planta (BOP), costos de terrenos, propiedad u otros impuestos o pagos locales, uso de red y electricidad, seguros, gestión y administración de activos, entre otros (Wiser *et al.*, 2019).

2.2.6.4 Criterios de evaluación de proyectos

Para ayudar a los tomadores de decisiones a invertir en tecnologías de energía renovable, es esencial contar con criterios o indicadores confiables capaces de medir el desempeño total de un proyecto, comparándolo con la factibilidad de otras alternativas (Delapedra-Silva *et al.*, 2022). Se pueden utilizar varias herramientas para medir la viabilidad de los proyectos asociados a las energías renovables. A continuación, se mencionan algunos:

Criterio del valor actual neto (VAN): plantea que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto (VAN) es igual o superior a cero, donde el VAN es la diferencia entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual (Sapag, 2014).

Criterio de la tasa interna de retorno (TIR): evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual (Sapag, 2014).

Criterio del retorno sobre la inversión (ROI): se calcula como la relación entre el beneficio neto anual (flujo de caja neto) durante la vida del proyecto y la inversión de capital total en el proyecto (Delapiedra-Silva *et al.*, 2022).

Criterio del periodo de recuperación o *payback*: determina el número de periodos necesarios para recuperar la inversión inicial (Sapag, 2014).

Criterio del periodo de recuperación de la inversión a flujos descontados: basado en el enfoque de flujo de caja descontado. Expresado por el tiempo en periodos, normalmente años, necesarios para recuperar la inversión (Delapiedra-Silva *et al.*, 2022).

Criterio del costo nivelado de la energía (LCOE): es una métrica que se utiliza para evaluar el costo de la generación de electricidad y el impacto total a nivel de planta de energía debido a los cambios en el diseño de la tecnología y se puede usar para comparar los costos de todos los tipos de sistemas de generación (Stehly y Duffy, 2021). Ver ecuación 6.

Criterio del costo nivelado del hidrogeno (LCOH): se define como flujos de efectivo descontados divididos por la producción anual de hidrógeno descontada (Tang *et al.*, 2022).

2.3 Marco legal

2.3.1 Ley n.º 7200 (Ley que Autoriza la Generación Autónoma o Paralela)

Establece las condiciones para la generación de energía al sector privado para autoconsumo, con la posibilidad de vender los excedentes, tras cumplir ciertos requisitos técnicos, legales y ambientales.

2.3.2 Ley n.º 7508 (Reforma a la Ley que Autoriza la Generación Autónoma o Paralela)

Modifica la ley 7200 reformando su alcance e incrementando la base de generación del sector privado del 15% al 30% de la capacidad de la matriz eléctrica bajo la modalidad BOT.

2.3.3 Ley n.º 7447 (Ley de Regulación del Uso Racional de la Energía)

Tiene como objeto promover el uso racional y eficiente de la energía a través de incentivos fiscales para ciertos equipos o materiales que participen en procesos relacionados a este propósito. Está bajo aplicabilidad del MINAE.

2.3.4 Ley n.º 7593 (Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos)

Esta ley refuerza el espíritu del constituyente y da contenido a la potestad de imperio de regulación económica, fundamentalmente en aspectos de acceso y calidad de los servicios públicos económicos en ese momento. Regula el suministro de la energía eléctrica, las telecomunicaciones, el suministro del servicio de acueducto y alcantarillado, incluso el agua potable, la recolección, el tratamiento y la evacuación de las aguas negras, residuales y pluviales, así como la instalación, la operación y el mantenimiento del servicio de hidrantes y el suministro de combustibles derivados de hidrocarburos.

2.3.5 Decreto Ejecutivo n.º 36979-MEIC (Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y de la Propiedad (RTCR 458:2011))

El propósito de este código es la salvaguarda práctica de las personas y de los bienes, de los riesgos que se derivan de una inadecuada instalación eléctrica o del uso de materiales y equipos para el uso de la electricidad. Se fundamenta en la NFPA 70, NEC.

2.3.6 Reglamento n.º 5749 (Procedimiento para la selección de proyectos de generación para la venta de electricidad al ICE)

Establece los requisitos y procedimientos que regularán la actuación del Instituto Costarricense de Electricidad en la selección de los proyectos privados de generación eléctrica que serán declarados elegibles para suscribir contratos para la compra de energía a las empresas privadas de generación eléctrica al amparo del capítulo I de la Ley N° 7200, sus reformas y su reglamento.

2.3.7 Reglamento n.º 35991 (Reglamento de Organización del Subsector Energía)

Tiene como propósito regular la función de Rectoría del Sector de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones y de sus subsectores para la planificación sectorial de estos, dado que es una responsabilidad propia y de un órgano unipersonal como la del ministro rector. Se establece el subsector energía que tendrá como objetivo fundamental cumplir con lo establecido en la Ley de Planificación Nacional, n.º 5525.

2.3.8 Norma técnica: planeación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN).

Establece las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y operará el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso a los diferentes interesados en interconectarse con el SEN.

2.4 Hipótesis

Se elige una hipótesis de investigación dentro del enfoque cuantitativo del tipo explicativa o de causalidad, con un comportamiento del orden predictivo.

La hipótesis de investigación a plantear es la siguiente:

“La utilización de excedentes de energía eólica, para convertirlos en hidrógeno verde y transformarlos en energía eléctrica, será rentable desde el punto de vista técnico y financiero.”

3. Capítulo III: Metodología de investigación

A continuación, el siguiente capítulo describirá la metodología de estudio a desarrollar durante esta investigación, teniendo en cuenta su diseño sistemático para garantizar los resultados necesarios para responder a los cuestionamientos planteados.

3.1 Tipo de estudio

Es de gran importancia seleccionar el enfoque de estudio más adecuado para la investigación, tal y como lo afirman Guevara *et al.* (2020):

La escogencia del tipo de investigación determinará los pasos a seguir del estudio y será una guía para el investigador en cuanto a las técnicas y métodos que se puedan emplear. En general, determina todo el enfoque de la investigación e influye en instrumentos, y la manera de analizar los datos recaudados. Así, el punto de los tipos de investigación en una investigación va a constituir un paso importante en la metodología, porque determina el enfoque de este (p.165).

Esta investigación es de naturaleza cuantitativa y el tipo de estudio es transversal con un alcance explicativo, debido a que señala las propiedades o características del objeto o tema en estudio, mide y obtiene información sobre las variables de estudio, además de establecer sus conceptos.

3.2 Paradigma de investigación

El paradigma de investigación de este estudio cuenta con un enfoque cuantitativo o positivista, que explica los hechos medibles asociados a la producción de energía, su conversión y su rentabilidad financiera, producto de su realidad objetiva basada en el conocimiento sistemático, comparable, medible y replicable.

“Desde el punto de vista epistemológico, este paradigma brinda una distinción entre quien investiga como un sujeto neutral y la realidad abordada que se asume como ajena a las influencias del sujeto científico” (Beltrán *et al.*, 2020, pp.7).

3.3 Instrumentos de recolección de datos

Tabla 5

Instrumentos de recolección de datos

OBJETIVO PLANTEADO	INSTRUMENTO DE MEDICIÓN	FUENTE DE INFORMACIÓN	FORMA DE RECOLECCIÓN	FORMA ANÁLISIS DE LOS DATOS
Objetivo 1: Estimar el potencial de producción de hidrógeno verde resultante de la utilización del excedente de energía del parque eólico Vientos del Este, por medio de un estudio técnico y estadístico del recurso eólico disponible en el sitio, para su aplicación como medio de almacenamiento de energía.	Observación por medición directa, y recopilación de datos a través de la revisión documental.	Recopilación de datos de producción del parque para los periodos representativos del estudio, además se incluirá la información relevante a las variables características del viento. Para el análisis del hidrógeno se recurrirán a la información bibliográfica disponible.	La información de la producción y del recurso se obtendrá de los datos de los contadores eléctricos del parque utilizados para la facturación comercial, mientras que la información de recurso se obtendrá tras la interrogación del sistema SCADA del parque eólico, para el hidrógeno verde se consultara literatura y se contactaran distribuidores de equipos.	Tratamiento y procesamiento de datos, asociados a histogramas y matrices de datos.
Objetivo 2: Determinar la producción de energía eléctrica utilizando el hidrógeno verde almacenado a partir de los excedentes, para el aumento de la producción de electricidad, tomando en cuenta las tecnologías disponibles para su transformación.	Observación y revisión documental, entrevistas abiertas.	Datos de producción del parque y recopilación de información y cálculos propios de acuerdo con el análisis estadístico y ecuaciones relevantes. Además, se contactará a empresas que tengan relación con las tecnologías.	Entrevistas abiertas a personas involucradas en este tipo de proyectos o sistemas, por ejemplo, fundaciones o asociaciones.	Matriz de datos y de decisiones.
Objetivo 3: Establecer el impacto de la implementación de un sistema de producción de hidrógeno verde en los parques eólicos, mediante una evaluación financiera sustentada en la utilización de indicadores económicos para la determinación de la rentabilidad del proyecto y la facilitación de la toma de decisiones respecto a su ejecución.	Análisis de contenido y revisión documental, entrevistas abiertas.	A partir de la información recolectada y mediante el cálculo matemático financiero de los indicadores.	Recopilación y análisis de datos, algunos derivados de las entrevistas abiertas.	Matrices de datos de costos y flujos financieros para el análisis de indicadores financieros.

3.4 Mapa conceptual

El proyecto tiene como finalidad el almacenamiento de hidrógeno verde como producto de la utilización de la generación de excedentes de energía, esta energía proviene de fuentes renovables y su producción se puede llevar a cabo a través del proceso de la separación de moléculas de hidrógeno y de oxígeno asociado al agua como materia prima. Para realizar este proceso, se puede hacer uso de la electrólisis, la termólisis o la fotólisis, en el caso de este estudio, la opción tecnológica a investigar será la electrólisis.

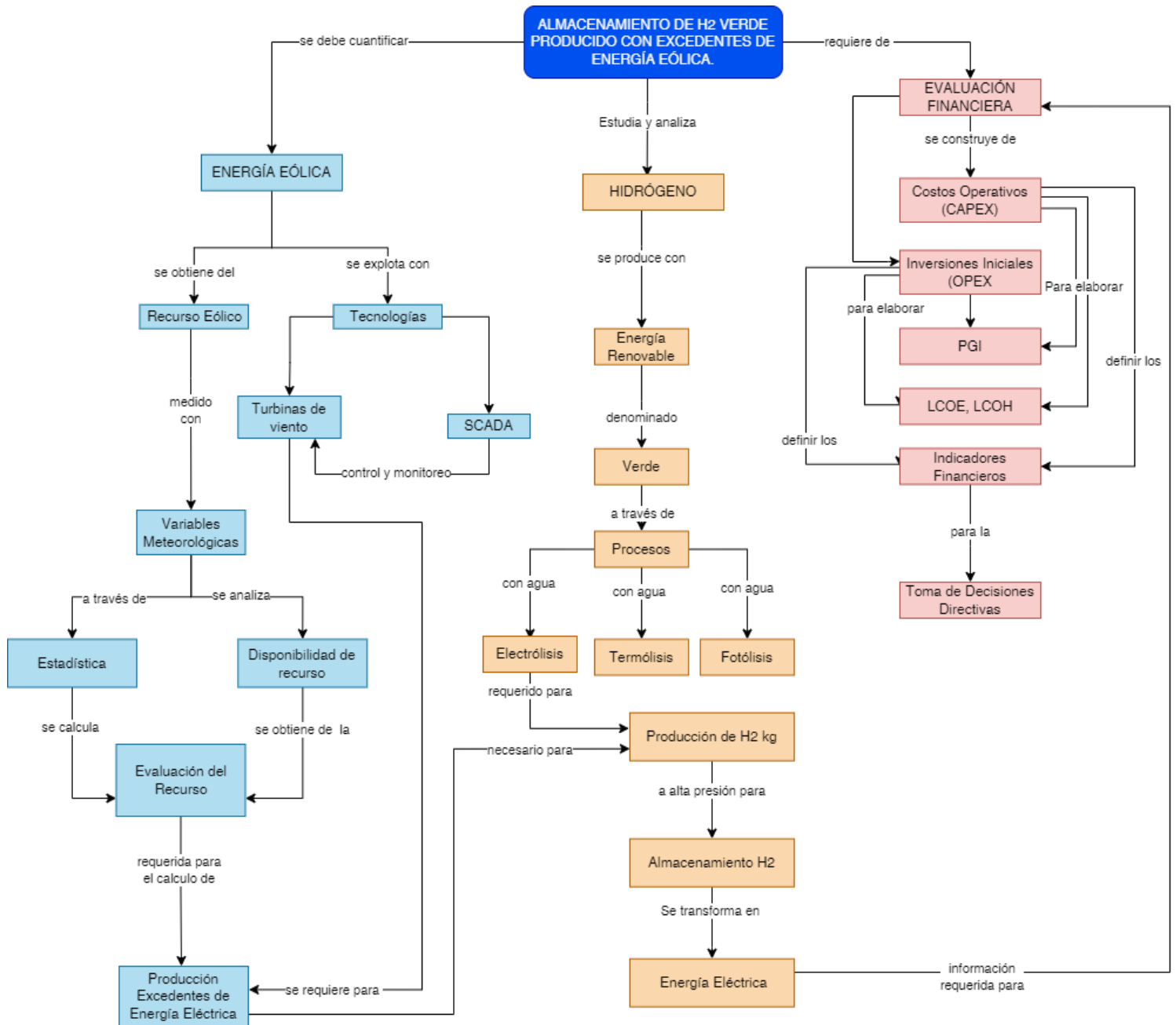
Como fuente de energía eléctrica requerida para la electrólisis, se utilizará la energía eólica obtenida del recurso disponible en el sitio, el cual es explotado con la tecnología de turbinas de viento terrestre de eje horizontal, con limitación de potencia vía SCADA y tecnología de control de ángulo de pala. Este recurso es medido a través de los diferentes equipos de meteorología disponibles en el parque, para calcular posteriormente, por medio de parámetros y de estadística descriptiva, la producción de energía excedente en el parque.

Además del tratamiento de los datos asociados al recurso eólico, se cuenta con los datos de producción histórica del parque. Con esta información y la selección adecuada de la tecnología de conversión, se calcula la cantidad de hidrógeno verde a producir para proceder con la selección del medio de almacenamiento a alta presión más adecuado, tomando en cuenta las condiciones del sitio y la disponibilidad de recursos como el agua.

El último concepto por desarrollar para el proyecto está relacionado con la evaluación financiera, para este punto es necesario contar con el dato de la energía eléctrica a producir tras la conversión del hidrógeno que ha sido almacenado. Se realizará tanto un plan global de inversiones para el proyecto, como un análisis de costos e inversiones que permitan determinar los indicadores financieros y de rentabilidad con la finalidad de llegar a la toma de decisiones por parte de la gerencia directiva de la compañía.

Figura 13

Mapa conceptual del proyecto



3.5 Técnicas para presentación y análisis de la información

Tabla 6

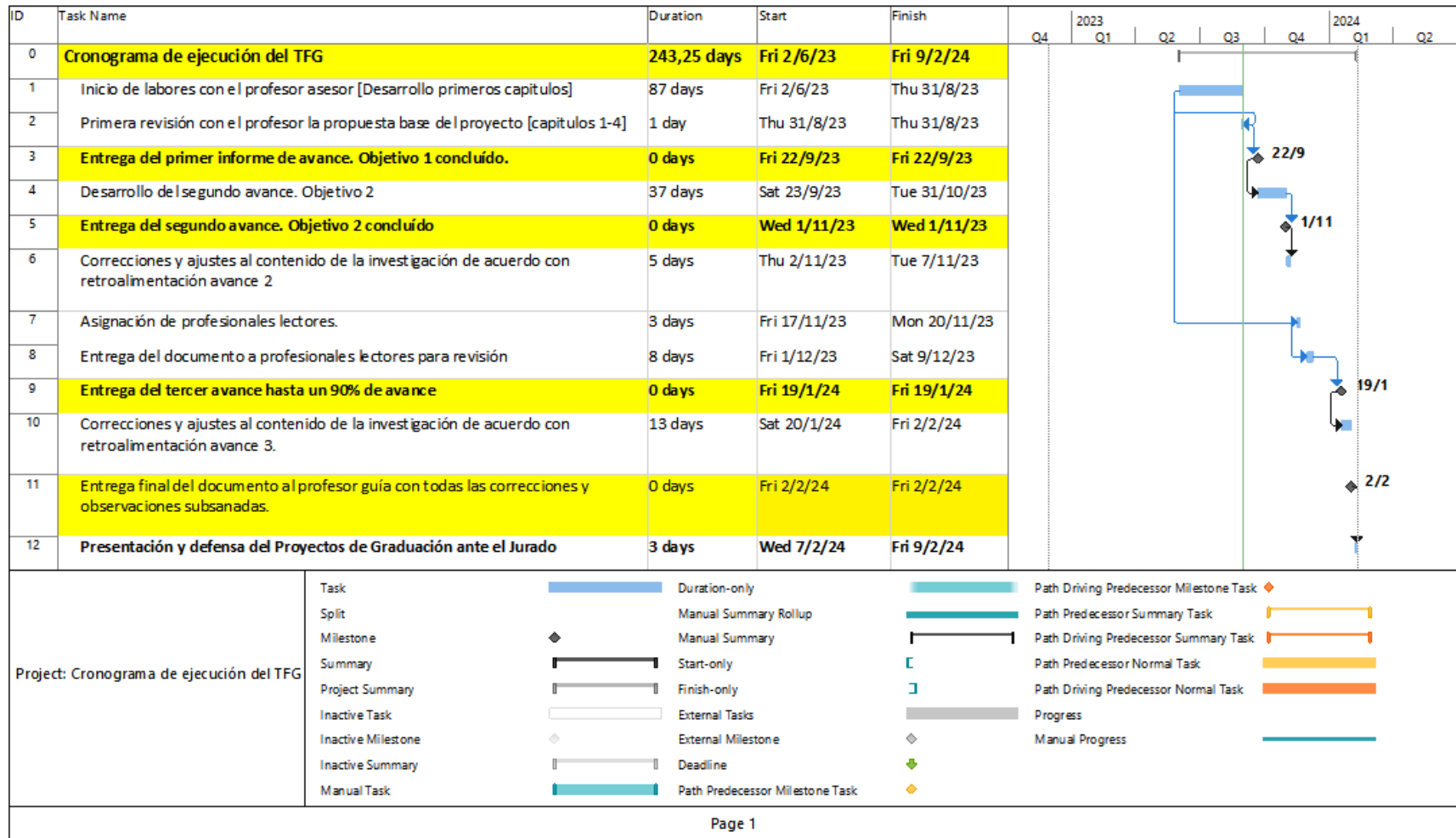
Técnicas para presentación y análisis de la información

OBJETIVO	UNIDAD DE ANÁLISIS	VARIABLE O DIMENSIÓN	INDICADORES DE LOGRO	TIPO	FUENTE	TÉCNICA DE ANÁLISIS
Objetivo 1: Estimar el potencial de producción de hidrógeno verde resultante de la utilización del excedente de energía del parque eólico Vientos del Este, por medio de un estudio técnico y estadístico del recurso eólico disponible en el sitio, para su aplicación como medio de almacenamiento de energía.	Producción de hidrógeno verde.	Kg de H ₂ producidos.	Cantidad de kg de hidrógeno verde producido en los periodos medidos.	Razón/ Continua	Cálculos derivados de los datos de recurso obtenidos del parque y de las producciones registradas en los intervalos de estudio.	Tratamiento, procesamiento y análisis de datos y cálculo de las variables a través de histogramas y estadística descriptiva.
	Excedentes de energía.	kW, kWh disponibles.	Determinación de los excedentes de energía disponibles para la producción del hidrógeno.	Razón	Hojas de datos de los fabricantes.	
Objetivo 2: Determinar la producción de energía eléctrica utilizando el hidrógeno verde almacenado a partir de los excedentes, para el aumento de la producción de electricidad, tomando en cuenta las tecnologías disponibles para su transformación.	Energía eléctrica a generar producto del H ₂ .	kWh producidos.	Energía eléctrica producida a partir de los excedentes convertidos y almacenados como hidrógeno verde para el intervalo proyectado.	Razón	Hojas de datos de los fabricantes de los equipos en estudio, referencias de entrevistados, literatura técnica actualizada, cálculos propios.	Análisis documental, y análisis de datos. Matriz de decisiones técnicas, análisis de entrevistas.
Objetivo 3: Establecer el impacto de la implementación de un sistema de producción de hidrógeno verde en los parques eólicos, mediante una evaluación financiera sustentada en la utilización de indicadores económicos para la determinación de la rentabilidad del proyecto y la facilitación de la toma de decisiones respecto a su ejecución.	El flujo financiero del proyecto y los indicadores financieros.	TIR (%) VAN PRIFD	La rentabilidad deseada que debe ser igual o mayor a la tasa de rendimiento mínima aceptada (TREMA), que para este caso se fija en 10%, el LCOE debe ser inferior a la tarifa de compra de energía de la distribuidora eléctrica.	Intervalo	Estudio de costos e inversiones CAPEX y OPEX (PGI), análisis de indicadores financieros, cálculos numéricos y algebraicos.	Matriz de datos de costos. Cálculo de indicadores, fórmulas y ecuaciones. Flujo de caja proyectado.

3.6 Cronograma de ejecución

Figura 14

Cronograma de ejecución para TFG



4. Capítulo IV: Potencial energético

4.1 Estimaciones de energía eólica excedente

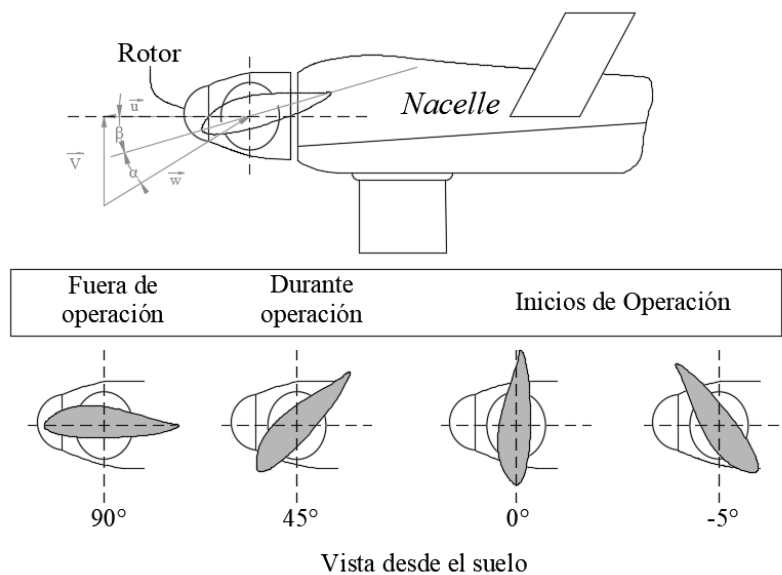
Como primer objetivo, se realizó la estimación de la cantidad de hidrógeno verde resultante que se puede producir como consecuencia de la utilización del excedente de energía del parque eólico Vientos del Este, para este fin, se realizó un estudio técnico y estadístico del recurso eólico disponible en el sitio, de tal forma que el hidrógeno producido funcione como medio de almacenamiento de esta energía excedente.

4.1.1 Limitación de potencia

Debido a las condiciones contractuales del parque eólico VE, la potencia entregada por los aerogeneradores se ve limitada a un valor de potencia no superior a los 9.1 MW, esto se realiza a través de un sistema de control de giro de aspa, lo que en inglés se conoce como “pitch control”, o control de aspa de paso variable (APV).

Figura 15

Ángulos de regulación de paso de aspa

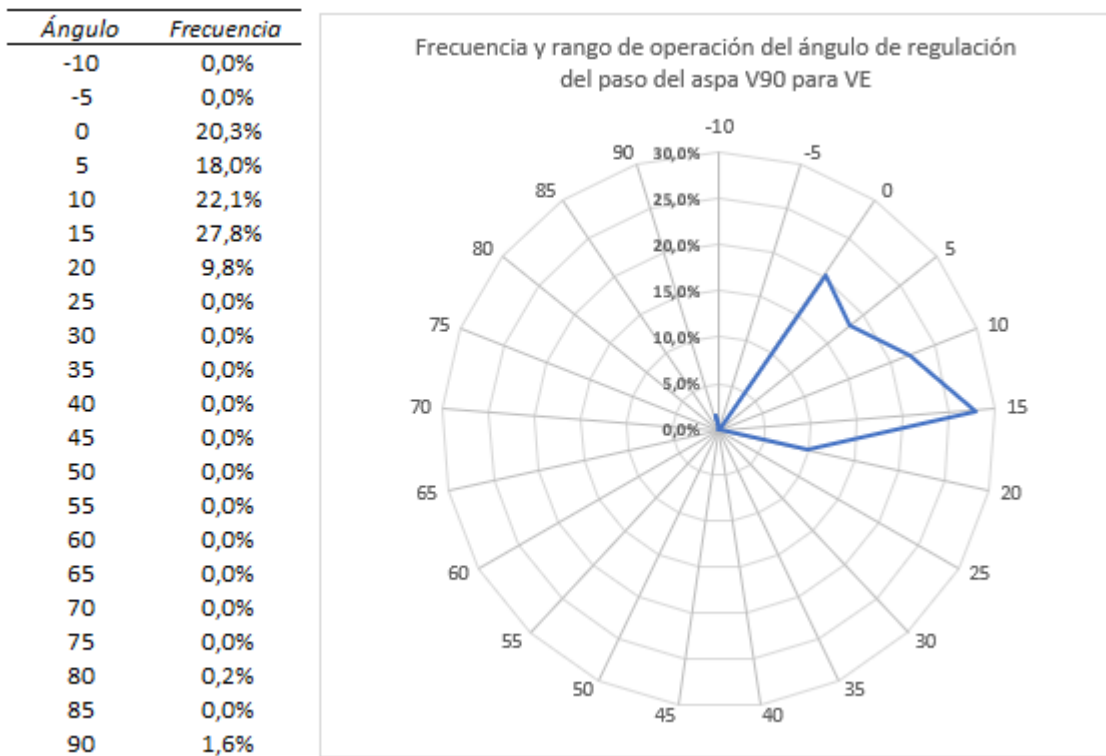


El sistema de APV con el que cuentan las turbinas Vestas V90 se denominada “OptiTip”, opera de tal forma que cuando la turbina es detenida, ya sea por un paro de operación normal o de emergencia, las aspas girarán para colocarse en un ángulo de paso de 90 grados con respecto al eje del rotor y de forma paralela al viento incidente, mientras que en condiciones normales de operación se ubicará entre los -2.7 y 89 grados, ver Figura 15.

Tomando como punto de análisis uno de los cuatro aerogeneradores del parque, los rangos de operación del ángulo de paso del aspa fluctúan mayoritariamente entre los -2.7 y 20 grados y el ángulo de mayor frecuencia es el de 15 grados, ver Figura 16.

Figura 16

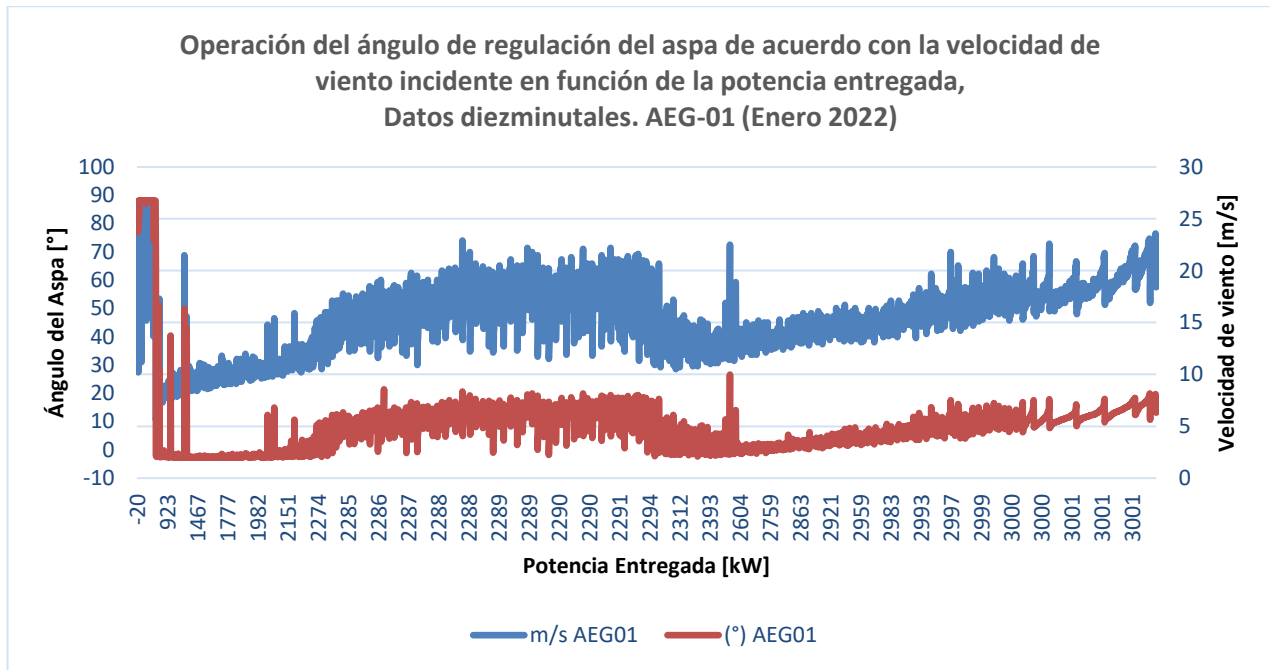
Rango y frecuencia de operación del ángulo de regulación de paso variable del aspa



Nota. Elaboración propia con datos medidos en el mes de enero 2022 obtenidos del parque eólico Vientos del Este.

Figura 17

Operación del ángulo de regulación del aspa



Nota. Elaboración propia con datos medidos en el mes de enero 2022 obtenidos del parque eólico Vientos del Este.

En la Figura 17 se detalló la entrega de potencia por parte del aerogenerador de acuerdo con la limitación aerodinámica programada por el sistema SCADA de la planta y del ángulo de paso de mayor eficiencia. En la figura se aprecia que, a medida que se incrementa la velocidad de viento, el ángulo de paso se incrementa siguiendo el mismo patrón de viento correspondiente, la potencia máxima se alcanza entre los 10° y 15°.

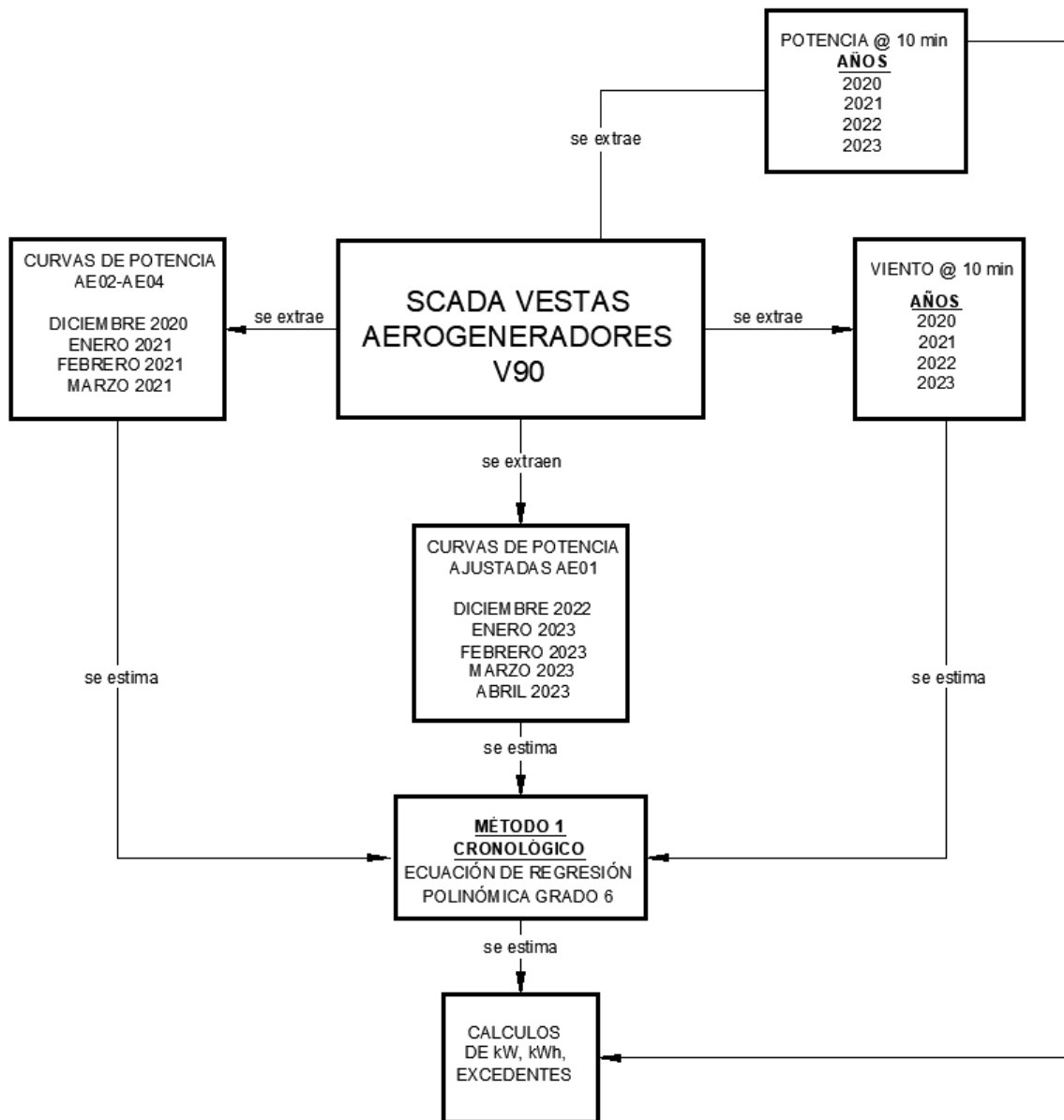
4.1.2 Metodología de cálculo de excedentes a utilizar

Para realizar el cálculo de los excedentes, se debe considerar una serie de factores técnicos asociados principalmente a las condiciones de operación, tales como la velocidad de viento medida vs el ángulo de regulación presente (en caso de haber regulación), el mes en que se midió el viento y el tipo

de viento local presente, la eficiencia y disponibilidad de la máquina, tanto en paradas como en arranques, entre otros. Por lo tanto, para obtener una estimación lo más aproximada a la realidad, se utilizó el método cronológico con los valores diezminutales de viento extraídos del SCADA del parque Vientos del Este.

Figura 18

Diagrama de procedimiento de cálculo de excedentes de energía del parque eólico Vientos del Este



En la Figura 18, se muestra el procedimiento seguido para el cálculo de los excedentes de energía y la potencia máxima y promedio en las condiciones de no limitación. Para el análisis se extrajeron los datos de potencia y viento medidos cada 10 minutos y se tabularon. Asimismo, se extrajeron las curvas de potencia de los meses de acuerdo con las siguientes consideraciones:

1. Los meses seleccionados para el cálculo de las curvas de referencia son los meses donde la excedencia de recurso es mayor.
2. Las curvas de referencia de las máquinas AE02-AE04 se construyeron con datos de los años 2020 al 2021 para los meses de diciembre a abril, periodo en el cual el parque estuvo sin un aerogenerador por varios meses, por lo tanto, la limitación de potencia fue nula.
3. Las curvas de referencia de la máquina AE01 se construyeron con los datos del año 2022 para el mes de diciembre y del año 2023 para los meses de enero a abril. Además, se completaron los datos faltantes de la curva para los rangos de velocidad, para los que no se tenían datos por temas de limitación, con los datos provistos por la curva de referencia del SCADA para todo el parque.

4.1.2.1 Curva de potencia de un aerogenerador

La curva de potencia de un aerogenerador responde a la relación existente entre la cantidad de potencia que es capaz de proveer el generador a una velocidad de viento de entrada. Si se grafica la curva de potencia de un aerogenerador, se podrá ver una gran cantidad de puntos de dispersión producto de la variabilidad de la medición, esta última puede ser resultado de la capacidad del aerogenerador de captar una potencia girando a la temperatura y presión de aire fluctuante en ese momento, por lo que la máquina deberá realizar correcciones que no siempre responden con la precisión esperada.

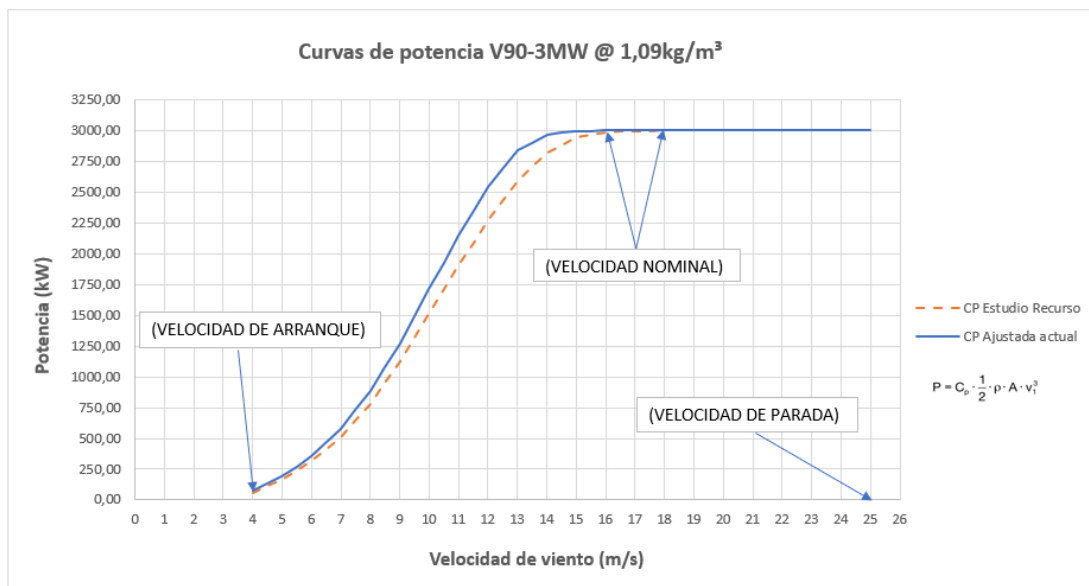
Dentro de los puntos principales que componen una curva de potencia de un aerogenerador, se pueden destacar 3 características:

- **Velocidad de arranque:** indica la velocidad del viento a la cual el aerogenerador inicia su operación, está dada en m/s, se sitúa típicamente entre los 3 y 4 m/s, en el caso de la V90 el valor es de 4 m/s.
- **Velocidad de parada:** es la velocidad de corte de salida del aerogenerador, es el punto en el cual el aerogenerador se desconecta por condiciones de seguridad para evitar sobreesfuerzos en la estructura y sus componentes tales como palas, caja multiplicadora, eje principal, entre otros. Este valor es generalmente fijado a los 25 m/s.
- **Velocidad nominal:** es la velocidad de viento de operación a la cual el aerogenerador es capaz de suministrar su potencia nominal correspondiente.

En la Figura 19 la gráfica presenta dos curvas de potencia en donde se pueden identificar claramente estos puntos característicos, las curvas graficadas corresponden a una turbina V90 del parque eólico Vientos del Este, utilizada en el estudio de recurso que se realizó para estimar las producciones iniciales dadas por el fabricante del aerogenerador, la otra curva corresponde a una ajustada a la operación actual del parque, fijada por el sistema de control.

Figura 19

Curva de potencia característica parque eólico Vientos del Este



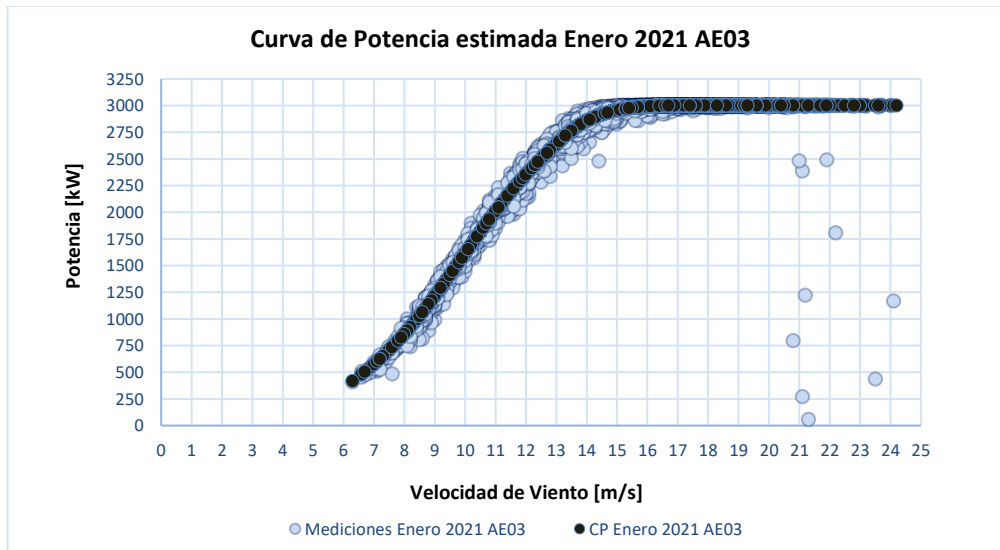
Nota. Elaboración propia con datos obtenidos del parque eólico Vientos del Este.

Es importante destacar que todas estas construcciones estadísticas derivan siempre en proyecciones y tal, y como se puede ver en la gráfica de las curvas de potencia, el parque obtuvo un ajuste positivo de la potencia nominal con respecto a la potencia estimada inicialmente. Tal y como se indicó, las curvas de potencia son construidas a partir de un grupo de datos dispersos sobre los cuales se promedia un valor que represente la relación entre la velocidad de viento medida y la potencia que puede entregar el aerogenerador, esto se puede apreciar en la Figura 20.

Ahora bien, las curvas de potencia, tal y como se indicó, dependen de muchos factores durante su construcción, lo que las convierte en huellas características de una máquina y de un periodo específico, es decir, la curva de potencia del mes de enero no es la misma que la de febrero y la curva de la máquina AE01 no es igual a la de la máquina AE04. Por lo tanto, se procede a estudiar cada máquina para cada mes del año donde se conoce que puede existir excedentes de energía.

Figura 20

Curva de potencia estimada enero 2021 AE03



Nota. Elaboración propia con datos obtenidos del parque eólico Vientos del Este.

4.1.2.2 Método cronológico

Para realizar el cálculo de la energía, se utilizó el método cronológico, el cual consiste en utilizar la curva de potencia del aerogenerador y la serie temporal de datos de viento disponible de mayor precisión, para el proyecto se utilizaron series con mediciones diezminutales obtenidas del SCADA del parque, tal y como se indicó en la Figura 18. En la Figura 21, se expresa el proceso que conlleva el método cronológico donde, a partir de una serie temporal de velocidades de viento v_i , y una curva de potencia-viento característica $P(v)$, se calculan los valores de energía estimados para los n datos de viento disponibles en el período en estudio. Este cálculo responde a las siguientes ecuaciones:

$$\bar{P} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P(v_i)$$

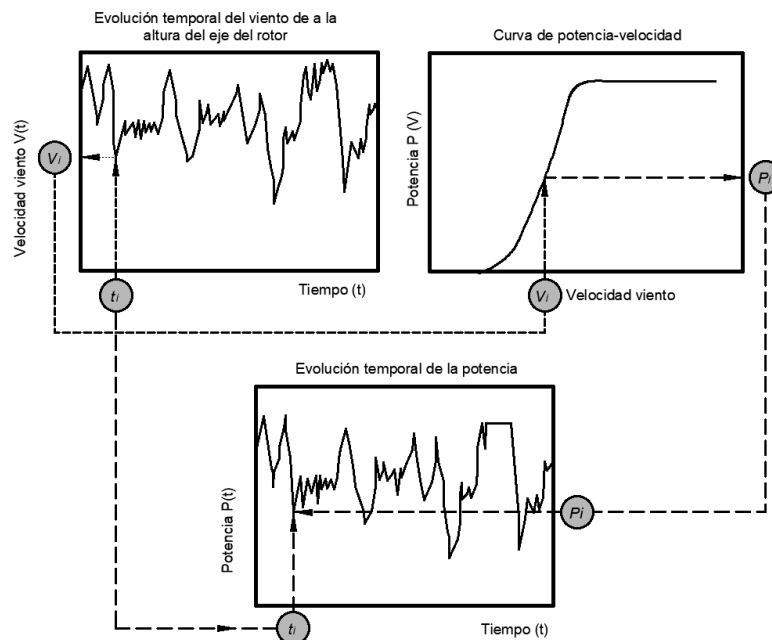
Ecuación 2, cálculo de potencia media método cronológico

$$\bar{E} = \sum_{i=1}^n P(v_i) \Delta t$$

Ecuación 3, cálculo de energía media método cronológico

Figura 21

Método cronológico



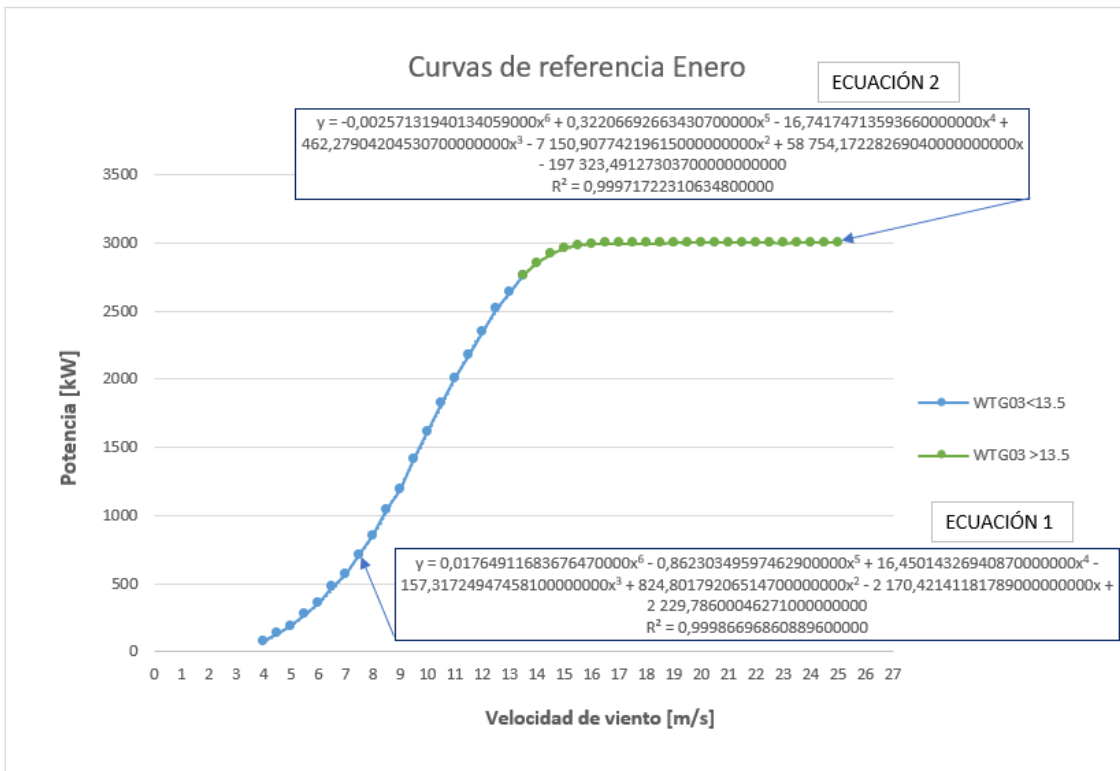
Nota. Elaboración propia basado en Carta *et al.*, (2013).

La Figura 21, es un ejemplo del procedimiento que se siguió para la construcción de todas las curvas de referencia de los meses seleccionados para el cálculo de excedentes, para esto es necesario incorporar los datos de velocidad del viento de las series temporales en las curvas de potencia de las turbinas previamente ajustadas.

Tras la extracción de las curvas de potencia mensuales del SCADA de Vientos del Este, es necesario realizar una regresión polinómica de grado 6 para cada una de estas curvas, con la finalidad de obtener una ecuación característica para cada mes. Sin embargo, dada la geometría de la curva, se tomó la decisión de dividir el modelo en dos ecuaciones. En la Figura 22 se presenta como ejemplo la construcción de la curva de referencia de enero.

Figura 22

Construcción curva de referencia



Nota. Elaboración propia con datos obtenidos del parque eólico Vientos del Este.

Esta construcción se expresa matemáticamente en la ecuación 4.

$$P_i(V) = \begin{cases} 0, & V < V_c \\ (a_1V^6 + a_2V^5 + a_3V^4 + a_4V^3 + a_5V^2 + a_6V + a_7)P_i, & V_c \leq V < V_1 \\ (a_1V^6 + a_2V^5 + a_3V^4 + a_4V^3 + a_5V^2 + a_6V + a_7)P_i, & V_1 \leq V < V_n \\ P_n, & V_n \leq V < V_d \\ 0, & V \geq V_d \end{cases}$$

Ecuación 4, construcción curva de potencia ajustada.

Donde; $a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6,$ y $a_7,$ son las constantes de regresión calculadas en las curvas de potencia ajustadas de los aerogeneradores, $V_c,$ representa la velocidad de corte de ingreso o de conexión del aerogenerador, en este caso es de 4 m/s, $V_1.$ Se seleccionó en 13.5 m/s para todas las curvas, marcando el límite medio entre las dos ecuaciones polinómicas, $V_n,$ representa la velocidad nominal del aerogenerador a la cual este alcanza su potencia nominal $P_n,$ esta velocidad fluctúa entre curvas dependiendo del mes y la máquina en análisis, $V_d,$ representa la velocidad de desconexión, 25 m/s.

En la Tabla 7 se detallaron los coeficientes de determinación R^2 de cada ecuación lo que demuestra la bondad del ajuste de cada modelo, donde prácticamente todas las ecuaciones de regresión polinómica ajustan con un alto valor.

Es importante aclarar que el coeficiente de determinación o R^2 es una referencia estadística que permite demostrar el nivel de asociación lineal existente entre dos variables, en el caso de las curvas, permite definir qué tan alejados están los valores medidos de los estimados en las ecuaciones, esto permite conocer si un modelo es adecuado o no.

El grado de fortaleza del ajuste del modelo depende del valor de R^2 obtenido, donde un valor de $R^2 < 0.5,$ se considera con un ajuste débil, un valor de $0.5 \leq R^2 \leq 0.8,$ se considera un ajuste moderado, y un R^2 por arriba de 0.8, un ajuste fuerte, sin embargo, para una mayor exigencia del modelo, un $R^2 > 0.95,$ sería lo más acertado.

Tabla 7*Coefficientes de determinación R² del modelo*

Coefficiente de determinación R² de las ecuaciones de regresión lineal del modelo					
Mes	Aerogenerador	AEG-01	AEG-02	AEG-03	AEG-04
Diciembre	Ecuación 1	1,000	1,000	0,999	0,999
	Ecuación 2	0,999	0,999	0,999	0,999
Enero	Ecuación 1	1,000	1,000	1,000	1,000
	Ecuación 2	0,997	1,000	1,000	0,999
Febrero	Ecuación 1	0,999	1,000	1,000	1,000
	Ecuación 2	0,998	0,992	0,997	0,992
Marzo	Ecuación 1	1,000	1,000	0,999	1,000
	Ecuación 2	0,998	1,000	0,998	0,992
Abril	Ecuación 1	1,000	1,000	1,000	1,000
	Ecuación 2	0,961	0,989	0,989	0,985

Nota. Elaboración propia con datos obtenidos del parque eólico Vientos del Este.

4.1.3 Cálculo de excedentes

Habiéndose definido las ecuaciones características o de referencia de cada aerogenerador y de cada mes, se calculó la energía disponible para cada valor de viento medido en cada unidad, esto a través de la multiplicación de los datos de viento por las ecuaciones características de cada turbina, esta operación da como resultado el valor de la potencia sin limitación.

En la Tabla 8 se muestran los valores medidos en los años de estudio y los valores estimados a través del método cronológico a partir de las mismas velocidades de viento del parque, el resultado se suma al final de cada periodo y se procede a calcular los excedentes. Para este cálculo, se tiene únicamente un criterio restrictivo y es la potencia máxima de venta al ICE, fijada actualmente en 9120 kW. Su restricción radica en que, por encima de este valor, no sería un excedente de potencia, sino una potencia dejada de ser entregada al ICE y, por lo tanto, no facturada.

Tabla 8

Datos de energía reales y estimados

Datos de producción Reales y estimados enero 2020											
AEG01	AEG01	AEG01 Estimada	AEG02	AEG02	AEG02 Estimada	AEG03	AEG03	AEG03 Estimada	AEG04	AEG04	AEG04 Estimada
m/s	kW	kW	m/s	kW	kW	m/s	kW	kW	m/s	kW	kW
16,1	2287	3000	16,9	2287	2995	16,3	2287	2995	16,7	2287	2965
16,4	2286	3003	17,9	2286	3000	16,3	2286	2995	17,6	2286	2989
17,1	2286	3000	17,2	2286	3000	16,2	2286	2994	16,7	2286	2965
15,4	2286	2986	15,2	2286	2978	15	2286	2956	14,8	2286	2767
11,8	2295	2369	11,7	2122	2342	11,8	2249	2289	12,7	2293	2234
11,3	2227	2225	11,8	2148	2369	11,4	2158	2152	11,6	2045	1905
10,6	2086	1996	11,2	2014	2195	10,8	2065	1928	10,7	1838	1602
9,1	1446	1416	10,1	1511	1813	9,1	1283	1250	9,8	1375	1284
9,2	1467	1456	9,6	1310	1617	9,4	1333	1367	9,5	1246	1178
9,6	1627	1617	10,1	1504	1813	10,1	1628	1649	9,9	1476	1319
10	1919	1774	10,5	1733	1960	9,9	1633	1568	10,5	1695	1532
9,7	1709	1657	10,5	1680	1960	10,3	1708	1730	10,5	1689	1532
9,6	1627	1617	9,9	1437	1736	9,4	1322	1367	9,6	1287	1213
9,1	1450	1416	9,9	1404	1736	9,3	1342	1328	10,1	1528	1390
9,8	1753	1697	10,5	1687	1960	10,1	1741	1649	10,5	1693	1532
9,2	1419	1456	9,9	1392	1736	9,4	1445	1367	9,9	1477	1319
10,1	1875	1813	10,5	1684	1960	10,2	1804	1690	10,6	1819	1567
10,1	1930	1813	10,9	1857	2098	10,4	1916	1770	10,7	1891	1602
10,6	2118	1996	11,2	1982	2195	10,6	2053	1850	11	1984	1706
10,7	2069	2031	11,2	1948	2195	10,7	1976	1889	11,2	2013	1774
9,8	1714	1697	10,1	1538	1813	9,8	1580	1528	9,9	1468	1319
9,8	1730	1697	9,9	1470	1736	9,5	1399	1407	10	1510	1355
15,6	1369163	1819791	16,1	1319934	1883962	14,9	1462594	1801210	15,8	1371242	1761778
Promedio	kWh	kWh	Promedio	kWh	kWh	Promedio	kWh	kWh	Promedio	kWh	kWh

Nota. Elaboración propia con datos obtenidos del parque eólico Vientos del Este.

La sumatoria de las potencias se dividieron entre 6 para obtener la energía aportada por cada aerogenerador en términos horarios, esto debido al intervalo de medición de datos del SCADA.

En la Tabla 9 se detallan los 3 posibles escenarios de excedentes, colocándose los valores en un rango que va de entre los 3.20 GWh a los 5.47 GWh de energía excedente. Estas estimaciones se hicieron con los años 2020, 2022 y 2023 debido a la disponibilidad de datos y a la proximidad con las condiciones de operación actuales del parque.

Tabla 9

Excedentes de energía calculados

Estimaciones de energía excedente del parque eólico Vientos del Este operando a 12 MW de capacidad.							
Año y mes de análisis		Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Totales
Energía producida 2020 [GWh]	Real 9MW	5,55	5,52	5,57	6,67	4,65	27,97
	Estimada						
	12MW	6,78	7,27	7,12	8,03	5,29	34,50
	Excedente	0,56	1,35	1,46	1,34	0,52	5,23
Energía producida 2022 [GWh]	Real 9MW	5,90	5,99	5,88	6,32	4,36	28,44
	Estimada						
	12MW	7,01	7,63	7,26	7,56	4,91	34,37
	Excedente	0,80	1,07	1,23	1,18	0,49	4,76
Energía producida 2023 [GWh]	Real 9MW	0,00	5,30	5,65	5,15	4,56	20,75
	Estimada						
	12MW	0	7,11	6,78	6,30	5,47	25,49
	Excedente	0	0,99	0,76	0,93	0,75	3,20
Energía excedente mínima [GWh]		0,56	0,99	0,76	0,93	0,49	3,72
Energía excedente promedio [GWh]		0,68	1,13	1,15	1,15	0,51	4,62
Energía excedente máxima [GWh]		0,80	1,35	1,46	1,34	0,52	5,47

Nota. Elaboración propia con datos obtenidos del parque eólico Vientos del Este.

En la Tabla 10, se incluyen los resultados de las potencias promedio y máximas que se pueden alcanzar en condiciones de excedencia, es decir, sería la potencia disponible para el dimensionamiento y selección del electrolizador, tal y como se explica más adelante en el apartado de dimensionamiento del electrolizador.

Tabla 10

Potencias promedios y máximas disponibles por excedentes

Estimación de potencia máxima disponible por excedentes parque eólico Vientos del Este				
Mes de análisis/año	2020	2022	2023	MW prom/mes del parque
Diciembre	2,88	2,86		2,87
Enero	2,88	2,88	2,88	2,88
Febrero	2,88	2,88	2,89	2,88
Marzo	2,88	2,88	2,88	2,88
Abril	2,84	2,83	2,82	2,83
Potencia máxima promedio	2,87	2,87	2,87	2,87
Estimación de potencia promedio disponible por Excedentes parque eólico Vientos del Este				
Mes de análisis/año	2020	2022	2023	MW prom/mes del parque
Diciembre	1,84	2,25		2,05
Enero	2,56	1,92	2,28	2,25
Febrero	2,64	2,19	2,47	2,43
Marzo	2,13	2,12	2,14	2,13
Abril	1,90	1,82	1,95	1,89
Potencia promedio	2,21	2,06	2,20	2,15

Nota. Elaboración propia con datos obtenidos del parque eólico Vientos del Este.

4.2 Potencial de producción de hidrógeno verde

4.2.1 Selección de la tecnología del electrolizador

El proceso utilizado para la producción de hidrógeno verde es la electrólisis y el equipo principal utilizado es el electrolizador. Para el proyecto, la tecnología del electrolizador seleccionada es el tipo PEM, esta selección se basó en la eficiencia de la tecnología y en la capacidad que tiene el equipo de ofrecer una rápida respuesta a las variaciones de potencia, típicas de la energía renovable.

Por otra parte, dada la aplicación propuesta, que, en este caso, además de la producción del hidrógeno, considera su almacenamiento, la factibilidad de trabajar en condiciones de alta presión que proveen los PEM permite evitar la primera etapa de compresión típica de un electrolizador, la cual tiende a ser de un costo elevado, además, esta cualidad tecnológica favorece la reducción de espacio físico del sistema en el sitio de generación.

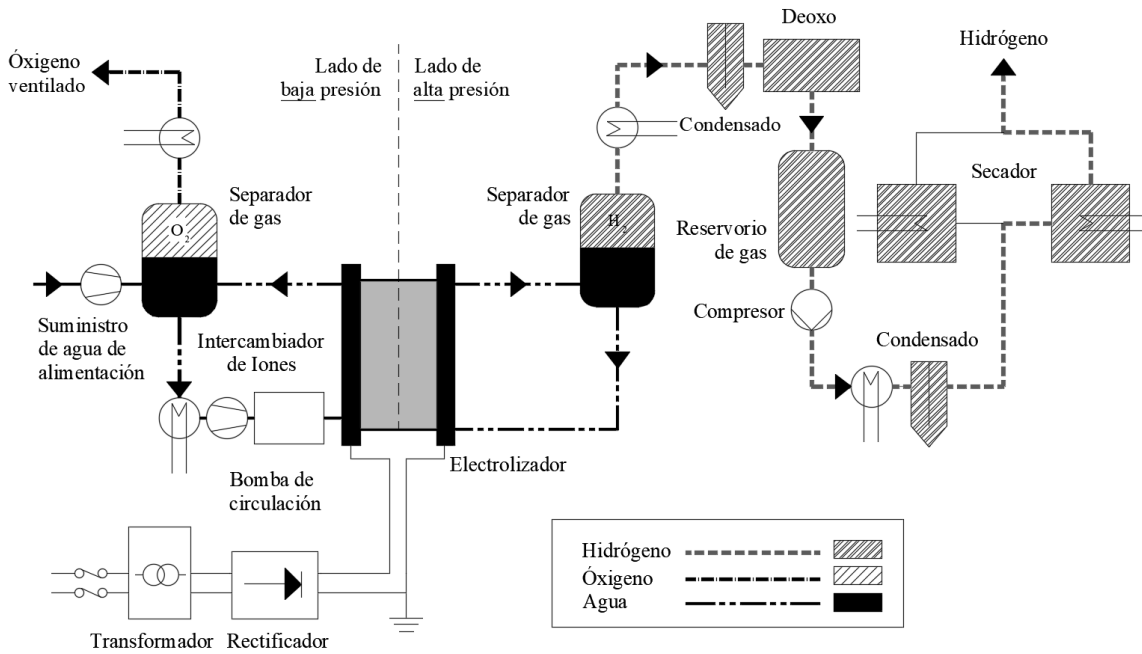
En comparación con los sistemas alcalinos, los sistemas PEM son mucho más simples, por lo general, requieren el uso de bombas de circulación, intercambiadores de calor, control de presión y monitoreo solo en el lado del ánodo o punto de ingreso de la corriente eléctrica, donde se da la pérdida de electrones (oxígeno).

En el lado del cátodo o punto de salida de la corriente eléctrica, se requiere un separador de gas, un componente de desoxigenación para eliminar el oxígeno remanente que normalmente no es necesario para la presión diferencial, un secador de gas y un paso final de compresor (IRENA, 2020).

En la Figura 23 se presenta el diagrama de un electrolizador tipo PEM genérico. De forma muy general, se puede apreciar que solo el lado del ánodo requiere el uso de bombas de circulación, intercambiadores de calor, control y monitoreo de presión, por otro parte, el lado del cátodo suele tener un separador de gas, un componente de desoxigenación (Deoxo), un secador de gas y un compresor (Romero, 2022).

Figura 23

Balance de planta genérico del proceso de un electrolizador PEM



Nota. Elaboración propia basado en IRENA (2020).

4.2.2 Tamaño del electrolizador

En la Tabla 10, se definieron las potencias máximas y promedio de los excedentes que se tienen disponibles, resultado de la operación de la planta a completa capacidad, sin embargo, estas potencias no se mantienen el 100% del tiempo en operación, ya que existen periodos de cero excedentes aún en estos meses de alta producción de excedentes. Por lo tanto, se analizó cuál era el tamaño óptimo del electrolizador para no hacer un sobredimensionamiento del equipo.

En la Tabla 11 se muestran los porcentajes de disponibilidad de la potencia resultante de los excedentes de generación para un mínimo de 1 MW de capacidad, este nivel de potencia permite tener una disponibilidad promedio del 86%, con mínimos del 70% y máximos del 97%, **por lo tanto, se considera para el estudio un electrolizador de 1MW de capacidad de tal manera que se evite el sobredimensionamiento mencionado.**

Tabla 11*Porcentaje de disponibilidad de potencia excedente >1MW*

Porcentaje de disponibilidad de potencia excedente mayor a 1MW				
Mes de análisis/año	2020	2022	2023	% prom/mes de la disponibilidad
Diciembre	70%	92%		81%
Enero	94%	76%	87%	86%
Febrero	97%	89%	95%	94%
Marzo	82%	89%	88%	86%
Abril	79%	77%	88%	81%
Disponibilidad promedio	85%	84%	90%	86%

Nota. Elaboración propia con datos obtenidos del parque eólico Vientos del Este.

4.2.3 Producción de H₂ verde

La producción de hidrógeno verde por electrólisis depende esencialmente de dos insumos; **el agua y la energía eléctrica**, esta última proveniente de una fuente de energía renovable, por lo tanto, es importante tener en cuenta la disponibilidad de agua en el proyecto y la energía eléctrica necesaria para su producción.

4.2.3.1 El agua en la producción de H₂ verde

La electrólisis del agua es el proceso que tiene la huella hídrica más pequeña en comparación con otros procesos de producción de hidrógeno, desde una perspectiva puramente estequiométrica, por cada kg de hidrógeno producido, se requieren 9 kg de agua. Ahora bien, si se toman en cuenta las ineficiencias del sistema asociadas a la purificación y desionización del agua la relación se incrementa a 20 kg de agua por cada kilogramo de hidrógeno producido (EPO e IRENA, 2022).

La cantidad de agua requerida para la producción de hidrógeno verde dependerá de la naturaleza de la fuente de donde se extraiga el agua y de la pureza de esta, comercialmente hablando, en la actualidad para un electrolizador tipo PEM, **el valor más ajustado y que se utilizó como referencia para el proyecto, fue de 17 kgH₂O / kgH₂** (Newborough y Cooley, 2021).

Para estas tecnologías existen diversas fuentes de agua disponibles, cada una con su impacto en el CAPEX y proceso de purificación. Dichas fuentes pueden ser:

Océanos (agua de mar), estuarios, aguas superficiales (arroyos, arroyos, ríos y lagos), aguas subterráneas, agua de lluvia, agua de la red pública, agua reciclada (aguas residuales urbanas tratadas o aguas residuales industriales) o de procesos de condensación de agua (por ejemplo, torres de enfriamiento). (Simoes *et al.*, 2021)

Para efectos del proyecto, el agua se estaría supliendo de un pozo que está dentro de los terrenos de la planta.

4.2.3.2 Cantidad de H₂ verde a producir

De acuerdo con Ayotele y Munda (2019), un electrolizador de 900 kW de capacidad requiere una energía eléctrica en DC de 54 kWh, con un requerimiento de agua de 10.6 kg por cada 1kg de hidrógeno producido. Además, estos autores proponen la siguiente fórmula para la estimación de los kg hidrógeno verde producido por vía de electrólisis:

$$M_{H_2} = \frac{E_{WECS} * \eta_{rec}}{E_{ez}}$$

Ecuación 5, estimación de kgH₂ producidos

Donde E_{WECS} es la producción de energía eléctrica del sistema de conversión de energía eólica, en este caso la planta eólica de Vientos del Este, η_{rec} representa la eficiencia del rectificador que puede variar entre 0.8 y 0.9, para el proyecto se toma que 0,9, E_{ez} es la demanda de energía del electrolizador que se toma como 54 kWh/kg para un electrolizador PEM típico (Ayodele y Munda, 2019). La cantidad de hidrógeno producido se puede convertir a toneladas métricas dividiéndola por 1000.

Antes de aplicar la ecuación con los datos de energía previamente estimados, se realizó un ajuste en función de la energía requerida por el electrolizador, teniendo claro que el equipo seleccionado tiene una capacidad de 1MW. Esta estimación se realizó y los resultados se muestran en la Tabla 12, incluyendo nuevamente los 3 escenarios posibles.

Tabla 12

Excedentes de energía ajustados para un electrolizador de 1 MW

Excedentes de energía disponibles para un electrolizador de 1 MW				
Mes de análisis/Año	2020 [kWh]	2022 [kWh]	2023 [kWh]	[kWh] Promedio por mes
Diciembre	264057	339962		302010
Enero	512710	488804	406518	469344
Febrero	548469	529706	302884	460353
Marzo	571955	530022	409792	503923
Abril	245008	238690	362942	282214
kWh Totales	2142200	2127185	1482136	2017843
Energía excedente mínima [kWh]		1621940		
Energía excedente promedio [kWh]		2017843		
Energía excedente máxima [kWh]		2336039		

Nota. Elaboración propia con datos obtenidos del parque eólico Vientos del Este.

Aplicando la ecuación 5, la cantidad de hidrógeno a producir a partir de la energía excedente aportada por el parque eólico Vientos del Este sería de 33631 kgH₂, o 33.6 TonH₂, para el escenario promedio, 27032 kgH₂, o 27 Ton H₂, para el escenario mínimo y de 38934 kgH₂, o 38.9 TonH₂, para el escenario máximo, esto a lo largo del periodo de operación anual calculado. Esta estimación, tal y como lo indica la ecuación 5, se fundamenta en un valor genérico de energía demandada de **54 kWh/kg**.

En la Figura 23, se mostró el proceso de producción del hidrógeno por parte del electrolizador, incluyendo su proceso final de compresión y secado, esta etapa de compresión se ubica típicamente en el rango de presiones de entre los 15 y los 30 bares de presión de salida. Dada la aplicación estacionaria del proyecto, es necesario ingresar una etapa más de compresión con la finalidad de obtener la presión final de almacenamiento del hidrógeno.

Para una presión final de **350 bar** se agregan dos unidades de compresión en etapas con una **relación de 3.4**, en configuración común, tal y como lo recomienda Romero (2022). Se estima para este tren de compresión un consumo requerido situado entre los 8 kWh/kgH₂. Sumando este valor de eficiencia al sistema del electrolizador se obtiene que el valor de H₂ final a producir en función de la energía excedente para el escenario promedio es de 29291.3 kg H₂, o 29.2 TonH₂.

Otra forma de estimar y expresar la producción de H₂ es en términos de metro cúbico normalizado o “normo metro cúbico” (Nm³), que representa la cantidad de gas natural que, absolutamente seco, a una temperatura de 0° C y a una presión absoluta de 1,01325 bar, ocupa el volumen de un metro cúbico. Esta forma de expresión es mucho más común encontrarla en las fichas técnicas de los electrolizadores para calcular de la cantidad de hidrógeno producido. Se puede utilizar la ecuación 5, pero variando las unidades de la demanda de energía del electrolizador + compresor, así para E_{ez} en lugar de kWh/kg se usarían las unidades de kWh/Nm³.

De acuerdo con Gupta y Ram (2009), los valores de referencia de kWh/Nm³ en un electrolizador pueden variar de entre 5-6 unidades, en el Anexo 1 se adjunta una ficha técnica para un electrolizador de 1.25 MW, potencia cercana al rango del electrolizador seleccionado, dentro de las especificaciones se indica que el sistema como tal tiene un consumo de **5.1 kWh/Nm³**.

Ahora bien, al dato de consumo del electrolizador se le debe agregar el dato de consumo del compresor que representa cerca del **12% del conjunto electrolizador + compresor**, el valor a utilizar en la ecuación sería el de **5.71 kWh/Nm³**.

Manteniendo la eficiencia del electrolizador en 0.9, da como resultado una producción de **hidrógeno de 317937,45 Nm³** y conociendo que **1 kg de H₂ equivale a 0.08988 Nm³ de H₂ medido como un gas, si aplicamos la equivalencia, el valor final es de 28576,22 kgH₂, o 28.6 TonH₂**, para el periodo en estudio, es decir para los meses comprendidos entre diciembre y abril. Con este resultado se define una relación de **70,464 kWh/kgH₂** para los parámetros y condiciones definidas anteriormente.

4.2.3.3 Espacio requerido para la instalación del sistema electrolizador

Tomando como referencia las estimaciones realizadas por el Instituto de Tecnología de Procesos Sostenibles (ISPT) en los Países Bajos, se necesitarían entre 13 y 17 hectáreas por GW de espacio físico para la instalación de un sistema electrolizador. Tras la conversión a m^2 , se define un valor requerido de espacio físico de entre 130 y 170 m^2/MW . La mayor parte de este espacio (65%-75%) es para el edificio del electrolizador y el equipo eléctrico, por ejemplo, interruptores y transformadores, siendo por la sección de procesamiento de hidrógeno la que tiene el menor espacio utilizado (IRENA, 2020).

Por lo tanto, para el proyecto se requiere un espacio físico en planta para la instalación del equipo de potencia del electrolizador **de un valor aproximado de 170 metros cuadrados, teniendo en cuenta un electrolizador de 1 MW**. En planta se definió este espacio detrás del edificio de control y operaciones del parque, tal y como se muestra en la Figura 24, en este punto, se realizará la interconexión del proyecto a la estación de potencia del parque, donde se ubican los equipos de media tensión.

Figura 24

Área seleccionada para el sistema electrolizador



Nota. Elaboración propia con datos satelitales de Google Earth.

4.3 Almacenamiento de hidrógeno verde





Como parte del primer objetivo del proyecto, se establece analizar y cuantificar los requerimientos necesarios para lograr el almacenamiento del H₂ producido a partir del excedente de energía calculado. Por lo tanto, se abordó este punto teniendo en cuenta el uso de tanques o recipientes de almacenamiento presurizados a altas presiones, para este fin, fue necesario cuantificar el tamaño de los tanques y el espacio requerido para su instalación.

4.3.1 Dimensionamiento del volumen de almacenamiento

El almacenamiento de un gas tan liviano como es el H₂ implica indiscutiblemente una alta capacidad de compresión, por lo tanto, se debe analizar de acuerdo con la masa calculada de H₂, cuál debe ser el volumen de almacenamiento requerido.

Tabla 13

Clasificación de diferentes tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno

Mes de análisis/año	Tipo de tanque	Construcción	Presión admitida (bar)	Características
	Tipo I	Acero o aluminio (sin costuras ni revestimiento)	150-300	Muy pesados y de paredes gruesas. Utilizados principalmente en vehículos de GNC y en aplicaciones estacionarias industriales.
	Tipo II	Metálicos sin costuras envueltos en aros de fibra de vidrio y resina	450-800	Muy pesados. Se utilizan principalmente como buffer o tanque intermedio en aplicaciones estacionarias.
	Tipo III	Revestimiento de aluminio sin costuras y envueltos con fibra de vidrio y resinas compuestas.	350-700	Más ligeros y de paredes más finas respecto a los de tipo I y II. Se utilizan principalmente para aplicaciones de movilidad y transporte de H ₂ en vehículos articulados.
	Tipo IV	Revestimiento no metálico envueltos con fibra y revestimiento polimérico.	350-700	

Nota. Fuente: Elaboración propia basado en Ramón *et al.* (2020).

En la Tabla 13, se detallan los criterios iniciales a tomar en cuenta para seleccionar el medio de almacenamiento del hidrógeno, esto de acuerdo con Ramón *et al.* (2020) Para este proyecto se puede

identificar que la opción tipo II sería la opción más apropiada de acuerdo con la aplicación del sistema, cuya condición es estacionaria, tal y como se presentó en el marco teórico del documento.

Los recipientes de tipo III y IV que están completamente recubiertos con materiales compuestos son demasiado caros y crean otro desafío para cualquier posible reducción de costos futura en comparación con los buques de acero o aluminio. Como resultado, los buques Tipo III y Tipo IV no son económicamente viables para aplicaciones a gran escala donde se requiere almacenamiento de hidrógeno de bajo costo. (Elberry *et al.*, 2021, p.6)

Los sistemas estacionarios utilizados para aplicaciones de generación tienen la ventaja de contar con el espacio necesario para su fabricación e instalación en el sitio. Tal y como se mostró en la Figura 24, existe suficiente espacio disponible entre el sector de los aerogeneradores y el edificio de operación del parque Eólico Aeroenergía para colocar el sistema de almacenamiento, justo al lado del electrolizador.

El cálculo del volumen de almacenamiento está en función de la presión y la temperatura en la que desee contener el H₂ producido, de acuerdo con Chen *et al.* (2010), para el cálculo se puede utilizar la ecuación de gas ideal ajustada a condiciones reales, en forma simple, de tal manera que permita describir las propiedades físicas del hidrógeno.

$$PV = ZmRT$$

Ecuación 6, fórmula de gas real

Donde:

P= Presión en Pa

V= Volumen del gas en m³

m= Masa del hidrógeno en kg

R= Constante específica del gas en J/kg/K, 4124 para el caso del hidrógeno

T= Temperatura en K

Z = Constante de compresibilidad, que, de acuerdo con Chen et al. (2010), se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$Z = 1 + \frac{\alpha P}{T}$$

Ecuación 7, constante de compresibilidad

Donde:

P = Presión en Pa

T = Temperatura en K

α = 1.955×10^{-6}

En la Tabla 14, se detallan para los meses en estudio los excedentes de energía previamente calculados para el electrolizador de 1 MW y se añadieron a estos datos los valores de energía faltantes en las condiciones en que aun teniendo el parque disponible los 12 MW de potencia no alcanza el recurso para generar hasta los 9 MW.

Tabla 14

Faltantes de energía vs excedentes

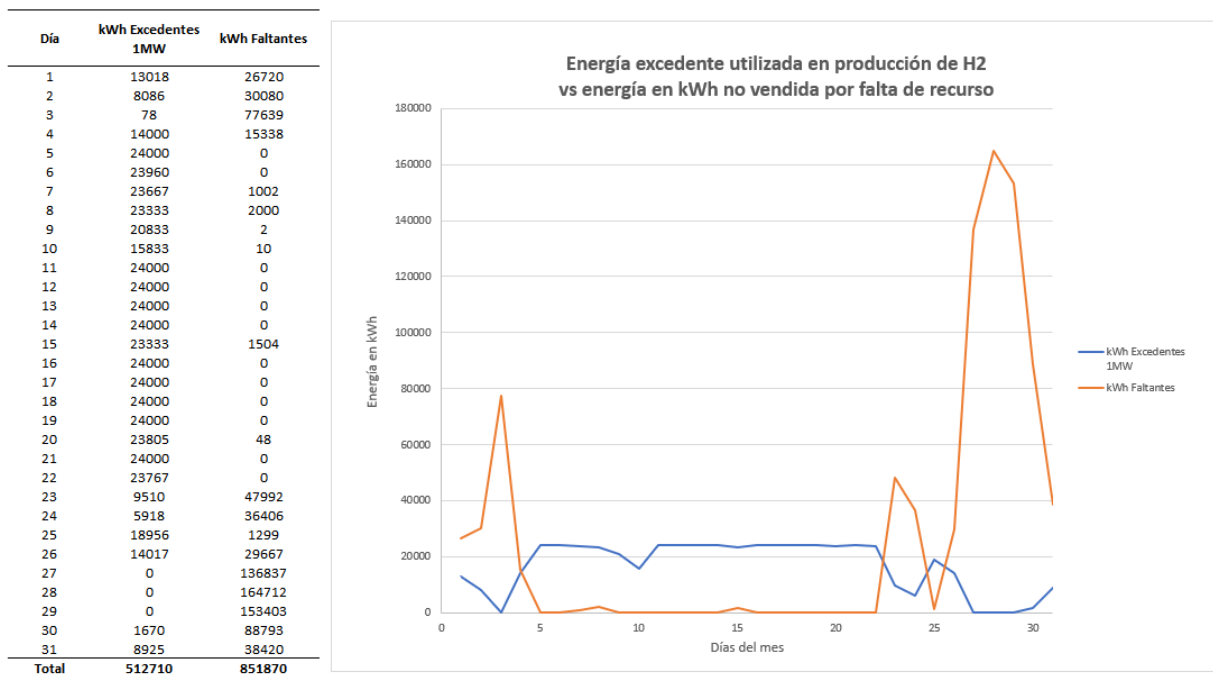
MES	Excedentes promedio [kWh]	Hidrógeno [Nm ³]	Hidrógeno [kg]	Faltantes de energía promedio [kWh]
Diciembre	302010	47586	4277	508070
Enero	469344	73951	6647	512954
Febrero	460353	72535	6519	354174
Marzo	503923	79400	7136	605156
Abril	282214	44466	3997	1885794
Total	2017843	317938	28576	3866148

En la Tabla 14, se puede ver que, para prácticamente todos los meses estudiados, los excedentes de energía calculados para el electrolizador de 1 MW son menores que los faltantes de energía, por lo tanto, se puede dimensionar el volumen de almacenamiento tomando en cuenta que el sistema SE estará produciendo hidrógeno y entregando energía a la red en periodos más cortos.

Inicialmente, se analizó el dimensionamiento del sistema para periodos de 24 horas, pero tal y como se muestra en la Figura 25, el almacenamiento sería insuficiente, ya que se tienen periodos de más de 15 días donde los faltantes son nulos y los excedentes altos. Este comportamiento sucede principalmente en los meses de más alta producción como lo son enero y febrero. En la Figura 25, se muestra como ejemplo el mes de enero del 2020.

Figura 25

Excedentes y faltantes de energía, enero del 2020



Nota. Elaboración propia con datos del SCADA del parque eólico Vientos del Este.

Teniendo en consideración este comportamiento, se define como rango de almacenamiento de kgH₂, en un periodo de 18 días funcionando con el electrolizador a un 96% de capacidad, tal y como se puede apreciar en la Figura 25.

Después de haber definido estos parámetros de recurso y disponibilidad eléctrica, y haber utilizado las ecuaciones 6 y 7, con los valores fijados de presión y temperatura en 350 bar (1,50E+07

Pa) y 25 °C (298.15 K) respectivamente, se procedió a estimar el volumen requerido de los recipientes de almacenamiento.

El volumen calculado a partir de estas condiciones es de 255 m³ H₂, tal y como lo muestra la Tabla 15, siendo almacenado en tanques cilíndricos sin costuras, con diámetros cercano a los 2.5 m y con una longitud de 8.7m, en total se requerirían 5 unidades para almacenar completamente el hidrógeno producido en los 18 días.

Tabla 15

Calculo del volumen de almacenamiento

Cálculo del volumen y densidad del H₂				
	Presión	P_bar	350	bar
	Presión	P_PA	3,50E+07	Pa
	masa	m	5927	kgH ₂
Constante específica de gas para hidrógeno	R		4124	J/kg/K
	Temperatura	T_C	25,0	C
	Temperatura	T	298,2	K
Constante de compresibilidad estimada	Z		1,2	
	Coficiente	α	0,0	K/Pa
	Densidad	m/V	23,2	kg/m ³
	Volumen	V	255	m³

Nota. Elaboración propia basado en Chen *et al.* (2010).

Por otra parte, en la Figura 26, se muestra una posible ubicación de los tanques de almacenamiento dentro del parque eólico Vientos del Este, se define la posición horizontal para aminorar las altas cargas impuestas en las estructuras por el alto viento presente en el sitio.

Figura 26

Ubicación tanques de almacenamiento del hidrógeno



Nota. Elaboración propia con datos satelitales de Google Earth.

5. Capítulo V: Producción de energía eléctrica a partir del hidrógeno almacenado

5.1 Producción de electricidad a partir de hidrógeno almacenado

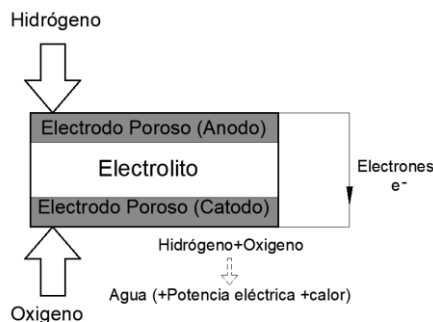
Como segundo objetivo, se estableció el cálculo de la producción de energía eléctrica a partir del hidrógeno almacenado en los tanques de alta presión. De forma general, se detalla que, para la producción de electricidad a partir del hidrógeno, se requiere de un sistema con una válvula de alivio que permita descomprimir el hidrógeno almacenado hasta la presión requerida para el siguiente proceso de producción de electricidad.

Para este fin, se utiliza una celda de combustible, cuyo principio es el mismo que el del electrolizador tipo PEM, pero de forma inversa. Si bien es cierto, la geometría y la estructura de la celda de combustible con respecto a la del electrolizador varía, los componentes son similares. En la Figura 27, se muestra un diagrama esquemático de la operación de una celda de combustible tipo PEM.

El electrolito de la pila de combustible PEM es una membrana polimérica de intercambio iónico, el único líquido en la celda es agua, lo que minimiza los problemas de corrosión. La pila de combustible debe funcionar en condiciones en las que el agua producida no se evapore más rápido de lo que se produce para evitar la deshidratación de la membrana. (Tashie-Lewis y Nnabuife, 2021, p.14)

Figura 27

Diagrama esquemático de operación de una celda de combustible

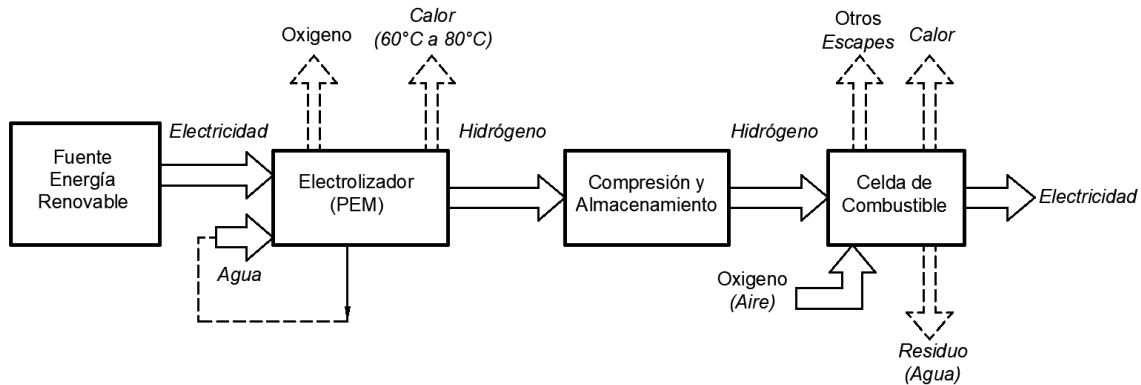


Nota. Elaboración propia basado en El-Shimy *et al.* (2017).

En la Figura 28, se detalla el proceso de producción de electricidad en un sistema P2H2P, en dicha figura se muestra cómo el proceso de conversión produce residuos de agua y calor, este proceso requiere del H₂ previamente purificado, más el oxígeno, este último puede ser tomado del aire ambiente.

Figura 28

Proceso principal del P2H2P



Nota. Elaboración propia basado en El-Shimy *et al.* (2017).

Se debe tener en cuenta que, tal y como se indicó en la Tabla 2, en el marco teórico, por cada kg de hidrógeno, se pueden extraer aproximadamente 33.33 kWh de energía.

Por lo tanto, si se considera que las eficiencias de las celdas de combustible actuales no superan el 60%, se puede considerar que la tasa de conversión es baja, con una capacidad de producción eléctrica cercana al 30% de la energía eléctrica provista al electrolizador originalmente.

Así que, con 1 kgH₂ se puede producir aproximadamente entre 13 y 20 kWh de energía eléctrica tras la conversión, para las eficiencias actuales. En la Tabla 16 se analizaron los indicadores de producción de energía eléctrica de las celdas de combustible de hidrógeno, esto de acuerdo con la información obtenida de las fichas técnicas de dos fabricantes, para estos cálculos, se hace la relación entre la potencia de la celda de combustible neta y la cantidad de kgH₂ por hora requeridos para su operación.

Teniendo clara la relación entre potencia de la celda y la cantidad de kgH₂, se pueden calcular los kWh de energía generados por la celda, en función de los kg de Hidrógeno consumidos, dato que corresponde a la eficiencia de la celda como tal.

Tabla 16

Producción de electricidad por celda de combustible

Producción eléctrica Celda de combustible H₂			
Fabricante de Celda	Bloom Energy	Loop Energy	
Potencia neta nominal [kW]	300	83	99,5
Hidrógeno requerido [kgH ₂ /h]	17,3	4,98	4,98
Eficiencia neta AC [%]	52	50	60
Energía Eléctrica producida [kWh/kgH₂]	17,34	16,7	20,0

Nota. Elaboración propia con datos de los fabricantes, fichas técnicas incluidas en los anexos.

Además, en la Tabla 16, se expone que, de acuerdo con la información provista por los fabricantes, la producción de energía eléctrica es aproximadamente de 17 kWh por cada kg de hidrógeno.

Ahora bien, teniendo claro que el sistema es más grande y asumiendo que es de mayor eficiencia, se supone un valor de **20 kWh /kgH₂** para el cálculo de la energía producida por el sistema planteado.

El valor de 20 kWh/kgH₂ se fundamenta en una eficiencia del 60% para la celda de combustible. Además, se destaca que el sistema genera una pérdida de cerca del **71.43%** en el balance general de energía, esto se puede apreciar en la Figura 29.

A partir de esta información y estos supuestos se construyeron las tablas 17 y 18, en la tabla 18 se indica el valor en MWh de producción de energía eléctrica partiendo de los kgH₂ producidos en el periodo de estudio, es decir de diciembre a abril, el valor obtenido es de **572 MWh**.

Tabla 17*Detalle de energía producida en el periodo analizado*

MES	Excedentes promedio [kWh]	Hidrógeno Nm ³	Hidrógeno kg	Energía producida con excedentes [kWh]	Faltantes de energía promedio [kWh]
Diciembre	302010	47586	4277	85531,3	508070
Enero	469344	73951	6647	132921,5	512954
Febrero	460353	72535	6519	130375,2	354174
Marzo	503923	79400	7136	142714,5	605156
Abril	282214	44466	3997	79924,9	1885794
Total	2017843	317938	28576	571467	3866148

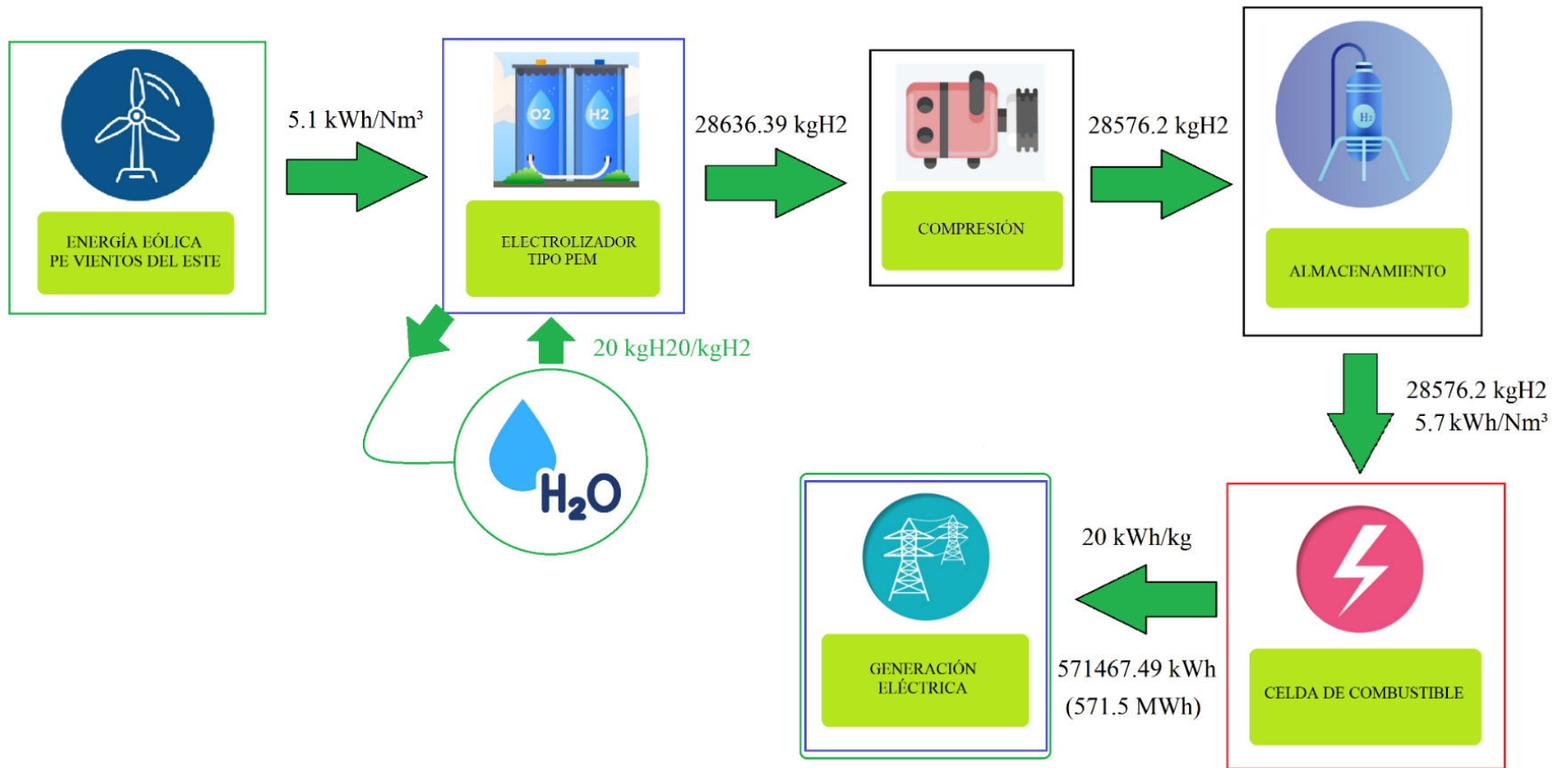
Tabla 18*Energía eléctrica producida anualmente para venta*

Producción del parque en MWh anuales	
Producción de kgH ₂	28576.6
Gasto energético celda kWh/kgH ₂	20
Producción eléctrica del parque kWh	571524,35
Producción eléctrica del parque MWh	572

En la Figura 29, se presenta un resumen técnico de los valores obtenidos de masas de hidrógeno y de los indicadores y valores energéticos en kWh utilizados para los diferentes resultados. De la figura se excluyen los procesos que no son parte del alcance de este estudio, como son los valores residuales de calor, agua y oxígeno.

Figura 29

Balance energético y de masas del proyecto



6. Capítulo VI: Evaluación financiera

6.1 Costo de capital del proyecto (CAPEX), premisas y supuestos

En el tercer objetivo se abordaron los costos de capital o inversiones asociadas a los componentes de los sistemas requeridos para desarrollar el proyecto, se analizaron las condiciones actuales de la planta eólica Vientos del Este y los elementos que se requieren para poner en marcha los sistemas.

Es importante resaltar que existen limitaciones asociadas a las tecnologías, y a su nivel de desarrollo comercial, principalmente debido a la escala del proyecto en estudio en donde las ofertas de costos o precios están ligadas a un interés comercial tangible y, en su defecto, a la firma de contratos de no divulgación.

Teniendo clara esta limitación, se procedió a recolectar información financiera que permita caracterizar los costos de inversión para este estudio.

Para poder medir el nivel de las inversiones y la rentabilidad asociadas a estas, se construyeron tablas de datos financieros que representen las inversiones actuales y futuras relacionadas con la implementación y operación del proyecto.

A continuación, se detallan los supuestos asociados a los costos de capital del proyecto.

6.1.1 Premisas o supuestos de costos de capital (CAPEX) o inversiones del proyecto

Sistemas de potencia, para estos costos se utilizaron como referencia valores cotizados entre el 2021-2023, estos rubros fueron escalados en función de la potencia requerida y el valor de inflación promedio de los últimos 2 años.

Celda de combustible, se utilizó un valor de referencia para celdas de combustible en paralelo de 250kW, con un costo de 250\$/kW, de acuerdo con lo indicado por Urs *et al.* (2023).

Electrolizador, para el electrolizador, se aportó como referencia el balance de planta para un electrolizador de un mega, realizado por Mayyas *et al.* (2019)

Convertidor de potencia (inversor): la celda de combustible, al igual que el electrolizador, funciona con corriente directa, por lo que su salida de potencia es también en DC, se requiere por lo tanto de un convertidor.

De acuerdo con Urs *et al.* (2023), se utilizó un valor de referencia de 100\$/kW.

El balance de planta de obra civil y electromecánica utiliza costos propios de la compañía de proyectos similares cotizados en un periodo no menor a los 2 años.

Los costos indirectos del proyecto son estimados de acuerdo con la experiencia adquirida por la compañía para aplicaciones similares.

Se supone, para efectos del proyecto, un porcentaje de imprevistos del 1% sobre la línea de “Equipos de Potencia”. Esto de acuerdo con las políticas de evaluación financiera de la empresa.

De acuerdo con (Romero, 2022) y (Urs *et al.*, 2023), con la información recopilada en las entrevistas abiertas, los costos de almacenamiento de kgH₂ están en el rango de entre los 400-700 \$/kgH₂. Dada la escala del proyecto, se toma el dato menor de 400 \$/kgH₂ como valor supuesto para la evaluación.

Para la cantidad de kgH₂ que se desea almacenar, el costo sería de **\$ 2,370,865.3**.

De acuerdo con Romero (2022), para una configuración en común de 2 compresores, el costo sería de \$ **928 188,06**.

6.1.2 Costo de capital de los equipos de potencia

En la Tabla 19, se detallan los costos directos de capital estimados para el proyecto, las cotizaciones asociadas a estos se encuentran en los anexos, teniendo en cuenta las consideraciones planteadas previamente en los supuestos.

Tabla 19

Costos directos de capital de los equipos de potencia

Ítem	Descripción	Total
1	Equipo de potencia	\$ 1,871,682.13
1,1	Transformador de potencia	\$ 39,266.93
1,2	Celda de media tensión	\$ 120,985.25
1,3	Inversor de potencia	\$ 103,850.00
1,4	Electrolizador	\$ 419,766.89
1,5	Compresores	\$ 928,188.06
1,6	Celda de combustible	\$ 259,625.00

De acuerdo con lo indicado en los supuestos, para el costo del electrolizador no fue posible tener una referencia de costo directa de un proveedor, por lo tanto, se utiliza como referencia de costo el valor aportado por el balance de planta presentado por Mayyas *et al.* (2019).

En la Tabla 20, se detallan los costos de instalación de un electrolizador de un megavatio de capacidad, el electrolizador ya incluye una etapa de conversión de la energía eléctrica de AC a DC.

Tabla 20*Costo por el BOP de las partes del electrolizador*

Sistema	Subsistema	Costo
Equipos de potencia	Fuente de alimentación	\$ 198,000.00
	Transductor de tensión DC	\$ 225.00
	Transductor de tensión AC	\$ 340.00
Circulación de agua desionizada	Tanque separador de oxígeno	\$ 40,000.00
	Bomba de recirculación	\$ 10,962.00
	Bomba de pulido	\$ 5,000.00
	Tubería	\$ 15,157.00
	Válvulas e instrumentación <i>Presión, temperatura, conductividad, medidor de flujo</i> <i>Clase I, división 2, grupo B</i>	\$ 11,368.00
	Controles	\$ 4,595.00
Procesamiento de hidrógeno	Cama de secado	\$ 36,589.00
	Separador de agua/hidrógeno	\$ 26,390.00
	Tubo	\$ 7,579.00
	Válvulas e instrumentación <i>Presión, temperatura, conductividad, medidor de flujo</i>	\$ 7,579.00
	Controles	\$ 5,743.00
	Intercambiador de calor	\$ 10,525.00
Enfriamiento	Bomba de enfriamiento	\$ 3,797.00
	Válvulas, instrumentación	\$ 4,595.00
	Tubería	\$ 2,297.00
	Enfriador seco	\$ 7,464.00
	Válvula de suministro de aire: nitrógeno o aire comprimido	\$ 2,000.00
Misceláneos	Ventilación y requerimientos de seguridad <i>Detectores de gases combustibles</i>	\$ 2,000.00
	<i>Ventilación por extracción</i>	\$ 2,000.00
	Total, balance de planta	\$ 404,205.00
Indicador del costo de balance de planta		\$404 / kW

Nota. Elaboración propia basado en Mayyas *et al.* (2019).

6.1.3 Costo de capital de los equipos balance de planta

Para el balance de planta del proyecto, se contemplaron datos propios de la base de datos de la compañía, escalados a las dimensiones del proyecto, en estos costos se incluyen los rubros relacionados principalmente a la obra Electromecánica.

Para el proyecto se contempló la instalación de una celda de media tensión, actualmente la subestación del parque eólico Vientos del Este tiene una prevista para conectar dicha celda, la construcción de las trincheras de media tensión, así como la canalización de los cables potencia en MT y BT también están incluidos en este apartado.

Además de la instalación y acondicionamiento de los sistemas de potencia, también se contempla la obra civil por la instalación de los sistemas de almacenamiento de H₂, así como la instrumentación de control y comunicación de los sistemas. En la tabla 21, se presenta el detalle de estas inversiones.

Tabla 21

Costos directos de capital de la obra civil – electromecánica (BOP)

ITEM	DESCRIPCIÓN	Total
2	OBRA CIVIL ELECTROMECAÁNICA (BOP)	\$ 2,446,861.59
2,2	Suministro e instalación de tanques de almacenamiento de H ₂	\$ 2,370,865.29
2,3	Instalación de obra civil del proyecto	\$ 25,000.00
2,3	Red eléctrica (incluye cables y pruebas)	\$ 25,741.30
2,6	Conexión electromecánica del sistema de generación de hidrógeno	\$ 25,255.00

Nota. Elaboración propia con información de la compañía.

6.1.4 Costos indirectos del proyecto

En la Tabla 22, se indican los costos indirectos asociados al proyecto, estos costos de igual manera que con los costos del BOP de obra civil y electromecánica fueron tomados de cotizaciones realizadas a la compañía para otros proyectos, con un ajuste por escalabilidad de potencia.

En la Tabla 22 también se incluyen los costos relacionados a los imprevistos, calculados sobre la base de los equipos de potencia, tal y como se indicó en los supuestos.

Tabla 22

Costos indirectos de capital e imprevistos

		TOTAL, COSTOS INDIRECTOS	\$	181,216.82
3	INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN		\$	162,500.00
3,1	Diseño obra civil		\$	25,000.00
3,2	Inspección de la obra		\$	25,000.00
3,3	Administración local y logística		\$	60,000.00
3,4	Puesta en marcha		\$	20,000.00
3,5	Viáticos y medios de transporte		\$	1,500.00
3,7	Aduanas y comisiones		\$	25,000.00
3,8	Gastos adicionales (estudios, pruebas, garantías, seguros, otros)		\$	6,000.00
4	IMPREVISTOS		\$	18,716.82
4,1	Imprevistos (1%)		\$	18,716.82

Nota. Elaboración propia con información de la compañía.

Por lo tanto, los costos de capital (CAPEX), calculados para el proyecto tienen un valor estimado de **\$ 4,499,760.55**, tal y como se resume en la Tabla 23.

Tabla 23*Resumen CAPEX del proyecto*

		TOTAL, CAPEX	\$ 4,492,760.55
		TOTAL, COSTOS DIRECTOS	\$ 4,318,543.72
1	EQUIPO DE POTENCIA	\$	1,871,682.13
2	OBRA CIVIL ELECTROMECAÁNICA (BOP)	\$	2,446,861.59
		TOTAL, COSTOS INDIRECTOS	\$ 181,216.82
3	INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$	162,500.00
4	IMPREVISTOS	\$	18,716.82

6.2 Costo de operación del proyecto (OPEX), premisas y supuestos

Los costos de operación del proyecto contemplan limpieza, mantenimiento y operación de los sistemas electromecánicos, estas labores se realizarían con personal de planta, tras la debida capacitación.

6.2.1 Premisas o supuestos de costos de operación (OPEX) o inversiones del proyecto

- Dado que es una aplicación nueva para la compañía, se buscó un dato que permitiera estimar un valor de referencia para este costo. En general, se puede utilizar, de acuerdo con Lazard (2021), un valor del 1.5% sobre el valor del CAPEX del proyecto para costos de operación y mantenimiento, para efectos del ejercicio de evaluación, este incremento se mantiene constante durante el horizonte del proyecto.

6.3 Flujos financieros del proyecto

Para poder conocer la rentabilidad del proyecto, se procedió a realizar dos corridas financieras, una con un horizonte del proyecto a 10 años, que es la vigencia actual del contrato de la planta eólica, y otra corrida financiera a 20 años, contemplando dos renovaciones más de contrato, con una extensión temporal de 5 años cada una.

Se construyeron los flujos teniendo en cuenta las condiciones tributarias y financieras características del país. En los supuestos y premisas se detallan los parámetros financieros utilizados en los modelos.

6.3.1 Premisas o supuestos de las corridas financieras del proyecto

- Como factor de ajuste anual, se agrega un valor de 1.025% para los montos de operación y mantenimiento, de acuerdo con la experiencia de la empresa.
- Los costos directos se deprecian con el método de línea recta y se determina para el cálculo un valor de rescate del 10%. La depreciación se realizó al horizonte del proyecto, esto en función de las dos corridas financieras establecidas.
- Los costos indirectos se amortizan con el método de línea recta y se utiliza como periodo de amortización el horizonte del proyecto.
- Se supone un valor del 30% como impuesto de la renta para ambas corridas, esto debido a la naturaleza de la compañía.
- Se define un apalancamiento financiero del 70% con una prima del 30% de patrimonio o capital propio, en este caso, se supone una tasa de deuda 9% y para el cálculo de la deuda el modelo de financiamiento a utilizar es sobre una amortización fija.
- Como tasa de rendimiento mínima aceptable del proyecto para los flujos se define un valor del **10%**, de acuerdo con las políticas de la empresa. Los periodos de recuperación se plantearon a flujos descontados.
- La inflación no se toma en cuenta como un parámetro de ingreso directamente en los flujos, pero sí en los valores de ajuste de los equipos de potencia del CAPEX, como ya

se mencionó anteriormente. En este caso, se promediaron los últimos 3 años y se utilizó un valor de **3.85%**.

- La tarifa de compra de energía utilizada para el cálculo de los ingresos está dentro de la banda tarifaria de la ARESEP.
- Esta tarifa esta indexada al índice de precios de productores para potencia eléctrica, código WPS054 del Bureau of Labor statistics del US Department of labor, (U.S. Bureau of Labor Statistics, 2023). Los meses en los que se estaría inyectando a la red la energía serían los meses de temporada alta que, de acuerdo con la metodología tarifaria, serían los comprendidos entre enero y mayo. Por lo tanto, la tarifa ajustada e indexada hoy sería de **120.6 \$/MWh**.

6.4 Cuadro de ingresos

En la Tabla 24, se presenta el cálculo de los ingresos por la producción de energía eléctrica a partir de los kg de H₂ generados, el cálculo se hace para un P50.

Tabla 24

Cálculo de ingresos del proyecto

Mes	Generación mensual del parque por excedentes (MWh)	Producción de hidrógeno en kg/H ₂	Energía generada después del proceso P2H2P (MWh)		Generación mensual/anual (P50)
Diciembre	302.01	4277	85.53	\$	10,315.82
Enero	469.34	6647	132.92	\$	16,031.48
Febrero	460.35	6519	130.37	\$	15,724.38
Marzo	503.92	7136	142.71	\$	17,212.61
Abril	282.21	3997	79.92	\$	9,639.64
Anual	2017.84	28576.23	571.46	\$	68,923.93

En las Tablas 25 y 26 se presentan dos corridas financieras en función de todos los parámetros y datos previamente descritos, cabe aclarar que se realizaron dos escenarios tratando de sensibilizar de alguna forma los resultados, pero que, claramente las diferencias entre los ingresos y egresos calculados en esta investigación limitan a que la evaluación financiera vaya más allá de la presentación de estos resultados.

Tabla 25

Flujo financiero a 10 años

FLUJO APALANCADO O CON FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO		P50										
		2024										
Tasa de Descuento (TREMA) del proyecto:		10,00%										
Año		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Energía producida MWh		572,67	572,67	572,67	572,67	572,67	572,67	572,67	572,67	572,67	572,67
(+)	Ingresos de explotación por energía		\$121 497,79	\$121 497,79	\$121 497,79	\$121 497,79	\$121 497,79	\$121 497,79	\$121 497,79	\$121 497,79	\$121 497,79	\$121 497,79
(-)	Inversión total	(\$1 471 425)										
	Costos Equipo Principal	(\$943 494)										
	Costos directos BOP	(\$485 996)										
	Costos indirectos	(\$41 935)										
(-)	Gastos operativos totales		(\$17 363)	(\$17 541)	(\$17 721)	(\$17 902)	(\$18 086)	(\$18 271)	(\$18 458)	(\$18 648)	(\$18 839)	(\$19 032)
	Costos de explotación (O&M)		(\$14 714)	(\$14 714)	(\$14 714)	(\$14 714)	(\$14 714)	(\$14 714)	(\$14 714)	(\$14 714)	(\$14 714)	(\$14 714)
	Costos por seguros del parque		(\$2 649)	(\$2 649)	(\$2 649)	(\$2 649)	(\$2 649)	(\$2 649)	(\$2 649)	(\$2 649)	(\$2 649)	(\$2 649)
	Factor de inflación de gastos operativos	1,025%	1,00	1,010	1,021	1,031	1,042	1,052	1,063	1,074	1,085	1,096
	Gastos operativos totales	%	14,29%	14,44%	14,59%	14,73%	14,89%	15,04%	15,19%	15,35%	15,51%	15,66%
	EBITDA (Ingresos Operativos)		\$104 135	\$103 957	\$103 777	\$103 596	\$103 412	\$103 227	\$103 039	\$102 850	\$102 659	\$102 466
(-)	Depreciación de activos	(\$1 286 541)	(\$128 654)	(\$128 654)	(\$128 654)	(\$128 654)	(\$128 654)	(\$128 654)	(\$128 654)	(\$128 654)	(\$128 654)	(\$128 654)
(-)	Amortización intangibles	(\$41 935)	(\$4 193)	(\$4 193)	(\$4 193)	(\$4 193)	(\$4 193)	(\$4 193)	(\$4 193)	(\$4 193)	(\$4 193)	(\$4 193)
(-)	Gastos financieros por pago de intereses de la deuda	(\$50 323)	(\$99 121)	(\$89 489)	(\$79 858)	(\$70 227)	(\$60 596)	(\$50 965)	(\$41 334)	(\$31 703)	(\$22 071)	(\$12 440)
	Utilidad antes de impuestos		(\$127 833)	(\$118 380)	(\$108 929)	(\$99 479)	(\$90 032)	(\$80 586)	(\$71 142)	(\$61 700)	(\$52 260)	(\$42 822)
	Impuesto sobre la renta	30%	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
	Utilidad después de impuestos		(\$127 833)	(\$118 380)	(\$108 929)	(\$99 479)	(\$90 032)	(\$80 586)	(\$71 142)	(\$61 700)	(\$52 260)	(\$42 822)
(+)	Depreciación de activos	\$1 286 541	\$128 654	\$128 654	\$128 654	\$128 654	\$128 654	\$128 654	\$128 654	\$128 654	\$128 654	\$128 654
(+)	Amortización intangibles	\$41 935	\$4 193	\$4 193	\$4 193	\$4 193	\$4 193	\$4 193	\$4 193	\$4 193	\$4 193	\$4 193
(+)	Valor de Rescate		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$142 949
(+)	Recuperación de capital de trabajo		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
(+)	Crédito	\$1 227 463										
(-)	Amortización del crédito		(\$107 013)	(\$107 013)	(\$107 013)	(\$107 013)	(\$107 013)	(\$107 013)	(\$107 013)	(\$107 013)	(\$107 013)	(\$107 013)
	Flujo de caja (FCN)	(\$294 285)	(\$101 998)	(\$92 545)	(\$83 094)	(\$73 644)	(\$64 197)	(\$54 751)	(\$45 307)	(\$35 865)	(\$26 425)	\$125 962
		\$0	(\$92 726)	(\$76 484)	(\$62 430)	(\$50 300)	(\$39 861)	(\$30 905)	(\$23 250)	(\$16 731)	(\$11 207)	\$48 564
	PRIFD	N/D	(\$387 011)	(\$463 494)	(\$525 924)	(\$576 224)	(\$616 085)	(\$646 991)	(\$670 240)	(\$686 972)	(\$698 178)	(\$649 615)
	TIR DEL PROYECTO	N/D	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	VAN DEL FLUJO	-\$355 329										
	VAN DEL PROYECTO	-\$649 615										
	Tasa Bancaria	10,00%										

Tabla 26

Flujo financiero a 20 años

FLUJO APALANCADO O CON FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO		P50										
		2024										
Tasa de Descuento (TREMA) del proyecto:	10,00%	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	Energía producida MWh	571,47	571,47	571,47	571,47	571,47	571,47	571,47	571,47	571,47	571,47	
(+)	Ingresos de explotación por energía	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	
(-)	Inversión total	(\$4 499 761)	\$2,412									
	Costos Equipo principal Aerogeneradores	(\$1 871 682)	\$285 762									
	Costos directos BOP	(\$2 446 862)										
	Costos indirectos	(\$181 217)										
(-)	Gastos operativos totales	(\$75 596)	(\$76 371)	(\$77 154)	(\$77 944)	(\$78 743)	(\$79 551)	(\$80 366)	(\$81 190)	(\$82 022)	(\$82 863)	
	Costos de explotación (O&M)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	
	Costos por seguros del parque	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	
	Factor de inflación de gastos operativos	1,025%	1,00	1,010	1,021	1,031	1,042	1,052	1,063	1,074	1,085	
	Gastos operativos totales	%	109,68%	110,80%	111,94%	113,09%	114,25%	115,42%	116,60%	117,80%	119,00%	
	EBITDA (Ingresos Operativos)	(\$6 672)	(\$7 447)	(\$8 230)	(\$9 021)	(\$9 819)	(\$10 627)	(\$11 442)	(\$12 266)	(\$13 098)	(\$13 939)	
(-)	Depreciación de activos	(\$2 137 679)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	
(-)	Amortización intangibles	(\$99 669)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	
(-)	Gastos financieros por pago de intereses de la deuda	(\$134 655)	(\$275 807)	(\$261 633)	(\$247 459)	(\$233 284)	(\$219 110)	(\$204 936)	(\$190 762)	(\$176 587)	(\$162 413)	
	Utilidad antes de impuestos		(\$485 875)	(\$472 475)	(\$459 084)	(\$445 700)	(\$432 325)	(\$418 958)	(\$405 599)	(\$392 249)	(\$378 906)	
	Impuesto sobre la renta	30%	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
	Utilidad después de impuestos		(\$485 875)	(\$472 475)	(\$459 084)	(\$445 700)	(\$432 325)	(\$418 958)	(\$405 599)	(\$392 249)	(\$378 906)	
(+)	Depreciación de activos	\$2 137 679	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	
(+)	Amortización intangibles	\$99 669	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	
(+)	Valor de Rescate		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
(+)	Recuperación de capital de trabajo		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
(+)	Crédito	\$3 284 488										
(-)	Amortización del crédito		(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	
	Flujo de caja (FCN)	(\$1 349 928)	(\$439 971)	(\$426 571)	(\$413 180)	(\$399 797)	(\$386 421)	(\$373 054)	(\$359 695)	(\$346 345)	(\$333 003)	
		\$0	(\$399 974)	(\$352 538)	(\$310 428)	(\$273 066)	(\$239 937)	(\$210 579)	(\$184 581)	(\$161 572)	(\$141 226)	
	PRIFD	N/D	(\$1 749 902)	(\$2 102 440)	(\$2 412 868)	(\$2 685 935)	(\$2 925 872)	(\$3 136 451)	(\$3 321 032)	(\$3 482 604)	(\$3 623 830)	
	VAN (del proyecto)(2)	-\$3 854 448	-\$433 299									
	TIR DEL PROYECTO	N/D	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
	VAN DEL FLUJO	-\$2 504 520										
	VAN DEL PROYECTO	-\$3 854 448										
	Tasa Bancaria	10,00%										

Continuación de la **Tabla 26.**

FLUJO APALANCADO O CON FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO		P50										
		2024										
Tasa de Descuento (TREMA) del proyecto:		10,00%										
Año		0	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Energía producida MWh		571,47	571,47	571,47	571,47	571,47	571,47	571,47	571,47	571,47	571,47
(+)	Ingresos de explotación por energía		\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93	\$68 923,93
(-)	Inversión total	(\$4 499 761)										
	Costos Equipo principal Aerogeneradores	(\$1 871 682)										
	Costos directos BOP	(\$2 446 862)										
	Costos indirectos	(\$181 217)										
(-)	Gastos operativos totales		(\$83 712)	(\$84 570)	(\$85 437)	(\$86 313)	(\$87 197)	(\$88 091)	(\$88 994)	(\$89 906)	(\$90 828)	(\$91 759)
	Costos de explotación (O&M)		(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)	(\$67 496)
	Costos por seguros del parque		(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)	(\$8 100)
	Factor de inflación de gastos operativos	1,025%	1,107	1,119	1,130	1,142	1,153	1,165	1,177	1,189	1,201	1,214
	Gastos operativos totales	%	121,46%	122,70%	123,96%	125,23%	126,51%	127,81%	129,12%	130,44%	131,78%	133,13%
	EBITDA (Ingresos Operativos)		(\$14 788)	(\$15 646)	(\$16 513)	(\$17 389)	(\$18 273)	(\$19 167)	(\$20 070)	(\$20 982)	(\$21 904)	(\$22 835)
(-)	Depreciación de activos	(\$2 137 679)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)	(\$194 334)
(-)	Amortización intangibles	(\$99 669)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)	(\$9 061)
(-)	Gastos financieros por pago de intereses de la deuda	(\$134 655)	(\$134 065)	(\$119 890)	(\$105 716)	(\$91 542)	(\$77 368)	(\$63 194)	(\$49 019)	(\$34 845)	(\$20 671)	(\$6 497)
	Utilidad antes de impuestos		(\$352 248)	(\$338 932)	(\$325 624)	(\$312 326)	(\$299 036)	(\$285 756)	(\$272 485)	(\$259 223)	(\$245 970)	(\$232 727)
	Impuesto sobre la renta	30%	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
	Utilidad después de impuestos		(\$352 248)	(\$338 932)	(\$325 624)	(\$312 326)	(\$299 036)	(\$285 756)	(\$272 485)	(\$259 223)	(\$245 970)	(\$232 727)
(+)	Depreciación de activos	\$2 137 679	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334	\$194 334
(+)	Amortización intangibles	\$99 669	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061	\$9 061
(+)	Valor de Rescate		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$431 854
(+)	Recuperación de capital de trabajo		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
(+)	Crédito	\$3 284 488										
(-)	Amortización del crédito		(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)	(\$157 492)
	Flujo de caja (FCN)	(\$1 349 928)	(\$306 344)	(\$293 028)	(\$279 721)	(\$266 422)	(\$253 133)	(\$239 852)	(\$226 581)	(\$213 319)	(\$200 066)	\$245 032
		\$0	(\$107 372)	(\$93 368)	(\$81 025)	(\$70 157)	(\$60 598)	(\$52 199)	(\$44 828)	(\$38 367)	(\$32 712)	\$36 422
	PRIFD	N/D	(\$3 854 448)	(\$3 947 816)	(\$4 028 841)	(\$4 098 998)	(\$4 159 596)	(\$4 211 795)	(\$4 256 623)	(\$4 294 990)	(\$4 327 703)	(\$4 291 280)
	VAN (del proyecto)(2)	-\$3 854 448										
	TIR DEL PROYECTO	N/D	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	VAN DEL FLUJO	-\$2 504 520										
	VAN DEL PROYECTO	-\$3 854 448										
	Tasa Bancaria	10,00%										

7. Capítulo VII: Conclusiones y recomendaciones

7.1 Conclusiones

Debido a que existe un excedente de energía sin utilizar en el parque eólico Vientos del Este, se procedió a realizar el presente trabajo de investigación a través de un estudio técnico-financiero, para evaluar la posibilidad de utilizar este excedente en la producción y almacenamiento de hidrógeno verde.

Seguidamente, se establecen las siguientes conclusiones:

- Los excedentes de energía del parque eólico Vientos del Este se concentran principalmente en los meses de diciembre a marzo, donde existe un alto potencial. Sin embargo, dada la limitación de potencia por contrato, el **aprovechamiento para la producción del H₂ se reduce a un 44%** de la energía disponible a la hora de seleccionar el electrolizador.
- Se logra establecer una metodología de cálculo de excedentes **para proyectos de energía eólica que se encuentran en operación**, la cual se basa en métodos estadísticos y datos históricos.
- La información técnica disponible para el cálculo del H₂ producido se encuentra con relativa facilidad en la web, sin embargo, los datos técnicos específicos para un equipo o un sistema son más complejos de conseguir debido a la falta de madurez comercial de estos sistemas. Por lo tanto, para el cálculo de los kgH₂ producidos, se tuvo que acudir a fuentes generales y a entrevistas abiertas, estas son limitantes para cualquier investigación futura.

Con el cálculo de excedentes de energía disponibles y la cantidad de hidrógeno estimado a producir, se define una relación de **70,464 kWh/kgH₂**.

- La tecnología de las celdas de combustible en la actualidad tiene una eficiencia de conversión baja en comparación con su opuesto, el electrolizador, se tiene que de 33kWh/kg de energía que se puede

extraer del H₂, apenas se obtienen entre **17-20 kWh de energía eléctrica**, dando como resultado una razón baja eficiencia, que alcanza el **60% de conversión**. Es, por lo tanto, necesario más desarrollo en este componente del sistema del P2H2P.

- Se puede concluir que existe una gran pérdida de energía en el proceso de producción de kgH₂, de almacenamiento de kgH₂ y de la generación de kWh de energía eléctrica, entendiéndose que de 70kWh que se invierten para generar un kg de H₂, únicamente se obtienen como resultado, un máximo 20 kWh de energía eléctrica, **la pérdida se cuantifica entonces en un 71.43%**

- En este trabajo se recogieron los datos relevantes a los costos de capital y de operación requeridos para la operación del proyecto en estudio y se estableció la no viabilidad financiera de utilizar hidrógeno verde como fuente de almacenamiento de energía, lo anterior debido a los altos costos de inversión en los sistemas de compresión y almacenamiento del hidrógeno.

- Dado los bajos ingresos obtenidos en los cálculos de los kgH₂ producidos, los indicadores financieros TIR, VAN, PRIFD, no presentan comportamientos positivos, esto aún tras la sensibilización del flujo del proyecto llevándolo a un horizonte de proyecto de 20 años, donde el estrés financiero es menor, minimizando el pago de intereses de la deuda por periodo.

- Los costos de capital asociados a los equipos de compresión y almacenamiento representan un alto costo en el proyecto, no es conveniente, de acuerdo con lo expuesto, optar por un almacenamiento presurizado. Se concluye que la tecnología no ha alcanzado una madurez comercial como para una aplicación de este tipo, es decir P2H2P.

7.2 Recomendaciones

- Se le recomienda a la compañía, no realizar inversiones asociadas a la implementación de un sistema P2H2P para el parque eólico Vientos del Este, debido a los altos costos de capital, de operación y mantenimiento expuestos en esta investigación, así como a la nula rentabilidad presente en la evaluación financiera.

- Se recomienda que la compañía se mantenga en la línea informativa y de actualización sobre el tema. El incremento en el interés asociado al H₂ y, específicamente el verde, coloca a la planta eólica Vientos del Este en una posición única, en el momento en que la tecnología alcance la **madurez comercial** o la aplicación sea la adecuada, el recurso excedente del parque podría ser aprovechado.
- Explorar a futuro y con los datos obtenidos en esta investigación como punto de partida la opción de un *power to gas*, donde se pueda comercializar los kgH₂ generados en aplicaciones que no requieran un almacenamiento por largos periodos, y representen un producto de mayor valor agregado, como es por ejemplo la electromovilidad.
- Profundizar en los derivados del proceso de la electrólisis y sus posibles aplicaciones, como son el caso del oxígeno generado (que es de alta pureza) y el calor residual producido en los procesos de conversión.

8. Bibliografía

- Ajanovic, A., Sayer, M., & Haas, R. (2022). The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(57), 24136–24154. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.094>
- Ayodele, T. R., & Munda, J. L. (2019). Potential and economic viability of green hydrogen production by water electrolysis using wind energy resources in South Africa. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(33), 17669–17687. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.077>
- Chen, H., Zheng, J., Xu, P., Li, L., Liu, Y., & Bie, H. (2010). Study on real-gas equations of high pressure hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(7), 3100–3104. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.08.029>
- Delapiedra-Silva, V., Ferreira, P., Cunha, J., & Kimura, H. (2022). Methods for Financial Assessment of Renewable Energy Projects: A Review. *Processes* 2022, Vol. 10, Page 184, 10(2), 184. <https://doi.org/10.3390/PR10020184>
- Dillon, J. (2022). *Energías renovables: la generación eólica y solar alcanzó el 10% de la producción mundial de electricidad - Infobae*. <https://www.infobae.com/america/medio-ambiente/2022/03/30/energias-renovables-la-generacion-eolica-y-solar-alcanzo-el-10-de-la-produccion-mundial-de-electricidad/>
- Durán Castro, O. (2021). *Gobierno se somete a generadores privados de electricidad • Semanario Universidad*. <https://semanariouniversidad.com/opinion/gobierno-se-somete-a-generadores-privados-de-electricidad/>
- Elberry, A. M., Thakur, J., Santasalo-Aarnio, A., & Larimi, M. (2021). Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems. In *International Journal of*

Hydrogen Energy (Vol. 46, Issue 29, pp. 15671–15690). Elsevier Ltd.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.080>

EPO, & IRENA. (2022). *Innovation trends in electrolyzers for hydrogen production: Patent insight report*.

Escamilla, A., Sánchez, D., & García-Rodríguez, L. (2022). Assessment of power-to-power renewable energy storage based on the smart integration of hydrogen and micro gas turbine technologies.

International Journal of Hydrogen Energy, 47(40), 17505–17525.

<https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2022.03.238>

Gómez-Ramírez, G. A., Meza, C., Mora-Jiménez, G., Morales, J. R. R., & García-Santander, L.

(2023). The Central American Power System: Achievements, Challenges, and Opportunities for a Green Transition. *Energies*, 16(11). <https://doi.org/10.3390/en16114328>

Greenwood, N. N. (Norman N., & Earnshaw, A. (Alan). (1997). *Chemistry of the elements*.

Guevara Alban, G. P., Verdesoto Arguello, A. E., & Castro Molina, N. E. (2020). Metodologías de investigación educativa (descriptivas, experimentales, participativas, y de investigación-acción).

RECIMUNDO, 163–173. [https://doi.org/10.26820/recimundo/4.\(3\).julio.2020.163-173](https://doi.org/10.26820/recimundo/4.(3).julio.2020.163-173)

Gupta, & Ram B. (2009). *Hydrogen Fuel Production, Transport, and Storage*.

IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolyzers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. www.irena.org/publications

Mariani, V., Zenith, F., & Glielmo, L. (2022). Operating Hydrogen-Based Energy Storage Systems in Wind Farms for Smooth Power Injection: A Penalty Fees Aware Model Predictive Control.

Energies, 15(17). <https://doi.org/10.3390/en15176307>

Mayyas, A., Ruth, M., Pivovar, B., Bender, G., & Wipke, K. (2019). *Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers*. <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/72740.pdf>.

- Moradi, R., & Groth, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 44, Issue 23, pp. 12254–12269). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.041>
- Newborough, M., & Cooley, G. (2021). *Green hydrogen: water use implications and opportunities*.
- Olabi, A. G., bahri, A. saleh, Abdelghafar, A. A., Baroutaji, A., Sayed, E. T., Alami, A. H., Rezk, H., & Abdelkareem, M. A. (2021). Large-vs scale hydrogen production and storage technologies: Current status and future directions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(45), 23498–23528. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.110>
- Pinto, M. de O. (2013). *Fundamentos de Energia Eólica*.
- Ramón, J., Teresa, M., Gotzon, A., Guilera, G. J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada*. www.fundacionnaturgy.org
- Romero, H. (2022). *Design and evaluation of a method to produce hydrogen via water electrolysis at large scale*.
- Romero Hernández, P. (2022). *Design and evaluation of a method to produce hydrogen via water electrolysis at large scale*.
- Sapag Chain, N. (2014). *Preparación y evaluación de proyectos, 6ta Edición*.
- Schrotenboer, A. H., Veenstra, A. A. T., uit het Broek, M. A. J., & Ursavas, E. (2022). A Green Hydrogen Energy System: Optimal control strategies for integrated hydrogen storage and power generation with wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 168. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2022.112744>
- Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. In *Materials Science for Energy Technologies* (Vol. 2, Issue 3, pp. 442–454). KeAi Communications Co. <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>

- Short, W., Packey, D. J., & Holt, T. (1995). *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*.
- Simoës, S. G., Catarino, J., Picado, A., Lopes, T. F., di Bernardino, S., Amorim, F., Gírio, F., Rangel, C. M., & Ponce de Leão, T. (2021). Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production. *Journal of Cleaner Production*, 315.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128124>
- Stehly, T., & Duffy, P. (2021). *2021 Cost of Wind Energy Review*.
- Taherian-Fard, E., Sahebi, R., Niknam, T., Izadian, A., & Shasadeghi, M. (2020). Wind turbine drivetrain technologies. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 56(2), 1729–1741.
<https://doi.org/10.1109/TIA.2020.2966169>
- Tang, O., Rehme, J., & Cerin, P. (2022). Levelized cost of hydrogen for refueling stations with solar PV and wind in Sweden: On-grid or off-grid? *Energy*, 241.
<https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2021.122906>
- Tashie-Lewis, B. C., & Nnabuife, S. G. (2021). Hydrogen Production, Distribution, Storage and Power Conversion in a Hydrogen Economy - A Technology Review. In *Chemical Engineering Journal Advances* (Vol. 8). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.ceja.2021.100172>
- Urs, R. R., Chadly, A., Al Sumaiti, A., & Mayyas, A. (2023). Techno-economic analysis of green hydrogen as an energy-storage medium for commercial buildings. *Clean Energy*, 7(1), 84–98.
<https://doi.org/10.1093/ce/zkac083>
- Verne, J. (1874). *The Mysterious Island*. www.gutenberg.org
- Villarrubia, M. (2012). *Ingeniería de la Energía Eólica*.

Wiser, R., Bolinger, M., & Lantz, E. (2019). Assessing wind power operating costs in the United States: Results from a survey of wind industry experts. *Renewable Energy Focus*, 30, 46–57.
<https://doi.org/10.1016/j.ref.2019.05.003>

9. Anexos

Anexos 1

Ficha técnica del electrolizador tipo PEM

nel[®]

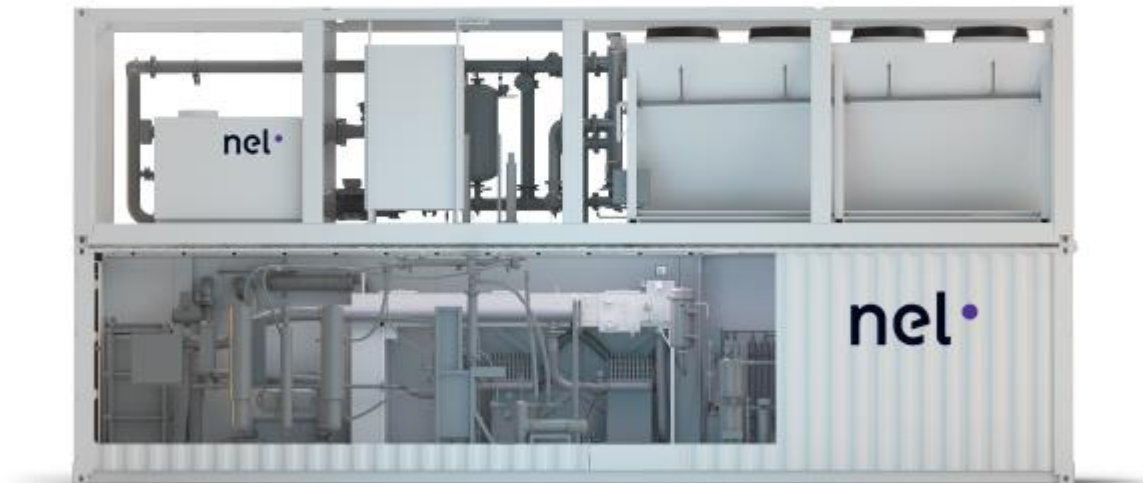
M Series Containerized Proton Exchange Membrane (PEM) Hydrogen Generation Systems



Power Supply Enclosure, Electrolyser Enclosure and optional Thermal Control System – installation may vary.

MODEL	MC250	MC500
Class	1.25 MW	2.5 MW
Description	Fully-automated MW-class on-site hydrogen generator utilizing a modular containerized design for ease of installation and integration Tri-mode operation (selectable): <ul style="list-style-type: none"> • Command mode allows operation based on customer input current command • Load following mode automatically adjusts output to match demand • Tank filling mode operates with power-conservation mode during standby 	
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) – caustic-free	
HYDROGEN PRODUCTION		
Nominal Production Rate Nm ³ /h @ 0° C, 1 bar SCF/h @ 70° F, 1 atm kg/24 h	246 Nm ³ /h 9,352 SCF/h 531 kg/24 h	492 Nm ³ /h 18,704 SCF/h 1,062 kg/24 h
Delivery Pressure – Nominal	30 barg (435 psig); full differential pressure H ₂ over O ₂	
Power Consumption at Stack per Volume of H ₂ Gas Produced at 100% capacity ¹	4.7 kWh/Nm ³	
Power Consumption at System per Volume of H ₂ Gas Produced at 100% capacity ¹	5.1 kWh/Nm ³	
Purity (concentration of impurities)	99.95% [H ₂ O < 500 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable]	
Purity (concentration of impurities with optional high purity dryer)	ISO 14687:2019(E) Type I, Type II Grade D and SAE J-2719 Type I Grade L 99.9995% [H ₂ O < 5 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable]	
Start-up Time (from standby)	< 8 min	
Ramp-up Time (minimum to full load)	< 15 sec	
Ramp Rate (% of full-scale)	≤ 15% per sec	
Production Capacity Dynamic Range	10 to 100%	
POTABLE WATER REQUIREMENTS		
Consumption Rate at Intermittent Flow	705 l/h (186 gal/h)	1,100 l/h (282 gal/h)
Temperature	5 to 35°C (41 to 95°F)	
Pressure	2.7 to 4.8 barg	
Input Water Quality	Potable, subject to site water quality analysis	
Water Purification System (included)	Reverse Osmosis/Electrodeionization (RO/EDI)	

MODEL		MC250	MC500
ELECTRICAL SPECIFICATIONS			
Electrical Requirements		Medium voltage: 6.6 to 35 kV, three phase 50 Hz/60 Hz Low voltage, three phase required for balance of plant and ancillary equipment Backup, low voltage, three phase required for emergency heating for freeze protection	
Power Quality (medium voltage)		Total harmonic distortion: < 5%, power factor: > 0.9	
PHYSICAL CHARACTERISTICS			
Dimensions W x D x H	Power Supply Enclosure	6.1 m x 2.5 m x 2.6 m (20 ft x 8 ft x 8.5 ft)	6.1 m x 2.5 m x 2.6 m (20 ft x 8 ft x 8.5 ft)
	Electrolyser Enclosure ²	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40 ft x 8 ft x 9.9 ft)	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40 ft x 8 ft x 9.9 ft)
Weight	Power Supply Enclosure	14,000 kg (31,000 lbs)	14,000 kg (31,000 lbs)
	Electrolyser Enclosure ³	17,300 kg (38,000 lbs)	18,600 kg (41,000 lbs)
ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS – DO NOT FREEZE			
Standard Siting Location		Outdoor, pad mounted Flatness 35/25 per ACI-117-10 Bottom access for AC and DC electrical connections, water and drains	
Storage/Transport Temperature		5 to 60°C (41 to 140°F)	
Ambient Temperature		-20 to 40°C (-4 to 104°F)	
Altitude Range – Sea Level		1,000 m (3,281 ft)	
OPTIONS			
<ul style="list-style-type: none"> • Medium voltage input 4.16 to 6.6 kV • High ambient temperature -20 to 45°C (-4 to 113°F) 		<ul style="list-style-type: none"> • Thermal Control System • Low ambient temperature -30 to 40°C (-22 to 104°F) 	<ul style="list-style-type: none"> • High purity hydrogen dryer with dew point meter



Side cutaway view of MC500 Electrolyser Enclosure and optional Thermal Control System – installation may vary.



Specifications are subject to change. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.

- ¹ Dependent on configuration and operating conditions.
- ² Plus vent, ground mounted HVAC and rooftop equipment, site specific.
- ³ Operational.

www.nelhydrogen.com | +1.203.949.8697 | info@nelhydrogen.com

Made in the USA

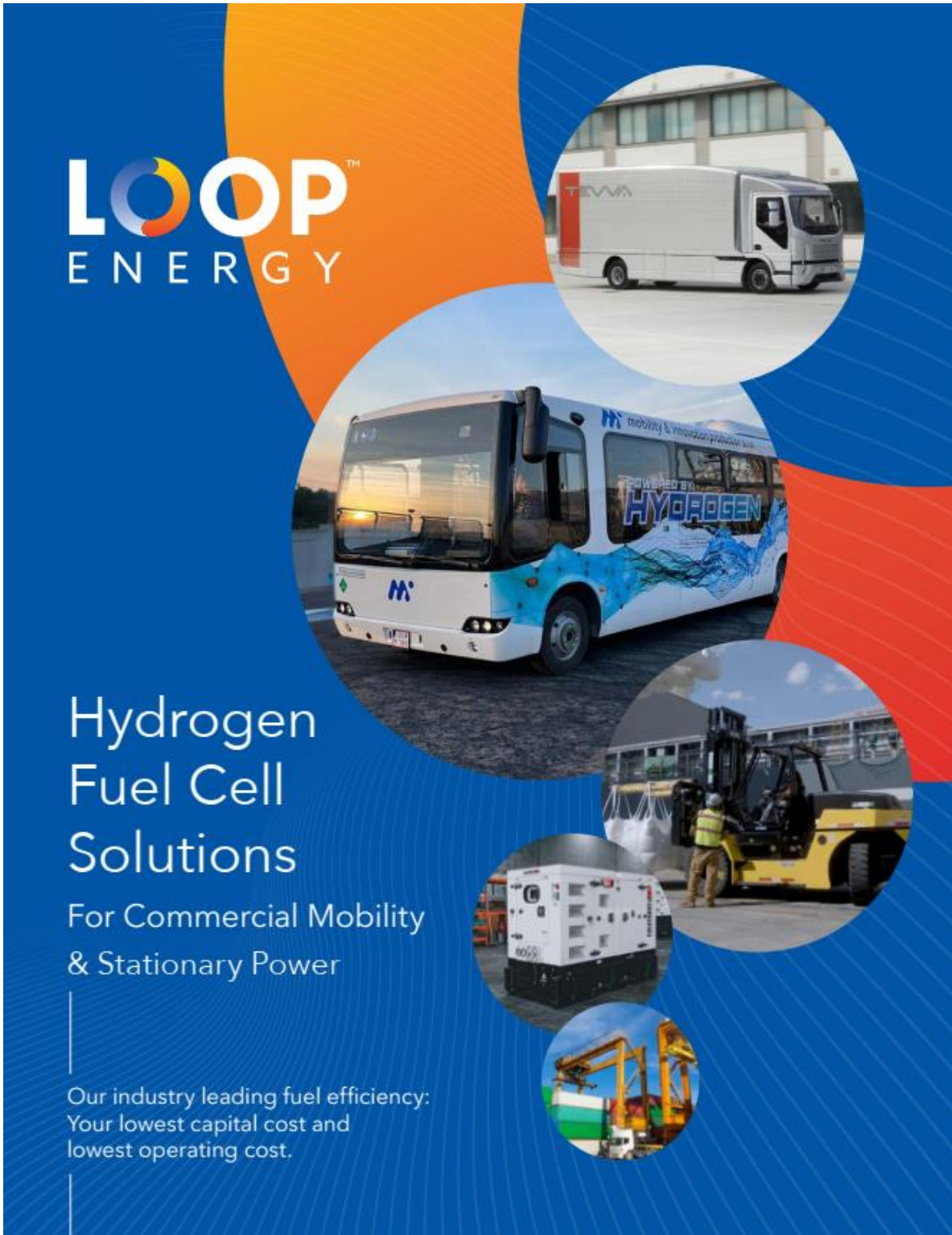
© 2023 Nel ASA. All rights reserved. Nel and the Nel logo are trademarks of Nel ASA.



PD-0600-0136 Rev F

Anexos 2

Fichas técnicas de las celdas de combustible



LOOP[™]
ENERGY

Hydrogen
Fuel Cell
Solutions

For Commercial Mobility
& Stationary Power

Our industry leading fuel efficiency:
Your lowest capital cost and
lowest operating cost.

The graphic includes several circular images: a white delivery van with 'TEVA' branding, a white bus with 'POWERED BY HYDROGEN' and 'M' branding, a yellow forklift with a worker, a white stationary power unit, and a yellow crane.

Technology



Proprietary eFlow™ Technology

Unique bipolar plate with trapezoidal flow field and narrowing channels.

Key Benefits:

- Higher fuel efficiency
- Greater longevity
- Lower TCO



Robust Fuel Cell Stacks

Manufactured in-house to ensure state-of-the-art performance and quality management.

Products



High Efficiency Fuel Cell Modules

Plug-and-play solutions that lower integration cost and enable fastest time-to-market.



Factory Programmed Fuel Cell System

Taking it a step further with a system containing our fuel cell control unit directly managing a cooling system and DC-DC converter.

Loop Energy is Powering Hydrogen Electric Products Worldwide

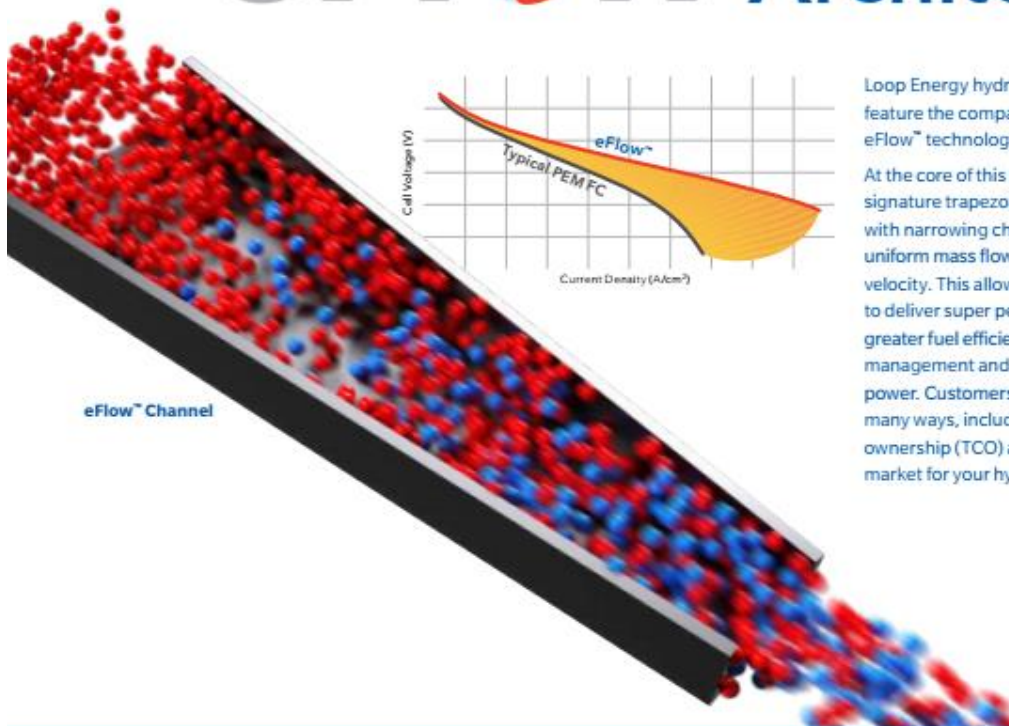
Our fuel cells encapsulate over 20 years of technology that is second to none. Customers choose Loop Energy not only for our superior technology and product performance, but also for our unmatched level of support for customers. Today, Loop Energy's fuel cells are used in a wide variety of applications around the world, including transit buses, trucks, material handling equipment, special purpose vehicles, stationary power and more.



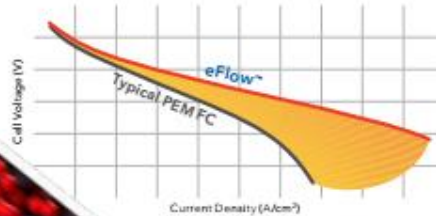


Loop Energy's Patented

eFlow™ Architecture



eFlow™ Channel



Loop Energy hydrogen fuel cell solutions feature the company's proprietary eFlow™ technology.

At the core of this technology is our signature trapezoid bipolar plate design with narrowing channels, which enables uniform mass flow and increases gas velocity. This allows Loop Energy fuel cells to deliver super performance including greater fuel efficiency, improved water management and operate at higher peak power. Customers benefit from this in many ways, including lower total cost of ownership (TCO) and enable a faster time to market for your hydrogen electric product.

How **eFlow** Architecture Delivers Superior Performance

Straight Channel Geometry



VS



Channels of same surface area

eFlow Characteristics

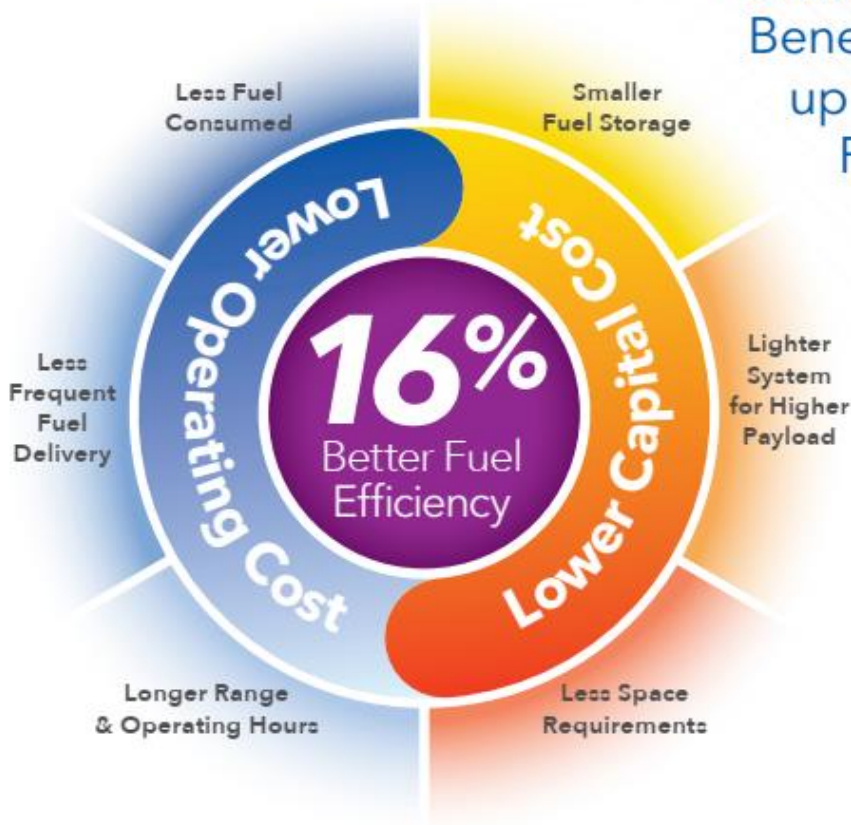
- Increased channel flow velocity (Bernoulli's Principle)
- Uniform mass flow per unit area
- Improved mass transport

Key Benefits

- Better Fuel Efficiency
- Higher Peak Power
- Uniform Cell Operation
- Improved Water Management

OEMs & End-Users Benefit by Gaining up to **16%** Better Fuel Efficiency

with Loop Energy's **eFlow** Technology



How **eFlow** Architecture Enables Higher Fuel Efficiency

Conventional Channel with consistent escape distance (X)



VS

Channels of same surface area



eFlow Characteristics

- Decreasing escape distance (fraction of X)
- Electron resistance average distance of escape is lower
- Reduced Electrical Loss

Key Benefits

- Higher Fuel Efficiency



Hydrogen Fuel Cell MODULES with eFlow™ powered stacks

Loop Energy hydrogen fuel cell modules are designed to be a plug-and-play solution for any electrification application. All products use Loop Energy's eFlow™ powered fuel cell stacks, packaged with balance-of-plant components in a compact enclosure with a single-side interface for ease of integration and operation.

What's Inside:

- Fuel cell stack with eFlow™ technology
- Humidifier
- Intercooler
- Air compressor
- Hydrogen injector and ejector assembly
- Temperature, pressure, and mass air flow sensors
- Integrated condensate trap
- 24 to 12 V DC-DC converter
- Check valve, isolation valve, drain valve manifold
- Air inlet and outlet manifolds
- Hydrogen sensor manifold
- Solenoid valves
- Level sensor

30 kW



50 kW

60 kW



30kW
S300

50kW
T505

60kW
T605

120kW
S1200

Power & Efficiency

Net Rated Power	30 kW	50 kW	60 kW	102 kW
Fuel Consumption at Cruise Mode (Est.)*	<0.78 kg/hr	<1.39 kg/hr	<1.61 kg/hr	0.87 – 4.98 kg/hr
Net Operating Efficiency at Cruise Mode (Est.)*	58%	54%	56%	50 – 60%
Net Cruise Mode	15 kW	25 kW	30 kW	17 – 83 kW

Physical Dimensions

Length	719 mm	939 mm	996 – 1,090 mm	1,018 mm
Width	457 mm	511 mm	626 – 702 mm	605 mm
Height	450 mm	545 mm	410 mm	700 mm
Weight	93 kg	135 kg	150 kg	<250 kg
Standard Volume	148 L	252 L	256 L	432 L

Electrical Interface

Output Voltage Range	115 VDC – 235 VDC	180 VDC – 360 VDC	204 VDC – 407 VDC	155 VDC – 340 VDC
Maximum Output Current	300 A	350 A	350 A	900 A
Power Supply Voltage	24 VDC (12 VDC Optional)			
Control Interface	CAN Bus V2.0B			

Hydrogen & Air Interface

Hydrogen Fuel Supply Pressure	8.5 bara	8.5 bara	10.5 bara	14 bara
Hydrogen Fuel	SAE J2719 or ISO 14687 (Grade D)			
Oxidant	Ambient air			

Cooling & Environmental Temperatures (All Models)

Minimum Coolant Temperature	+2°C
Maximum Coolant Temperature	+80°C
Ambient Operating Temperature Range	-30°C to +50°C
Storage Temperature Range	-40°C to +85°C

Additional / Peripherals

DC-DC Converter
Cooling System
Air Filters
Maintenance Kit

Compliance (All Models)

<p>Ingress Protection IP 55 (Standard), IP 67 (Optional)</p> <p>Emissions Zero Emission Compliant</p> <p>Vibration & Mounting Requirements MIL-STD 810. No special damping requirements. Direct mounting to vehicle chassis permitted.</p>	<p>Regulatory Compliance EMC: 2014/30/EU Automotive EMC: UN ECE R10 LVD: 2014/35/EU MD: 2006/42/EC RoHS: 2011/65/EU and EU 2015/863</p>	<p>Product Standards General Fuel Cell Module Safety: IEC 62282-2-100:2020 Light-Industrial EMC: IEC 61000-6-1:2016, IEC 61000-6-8:2020 Electric Vehicle Safety: ISO 6469-2:2009, ISO 6469-3:2018 Fuel Cell Vehicle Safety: ISO 23273:2013 ROHS: IEC 63000:2016 Cold Start & Operation: GB/T 33979-2017 Fuel Cell Engine Performance: GB/T 24554-2009 Low & High Temperature Storage: GB/T 33978-2017</p>
---	--	--

All specifications are subject to change without notice.

* Cruise Mode defined as operating power equal to 50% of rated continuous net power for S300, T505 and T605, and in the range of 17-83% of rated continuous net power for S1200



Hydrogen Fuel Cell SYSTEMS

Our systems combine our fuel cell modules with a **cooling system** and a **DC-DC converter**, with our built-in **fuel cell control unit**. This packaging offers significant reduction in integration engineering, as it eliminates the need for multiple integration from the Vehicle Control Unit, streamlining your integration timeline for an accelerated time to market.



30-60 kW System

120 kW System



	30kW S300-S	50kW T505-S	60kW T605-S	120kW S1200-S
--	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-------------------------

Power & Efficiency

Net Rated Power†	27 kW	47 kW	56 kW	100 kW
Net Rated Power Efficiency	42%	42%	42%	48%
Combined Heat and Power (CHP) Output	36 kW	62 kW	76 kW	125 kW
System (CHP) Efficiency at Cruise Mode‡	69%	67%	70%	65 – 68%
Net Intermittent Peak Power	-	-	-	110 – 120 kW
Net Peak Power Efficiency	-	-	-	40 – 44%
Net Cruise Mode	14 kW	23 kW	28 kW	17 – 83 kW
Net Cruise Mode Efficiency	53%	50%	52%	50 – 60%

Physical Dimensions

Length*	719 mm	939 mm	996 – 1,090 mm	1,018 mm
Width*	457 mm	511 mm	626 – 702 mm	517 mm
Height*	450 mm	545 mm	410 mm	568 mm
Weight*	93 kg	135 kg	150 kg	<300 kg
Total System Weight**	200 kg	290 kg	305 kg	410 kg
Additional System Component Volume***	163 L	261 L	261 L	419 L
Total System Volume***	311 L	513 L	517 L	719 L

Electrical Interface

Output Voltage Range	500 VDC – 700 VDC	440 VDC – 850 VDC
Power Supply Voltage	24 VDC	
Control Interface	CAN Bus V2.0B	

Hydrogen & Air Interface

Hydrogen Fuel Supply Pressure	8.5 bara	8.5 bara	10.5 bara	14 bara
Hydrogen Fuel	SAE J2719 or ISO 14687 (Grade D)			
Oxidant	Ambient air			

Cooling & Environmental Temperatures

Coolant Type	50/50 DI/Glycol mix FC-specific coolant		
Ambient Operating Temperature Range	-30°C to +50°C		
Storage Temperature Range	-40°C to +85°C	-30°C to +85°C	

All specifications are subject to change without notice.

† Excludes radiator parasitic

‡ Cruise Mode defined as operating power equal to 50% of rated continuous net power for S300, T505 and T605, and in the range of 17-83% of rated continuous net power for S1200

* For module only

** Dry weight. Includes DC-DC & cooling system and radiator

*** System components include export power DC-DC, air compressor system, fuel recirculation and cooling system and radiator

Accessories & Components

We offer a variety of add-ons to complement your system's integration.

- Examples:**
- Heat Exchanger
 - Air Filters
 - System Assembly Frame
 - Interconnections
 - Maintenance Kit

Cabin Heating with Heat Exchanger

Integrate a heat exchanger into your system, which further increases efficiency by up to 30%.





Integration Services for Our Customers

Our Global Technical Services team is dedicated to supporting customers through each stage of their journey towards electrification.

Procurement

Application Engineering

- Drive cycle analysis & system sizing
- Budgetary component placement
- Assist in component selection (e.g. battery, fuel storage)
- Intro to our ecosystem of preferred partners and suppliers

Integration & Start-up

System Packaging

- Detailed component placement support
- Controls, electrical, and mechanical integration support

Integration & Commissioning

- On-site support for final integration
- System startup and commissioning

Homologation & Scale Production

Homologation Support

- Documentation support
- Testing support
- Troubleshooting support

Maintenance Planning

- OEM specific maintenance and extended warranty service package development

Fleet Deployment

After-Sales Support

- Preventative and corrective maintenance package implementation

Worldwide Support for Our Customers

Centrally headquartered from the world's top fuel cell cluster, Loop Energy has a well-developed network with offices and support centers across North America, Europe and Asia-Pacific.



Contact Us Today

Loop Energy's Network

Visit loopenergy.com/inquire to begin your journey towards a zero-emissions future or email us in your area:

Canada & Worldwide
solutions@loopenergy.com

USA & Americas
usa@loopenergy.com

China
cn@loopenergy.com

Asia Pacific
asia@loopenergy.com

Europe & Middle East
eu@loopenergy.com

UK
uk@loopenergy.com

Value-Added Distributors

Korea - **NGVI**
info@ngvi.co.kr

Australia - **Mynt First Element**
sales@myntgroup.com.au

Turkey - **Intermobil**
intermobil@intermobil.com.tr

Poland - **Drabpol**
centrala@drabpol.pl



Hydrogen Fuel Cell Solutions with Loop Energy's eFlow™ Technology



More Power To Move You

loopenergy.com

1. As of March 31, 2023. Inclusive of patents in different stages (issued, in examination, and pending).
2. Based on Loop's internal testing and comparisons of published studies of the performance of fuel cells from other manufacturers and competitors. In order to quantify the benefit of eFlow™ technology directly, Loop purchased commercially available CCM materials from a top competitor, built them into Loop eFlow™ fuel cell stack, and then operated this stack at Loop's best estimate of the top competitor's operating conditions using publicly available information.

EN-NA-230911.1

Hydrogen Fuel Cell

24/7 Emission-Free Electricity

Bloom's hydrogen fuel cells provide a combustion-free method of generating resilient, sustainable, and predictable electricity. Hydrogen fuel cells run on pure hydrogen and provide 24/7 "always-on" power reliability without harmful emissions. Fuel cells are a flexible, scalable, and distributed power technology that can be sited in a compact footprint.

Bloom's hydrogen fuel cells offer superior efficiency compared to other fuel cell technologies, and leverage the same solid oxide platform that has over 700 installations globally.

- **Highly efficient, zero-carbon, distributed energy solution**
- **Proven track record in fuel cell technology with 15+ years' experience**
- **Superior performance compared to alternative technologies**



Resilient
On-site power without disruption. Always on even during extreme weather and outages.

Sustainable
24/7 power without carbon emissions, air pollutants, or water consumption.

Predictable
Lock in energy costs for the long term.

Specifications

Outputs

Name-plate power output — 300 kW
 Load output (net AC) — 300 kW
 Electrical connection — 480V, 3-phase, 60 Hz

Physical Attributes & Environment

Weight — 15.8 tons
 Dimensions (variable layouts) — 17' 11" x 8' 8" x 6' 9"
 or 32' 3" x 4' 4" x 7' 2"
 Temperature range — -20° to 45°C
 Humidity — 0% to 100%
 Seismic vibration — IBC site class D
 Location — Outdoor
 Noise — < 70 dBA @ 6 feet

Inputs

Fuels — Min 99.90% Hydrogen
 Input fuel pressure — 10 to 14.5 psig
 Input fuel temperature — Ambient
 Water — None during normal operation
 Auxiliary power — None during normal operation

Efficiency

BOL electrical efficiency (LHV net AC) — 52%
 BOL Hydrogen consumption — 17.3 kg/hr

Additional Notes

Specifications subject to change. Remotely managed and monitored by Bloom Energy. Capable of emergency stop based on input from the site. Access to a secure website for monitoring system performance and environmental benefits.



Bloom Energy Headquarters
 4353 North First Street
 San Jose, CA 95134 USA
 bloomenergy.com

Flexible. Future Proof

Accelerate your path to a net-zero future.

Anexos 3

Costos de referencia para sistemas de potencia principales

Quote # SO-54372

Date: 12/02/2021



Contact Your Sales Rep
Marc Marunich
Phone: 864-757-2009
Email: marc@maddoxtransformer.com

Quote To:
Grupo Ecoenergia

Ship To:
Miami Beach Boardwalk
Miami Beach Florida 33140 United States

Pay Terms: 50% with order - 50% prior to ship

#	Description	Qty	Price Each	Amount
1	<p>3-Phase Padmount Transformer Reconditioned 750 kVA 3-Ph Padmount Transformer High Voltage: 34500 Y 19920, 125 kV BIL Low Voltage: 208 Y 120, 30 kV BIL HV Taps: 36225, 35363, 34500, 33638, 32775 HV Bushings: (4) Spades (live front, radial feed) LV Bushings: (4) 8-Hole Spades Fluid: Mineral Oil Frequency: 60 Hz Temperature Rise: 65°C Cooling Class: ONAN Conductor: Al / Al Fusing: Current limiting Features & Accessories -Drain and sample valve -Dial-Type Thermometer -Liquid Level Gauge -Pressure Relief Valve</p> <p>Shipping: Free Within Contiguous US, FOB Plant (5-7 day service) Warranty: 1 Year Lead-time: Ships within 3-4 weeks after release</p>	1	28,358.40	28,358.40



Quote Lines		Additional Cost		Total Quote	
Before Tax	28,358.40	Before Tax	0.00	Before Tax	28,358.40
Tax	0.00	Tax	0.00	Tax	0.00
Total	28,358.40	Total	0.00	Total	28,358.40

Notes:

Oferta Comercial

Cliente: GRUPO ECOENERGIA
 Contacto: MINOR ROJAS

Asesor comercial:
 Nombre:
 Correo:
 Teléfono:

Fecha: 15/6/2022
 Oportunidad N°:

Observaciones:

A. Cotización

Oferta No# 4498-0

Descripción: ECOENERGÍA | CELDA DE MEDIA TENSIÓN

Línea	Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Total
1	1,00	Modalidad llave en mano: Inclusión de celda adicional en PE Vientos del Este <u>Incluye:</u> <i>Celda de media tensión Catálogo: CBGS-0</i> <i>Descripción: CBGS-0 34,5kV 1250A 25kA/3s</i> <i>Medidor multifuncional y de calidad de energía</i> <i>Catálogo: METSEION95040</i> <i>Relevador de protección Siemens</i> <i>Catálogo 7SJ82-P1J116170</i> <i>Instalación, Puesta en Marcha e inclusión de los elementos en el SCADA del proyecto</i> <i>Ver detalle completo en punto C.</i> <i>Se excluye la conexión de los cables de potencia de la celda CBGS-0</i> ----- UL -----	\$103.097,73	\$103.097,73
			Subtotal	\$103.097,73
			I.V.	\$13.402,70
			Total	\$116.500,43

En letras: Ciento dieciséis mil quinientos con 43/100 dólares americanos.