

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE
ESCENARIOS DE COPRODUCCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA E HIDRÓGENO ABASTECIDO CON
RECURSO EÓLICO EN EL PERÚ**

TESIS

Para optar el título profesional de Ingeniera de la Energía

AUTORA

Noelia Dayana Santana Baldeón (ORCID: 0000-0002-4868-9594)

ASESORA

Eunice Villicaña Ortiz (ORCID: 0000-0001-7495-2395)

Lima – Perú

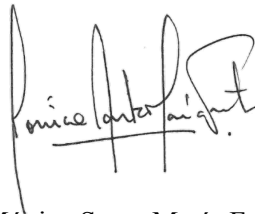
2023

DECLARACIÓN JURADA

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

Que la tesis denominada “EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE ESCENARIOS DE COPRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA E HIDRÓGENO ABASTECIDO CON RECURSO EÓLICO EN EL PERÚ” ha sido elaborada por la señorita Noelia Dayana Santana Baldeón, con la asesoría de Eunice Villicaña Ortiz, identificada con el C.E. N°001377476, y que se presenta para obtener el grado de Ingeniero de la energía, ha sido sometida a los mecanismos de control y sanciones anti plagio previstos en la normativa interna de la universidad, encontrándose un porcentaje de similitud de 0%.

En fe de lo cual firmo la presente.



Dra. Mónica Santa María Fuster
Directora de Investigación

En Barranco, el 13 de setiembre de 2023

Dedicatoria:

*A mis padres y hermana, a mi familia, a mi asesora de tesis,
profesores en UTEC y a todos aquellos apasionados por el
sector energético renovable.*

Agradecimientos:

A mi amada familia, por su confianza y palabras de aliento desde mi inicio en el campo de la ingeniería. A mi asesora y profesora en UTEC, Eunice Villicaña, por su guía y dedicación a lo largo de la realización de la presente tesis. A mi profesora de Tesis, Lucila Pinto, por su tiempo e instrucción en la elaboración de mi investigación. A Julien Noel y a todos los profesores del departamento de Ingeniería de la Energía en UTEC, por su contribución en mi desarrollo académico a lo largo de estos años.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	12
ABSTRACT	13
INTRODUCCIÓN	12
CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO	19
1.1 Participación de las ERNC en la matriz energética	19
1.1.1 Generación de energía eléctrica con recurso solar	19
1.1.2 Generación de energía eléctrica con recurso eólico	22
1.2 Producción de hidrógeno	24
1.2.1 Clasificación del hidrógeno por fuente energética	24
1.2.2 Métodos de producción de hidrógeno	25
1.2.2.1 Reformado de gas metano con vapor	26
1.2.2.2 Gasificación del carbón	26
1.2.2.3 Electrólisis del agua.....	27
1.3 Planta de producción de hidrógeno verde.....	28
1.3.1 Central de generación eléctrica con recurso eólico	29
1.3.2 Recurso hídrico.....	33
1.3.3 Electrolizadores de agua.....	35
1.3.3.1 Electrolizador Alcalino.....	36
1.3.3.2 Electrolizador PEM	37
1.4 Costos de producción de plantas de hidrógeno verde.....	40
1.5 Panorama del hidrógeno verde en el contexto peruano	42

CAPÍTULO II METODOLOGÍA	45
2.1 Selección de la zona de emplazamiento de la planta de H2V	46
2.1.1 Disponibilidad de recurso eólico	50
2.1.2 Proximidad del recurso hídrico.....	51
2.1.3 Proximidad de punto de conexión	52
2.1.4 Ubicación geográfica	53
2.1.5 Superposición con concesiones temporales.....	53
2.1.6 Nivel de elevación	54
2.1.7 Proximidad de vías de acceso.....	54
2.1.8 Disponibilidad de área	55
2.2 Diseño conceptual de la planta de H2V	55
2.2.1 Procesamiento y análisis de la velocidad de viento.....	56
2.2.2 Dimensionamiento de la central eólica.....	57
2.2.2.1 Determinación de capacidad factible de potencia	57
2.2.2.2 Estimación de la producción de energía	59
2.2.2.3 Emplazamiento de los aerogeneradores	63
2.2.3 Dimensionamiento del sistema de electrolizadores.....	63
2.2.4 Cuantificación de la demanda hídrica de la planta de H2V	65
2.3 Desarrollo de los escenarios de implementación de la planta de H2V	66
2.4 Evaluación técnico-económica de los escenarios desarrollados	68
2.4.1 Costos de inversión, operación y mantenimiento de la planta H2V.....	68
2.4.2 Tasa de descuento.....	70
2.4.3 Degradación anual de producción en la planta de H2V	71
CAPÍTULO III RESULTADOS	72

3.1	Selección de la zona de emplazamiento de la planta de H2V.....	72
3.1.1	Características de la zona de emplazamiento	74
3.1.2	Ubicación de la planta de producción de H2V	74
3.1.3	Disponibilidad de recurso eólico	77
3.1.4	Aspectos ambientales	79
3.1.5	Acceso al punto de conexión de la red eléctrica.....	80
3.2	Diseño conceptual de la planta de H2V	81
3.2.1	Procesamiento y análisis de velocidad de viento	81
3.2.2	Dimensionamiento de la central eólica.....	81
3.2.2.1	Determinación de capacidad factible de potencia	82
3.2.2.2	Estimación de producción de energía.....	82
3.2.2.3	Orientación y emplazamiento de los aerogeneradores	85
3.2.3	Dimensionamiento del sistema de electrolizadores.....	87
3.2.4	Cuantificación de la demanda hídrica de la planta	88
3.3	Desarrollo de los escenarios técnicos de implementación de la planta de H2V	89
3.3.1	Escenarios de suministro energético de la planta de H2V.....	90
3.3.2	Escenarios de interconexión al SEIN de la planta de H2V	96
3.4	Evaluación técnico-económica de los escenarios desarrollados	99
3.4.1	Evaluación técnica de los escenarios de producción de H2V	99
3.4.2	Evaluación económica de los escenarios de producción de H2V	101
3.4.3	Análisis de sensibilidad del escenario de implementación elegido	105
	CONCLUSIONES	109
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	114
	ANEXOS	124

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Centrales solares en operación 2023	22
Tabla 1.2 Centrales eólicas en operación 2023	24
Tabla 1.3 Clasificación de tipos de turbina según velocidad media anual	31
Tabla 1.4 Características técnico – económicas de los electrolizadores de agua	39
Tabla 2.1 Criterios de exclusión para áreas de producción de H2V	47
Tabla 2.2 Criterios técnicos y económicos para posibles zonas de producción de H2V.....	49
Tabla 2.3 Sistema de puntuación para el criterio de disponibilidad de recurso eólico.....	51
Tabla 2.4 Sistema de puntuación del criterio de proximidad del recurso hídrico	51
Tabla 2.5 Sistema de puntuación del criterio de proximidad de infraestructura eléctrica...	52
Tabla 2.6 Sistema de puntuación del criterio de ubicación geográfica	53
Tabla 2.7 Sistema de puntuación del criterio de superposición de concesiones temporales de generación de energía eléctrica.....	53
Tabla 2.8 Sistema de puntuación para el criterio de nivel de elevación sobre el nivel del mar	54
Tabla 2.9 Sistema de puntuación del criterio de proximidad de vías de acceso.....	55
Tabla 2.10 Sistema de puntuación del criterio de superposición de concesiones temporales de generación de energía eléctrica.....	55
Tabla 2.11 Resumen de potencias y áreas de concesión de centrales eólicas en operación	58
Tabla 2.12 Características técnicas de aerogeneradores por clase de turbina	60
Tabla 2.13 Características técnicas del electrolizador PEM.....	64
Tabla 2.14 Escenarios de implementación de la planta de H2V	68
Tabla 2.15 Costos de la planta y consideraciones técnicas	69
Tabla 2.16 Parámetros económicos para el cálculo de la tasa de descuento	71
Tabla 3.1 Puntajes ponderados de las posibles zonas de producción de H2V	74
Tabla 3.2 Coordenadas geográficas del polígono de la planta de H2V	75
Tabla 3.3 WSI mensual del polígono de la planta	78

Tabla 3.4 Factores climatológicos del área de interés	80
Tabla 3.5 Resumen de evaluación de aerogeneradores en zona de proyecto	83
Tabla 3.6 Producción de energía con granularidad horaria (MWh)	91
Tabla 3.7 Energía destinada para la producción de H2V por bloques horarios	92
Tabla 3.8 Energía destinada para la producción de H2V por bloques escalonados en un día promedio	95
Tabla 3.9 Excesos de energía para inyección a la red por escenario de producción de H2V	96
Tabla 3.10 Características técnicas del sistema de electrolizadores en producción por bloque y escalonado.....	100
Tabla 3.11 Líneas de transmisión de 220 kV	101
Tabla 3.12 Resumen técnico y económico de las condiciones a evaluar	102
Tabla 3.13 Resumen económico de los escenarios.....	103
Tabla 3.14 Sensibilidad de parámetros económicos.....	105

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Producción de energía eléctrica por tipo de tecnología - 2022	19
Figura 1.2 Mapa de potencial eléctrico fotovoltaico e Irradiación global horizontal del Perú	20
Figura 1.3 Producción de energía solar mensual 2022.....	21
Figura 1.4 Mapa de velocidad media anual del viento a 100 metros y densidad de potencia	23
Figura 1.5 Producción de energía eólica mensual 2022	23
Figura 1.6 Planta de producción de hidrógeno verde con energía eólica.....	29
Figura 1.7 Perfil de potencia generada quinceminutal de la C.E Tres Hermanas en un día de operación.....	32
Figura 1.8 Proceso de reacción en un electrolizador alcalino	36
Figura 1.9 Proceso de reacción en un electrolizador PEM.....	38
Figura 2.1 Flujoograma de la metodología de investigación	46
Figura 3.1 Ubicación de las zonas posibles de emplazamiento.....	73
Figura 3.2 Ubicación del polígono de la zona de emplazamiento.....	75
Figura 3.3 Vía de acceso y centro poblado cercano al polígono	76
Figura 3.4 Velocidad promedio mensual de área de la planta.....	78
Figura 3.5 Ubicación de ANPs y zonas de amortiguamiento cercanas a la planta de H2V	79
Figura 3.6 Distribución de Weibull mensual con Nordex N131	85
Figura 3.7 Rosa de los vientos del área de interés.....	86
Figura 3.8 Emplazamiento de los aerogeneradores en el área de interés	86
Figura 3.9 Emplazamiento de la planta de H2V	89
Figura 3.10 Perfil de la velocidad de viento mensual con granularidad horaria	90
Figura 3.11 Bloque horario de energía en el mes de abril para H2V	93
Figura 3.12 Bloque escalonado de energía en el mes de enero para H2V	94

Figura 3.13 Costo marginal en barra MARCONA 220 a nivel horario en el mes de marzo 2022	98
Figura 3.14 Producción de H2V por bloque horario – mes de enero	99
Figura 3.15 Producción de H2V por bloque escalonado – mes de enero.....	99
Figura 3.16 Desglose de costos involucrados en el LCOH.....	105
Figura 3.17 Resultados de análisis de sensibilidad de parámetros técnico-económicos...	106
Figura 3.18 Resultados de análisis de sensibilidad en tasa de interés del financiamiento	108

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1: Centrales eólicas con concesiones temporales vigentes y definitivas en fase de estudios y/o construcción	125
ANEXO 2: Valores de cada criterio de evaluación de las 16 posibles zonas.....	126
ANEXO 3: Valores de puntuación de cada criterio de evaluación.....	127
ANEXO 4: Índices de velocidad horaria en temporalidad mensual	128
ANEXO 5: Bloques horarios de producción de energía para H2V	129
ANEXO 6: Bloques escalonados de producción de energía para H2V	130

RESUMEN

La oferta para cubrir la demanda energética nacional aún dispone de una participación dominante de recurso proveniente de yacimientos fósiles, lo cual demuestra la falta de alternativas y diversificación en la matriz energética actual, así como la vulnerabilidad en materia de seguridad energética y la brecha para el cumplimiento del compromiso de descarbonización asumido por el país hacia el 2030. En ese sentido, se busca proponer una alternativa de recurso energético con aplicación multisectorial y que pueda ser empleado como vector energético, combustible o materia prima: hidrógeno verde (H2V). Por consiguiente, esta tesis propone la evaluación de escenarios técnicos y económicos para la coproducción de electricidad e hidrógeno a partir del aprovechamiento del recurso eólico en miras de evaluar la factibilidad del desarrollo del H2V en el contexto peruano. La metodología se basó en la selección de la zona de ubicación de la planta mediante una evaluación multicriterio. Luego, se realizó un diseño conceptual que consistió en determinar la producción de electricidad basada en la disponibilidad de área y recurso eólico, estimación de la producción de H2V y demanda de recurso hídrico en el proceso electrólisis. Con ello, se determinaron los escenarios de suministro energético e interconexión al SEIN para, finalmente, ser evaluados en términos económicos.

En conclusión, se determinó que la producción de *bloques escalonados* para el suministro energético al sistema de electrolizadores e inyección de excedentes de energía eólica al SEIN, considerando el precio de energía del mercado de corto plazo, es el escenario técnico-económico más recomendable ya que ofreció un LCOH competitivo (1.80 USD/kgH₂) tomando como referencia el costo de producción de la electricidad (LCOE) y la inversión del electrolizador, además de ofrecer un precio de venta de 5.10 USD/kgH₂ con una rentabilidad del 10%.

PALABRAS CLAVES:

LCOH; hidrógeno verde; escenarios; evaluación técnico-económica; energía eólica

ABSTRACT

TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF CO-PRODUCTION SCENARIOS OF ELECTRICITY AND HYDROGEN SUPPLIED WITH WIND RESOURCE IN PERU

The supply to meet the national energy demand still has a dominant share of fossil resources which shows the lack of alternatives and diversification in the current energy matrix, as well as the vulnerability in terms of energy security and the gap for compliance of decarbonization commitment assumed by 2030. In this sense, it is proposed a multisectoral alternative resource that can be used as an energy vector, fuel, or raw material: green hydrogen (H₂V). Therefore, the thesis aims to assess technical and economic co-production scenarios of electricity and hydrogen powered by wind resource to evaluate feasibility of H₂V in the Peruvian context. The methodology was based on site area location through a multi-criteria evaluation. Then, a conceptual design was carried out to determine energy production based on the availability of the area, estimation of H₂V production and water resources in the electrolysis process. With this, the scenarios of energy supply and interconnection to the SEIN were determined to be, finally, evaluated in economic terms. In conclusion, it was determined that the production of staggered blocks for energy supply to the electrolyzer system and injection of surplus wind energy considering the short-term market energy price is the most advisable technical-economic scenario, since it offered a competitive LCOH (1.80 USD/kgH₂), taking as a reference the cost of electricity production (LCOE) and the CAPEX of electrolyzer system, with a favorable selling price of 5.10 USD/kgH₂ with an IRR of 10%.

KEYWORDS:

LCOH; green hydrogen; scenarios; technical-economic evaluation: wind energy

INTRODUCCIÓN

En el año 2023, se publicó el informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) los cuales estimaron que el segundo sector con mayor cantidad de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el 2019 fue el sector de energía¹, que incluye, entre otros, a las industrias del sector energético, manufacturera, construcción y, el transporte. Siendo la emisión de este sector de más de 63,000 GgCO₂eq, que equivale al 30.1% de las emisiones netas en dicho año [1], lo cual evidencia una tendencia de aumento durante la última década. Sumado a ello, en el más reciente Balance Nacional de la Energía (BNE), elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), se indicó que más del 70% de la oferta interna bruta de energía primaria corresponde a recursos provenientes de yacimientos fósiles (gas natural, líquidos de gas natural (LGN) y crudo de petróleo) [2]. Todo lo mencionado, demuestra la falta de alternativas en la matriz energética para satisfacción de demanda, además de la dependencia energética de recursos no renovables que alejan y retrasan el compromiso de descarbonización asumido por el país.

Por un lado, en el periodo 2016 – 2021, las reservas 3P totales de gas natural y LGN, que incluyen las reservas probadas, probables y posibles, han presentado una tasa promedio anual de reducción de 7.2%² y 9.0%, respectivamente [3]. Por otro lado, la balanza comercial de energía primaria reveló que el recurso energético predominante en la importación fue el crudo de petróleo con cerca del 95% de participación [2]. Por consiguiente, se evidencia que la oferta para satisfacer la demanda energética a nivel nacional queda supeditada a recursos energéticos con limitadas reservas y no vastamente disponibles en el país. Esto, sumado a una volatilidad de precios en el suministro de petróleo, crea un contexto donde la matriz de energía se ve afectada en términos de

1 Dicho informe es el referente más actualizado sobre inventarios nacionales de GEI en el Perú. Más información en: <https://infocarbono.minam.gob.pe/inventarios-nacionales-gei/intro/>

² Solo se consideraron las reservas totales de gas natural que abastecen el mercado nacional (lote 88 y 58). Las reservas de los lotes 56 y 57 son para fines de exportación

seguridad energética lo cual nos expone a interrupciones en el abastecimiento de energía que repercuten en el desarrollo de diversos sectores económicos.

Sin perjuicio de ello, en el país se cuenta con un vasto potencial de energía renovable no convencional (ERNC), siendo más de 20 GW en energía eólica y más de 25 GW en energía solar [4], [5]. Gracias a la publicación del Decreto Legislativo N°1002³ en 2008 [6], el país dio un gran paso en la inserción de tecnologías limpias enfocándose exclusivamente en la matriz de generación eléctrica, esto es un reflejo de los esfuerzos por incrementar alternativas en el sector eléctrico. De tal forma que, a julio 2023, la potencia instalada en centrales eólicas y solares fue de 954.5 MW para fines de producción de electricidad [7], representando el 4.9% del total de electricidad generada a nivel nacional [8]. Es importante mencionar que dicha cifra no contempla el aporte energético de producción de la reciente puesta en operación comercial de la central eólica Punta Lomitas, la cual dispone de la mayor potencia instalada de los antecedentes en operación de esta tecnología en el mercado peruano.

Por tal motivo, en la presente tesis, se propuso la evaluación técnica y económica de escenarios de coproducción de electricidad e hidrógeno a partir del aprovechamiento del recurso eólico para evaluar la factibilidad de esta tecnología en el contexto peruano e identificar el escenario que presente las mejores condiciones para la producción de H₂V en miras de promover la diversificación energética.

Para ello, en primer lugar, la evaluación técnica consistió en una estimación preliminar del recurso eólico a nivel nacional para la elección de la zona de emplazamiento de la planta. En base a ello, se realizó un proceso de evaluación multicriterio para definir la zona óptima con las mejores prestaciones técnico-económicas consideradas en la presente tesis y en cumplimiento de restricciones socioambientales. Luego, se procesó y analizó la velocidad del viento con granularidad horaria en términos promedio mensuales para realizar el dimensionamiento de la central eólica, así como establecer su perfil de

³ El Decreto Legislativo (DL) fue aprobado con la finalidad de promover el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables del país mediante la promoción de la inversión privada en el sector eléctrico. En dicho DL se indica como recurso renovable a los siguientes: biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz e hidráulica (entendiéndose como aquellas centrales con la capacidad instalada inferior a los 20 MW) [6]

generación. Posteriormente, se procedió a estimar el tamaño del sistema de electrolizadores y la cantidad de recurso hídrico necesario en la planta para satisfacer la producción de hidrógeno. Seguido de ello, se desarrollaron los perfiles de suministro energético e interconexión al sistema. Finalmente, se realizó la evaluación económica que consistió en el cálculo del costo nivelado de hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés) de los escenarios de coproducción, así como el análisis sensitivo de la mejor opción entre las evaluadas.

Alcance

La presente tesis comprende la evaluación técnica y económica de los escenarios de coproducción de electricidad e hidrógeno verde abastecida con energía eólica *on-shore* en el Perú. La tecnología de energía eólica *off-shore* no fue considerada debido a la inexistencia de antecedentes de centrales en operación en el país. Se realizó un diseño conceptual de una planta de producción de hidrógeno verde, no se concibe el desarrollo de una ingeniería con mayor detalle debido a que involucra un nivel de complejidad que no está asociado a la problemática de la investigación. No se incluye el diseño de una planta de desalación y purificación de agua de mar, y se excluyen las etapas de almacenamiento, transporte y acondicionamiento para el consumo final del hidrógeno verde, al no ser requeridos para la obtención del LCOH en los escenarios técnico-económicos propuestos en la tesis.

La estimación de la curva de generación de energía, esencial para la producción de H₂V, se basó en la extracción de datos en un intervalo de tiempo de diez años que comprendió información desde enero del 2008 hasta diciembre de 2017, que para la presente tesis es considerada como una línea de tiempo adecuada para dar representatividad de estos. Los datos extraídos abarcan información la velocidad de viento de todos los meses del periodo indicado, los cuales fueron descargados en rangos horarios desde las 00:00 horas a las 23:00 horas de cada día en formato de valores separados por comas (CSV, por sus siglas en inglés). El procesamiento de los datos extraídos y cálculos posteriores en formato CSV fueron realizados mediante el programa Excel.

Los parámetros técnicos relacionados al recurso eólico fueron obtenidos a través de *Global Wind Atlas* (GWA); plataforma en línea con almacenamiento de datos relacionados

a energía eólica, siendo “Wind Speed Index (WSI)” y “Mean Wind Speed” los conjuntos de datos de interés ubicados en la sección de “Area Data” y “Temporal Data”. Adicionalmente, se utilizaron plataformas y sistemas nacionales de datos georreferenciados, así como reportes de agencias internacionales de energías renovables en materia técnica. Mientras que los supuestos económicos utilizados en la investigación fueron obtenidos de publicaciones hechas por organizaciones internacionales (IRENA, IEA, Hydrogen Council, entre otros) y artículos académicos con tecnologías relacionadas al presente estudio, siendo estos valores representativos de la magnitud real de los precios en el mercado.

Antecedentes

La Política Energética Nacional 2010-2040, aprobada en el año 2015 mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM por el MINEM, establece objetivos, entre otros, alineados a la diversificación de la matriz energética, autosuficiencia energética y desarrollo del sector energético considerando medidas medioambientales [9]. En congruencia con ello, la cartera de proyectos basados en generación con ERNC fue adquiriendo una mayor participación en la planificación energética peruana. Se aprovechó la reducción de costos de inversión de la tecnología eólica y solar, lo cual se evidenció en los precios de energía de los proyectos adjudicados en la última subasta RER. De tal forma que, entre la primera (2009) y la cuarta (2016) subasta de suministro energético, el precio promedio de energía eólica y solar alcanzó un mínimo histórico de 37.5 USD/MWh y 48.2 USD/MWh, respectivamente [10]. Esto resulta esencial en la evaluación económica de los costos de producción de hidrógeno, debido a que el costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) comprende cerca del 50-60% del valor final del LCOH [11].

A nivel internacional, Gallardo et al. [12] realizó una evaluación técnico-económica de toda la cadena de valor del hidrógeno verde hacia el 2025 y 2030. Evaluaron los perfiles de producción de hidrógeno con la tecnología de un Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) y una planta de concentración de energía solar (CSP, por sus siglas en inglés) con almacenamiento térmico de energía (TES, por sus siglas en inglés) a través de

electrolizadores alcalino y membrana de intercambio de protones (PEM, por sus siglas en inglés). Se señalaron que las variables de mayor impacto en el LCOH son el CAPEX (USD/kW), el factor de planta (%) y LCOE (USD/MWh). El estudio concluyó en que resulta más competitivo realizar un sobredimensionamiento entre 2-3 veces del SSFV para incrementar el suministro energético al sistema de electrolizadores que optar por la opción de CSP + TES, debido a que el menor costo nivelado de energía de la tecnología fotovoltaica compensa el bajo factor de planta que ofrece.

Sumado a ello, Armijo y Philibert [13] realizaron un modelo técnico-económico para analizar la factibilidad de la producción flexible de hidrógeno y amoníaco a través de la hibridación de energía eólica y/o solar. El modelo optimizado caracteriza el recurso energético renovable en tiempo horario y semanal para la evaluación de producción de electricidad y, con ello, indican las ratios de capacidad correspondientes a cada tecnología para el suministro eléctrico a los electrolizadores de agua en cuatro lugares diferentes entre Chile y Argentina. En dicho estudio, se reveló que la locación con menor estimación del LCOH fue en Patagonia (Chile), donde el LCOE de la tecnología eólica fue uno de los más competitivos y, además, ofrecía el segundo mayor factor de planta entre las opciones analizadas.

En vista de lo anterior, se identifica que existen factores claves en la selección de la tecnología de generación de energía para la producción del H₂V, tales como el LCOE y el factor de planta. Se procura disponer de un bajo costo de electricidad para la producción de H₂V, sin embargo, éste debe ir acompañado de un recurso renovable que disponga de una alta cantidad de horas de operación a plena carga en miras de lograr flexibilidad de producción en el proceso y competitividad en el valor final del LCOH [11], [14]. En Perú, el factor de planta que ofrece el parque solar está alrededor de 30.1%, mientras que el parque eólico puede alcanzar un 56%⁴ a lo largo del 2022 [15]. Esto, sumado a la reducción de precios de energía obtenidos en la última subasta RER, ubica al recurso eólico como la

⁴ Dicha estimación del factor de planta del parque eólico total no contempla la producción de las centrales eólicas Duna y Huambos, así como el parque Punta Lomitas debido a su limitada información de operación. Su puesta en operación comercial se dio en diciembre del 2020 y julio del 2023, respectivamente.

tecnología con mayor potencial de lograr bajos costos de producción de hidrógeno verde en el país en base a lo descrito en la sección.

A la fecha, se dispone únicamente de un estudio sobre el potencial del hidrógeno verde, siendo el primer diagnóstico de las oportunidades a las que puede conllevar el desarrollo de esta tecnología en el contexto peruano [16]. En este estudio, se indican a las zonas costeras y sur como las que presentarían un mayor consumo de H₂V debido la mayor concentración de potencial demanda por el despliegue de proyectos mineros e industria manufacturera. Adicionalmente, señala que los departamentos del Perú tales como Ica, Piura, Lambayeque y Arequipa son los más atractivos para la producción de este nuevo vector energético debido su alto potencial RER disponible. Sin embargo, en miras de incrementar la promoción del desarrollo del H₂V en el mercado energético peruano, es relevante disponer de información específica sobre diferentes escenarios en los que se puede llevar a cabo la producción de hidrógeno verde con fines de evaluar la viabilidad de su implementación en materia técnica y económica en el país.

Justificación y Motivación

En ese sentido, dado la escasez de investigación sobre el tema, la presente tesis contribuye a sentar las bases para el desarrollo de conocimiento y realización de estudios posteriores orientados a promover el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables disponibles en el país y el despliegue de proyectos para reforzar la autosuficiencia energética. Esto, con la finalidad de generar alternativas para responder a la futura demanda de energía y evaluar la factibilidad de la introducción de un nuevo recurso energético en una matriz que promueva la diversificación en la oferta energía en el mercado peruano.

Asimismo, coadyuva con el cumplimiento de los compromisos ambientales asumidos por el Gobierno Peruano a través de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC, por sus siglas en inglés), establecidas en el Acuerdo de París y ratificados ante la Comisión de Alto Nivel de Cambio climático, para la mitigación de GEI, cuyo objetivo propuesto fue el alcanzar una reducción total del 40% hacia el año 2030 [17]. Ante ello, el hidrógeno verde ha de tener un rol clave en la descarbonización de la

economía, dado que, en su proceso de producción, la generación de emisiones de carbono es nula ($0 \text{ ton } CO_2/\text{ton } H_2$) [14], a causa de la utilización de únicamente energía proveniente de recurso renovable como fuente de electricidad, y su aplicación de carácter multisectorial [11].

Complementario a ello, se buscó contribuir con lo estipulado en el Decreto Supremo N° 003-2022, aprobado por el Ministerio del Ambiente (MINAM), el cual buscó declarar con carácter de urgencia la emergencia climática del país para incentivar el desarrollo de acciones para la mitigación. En este, se indica al MINEM como entidad a cargo del diseño de programas que busquen promover el desarrollo de tecnologías, la utilización y producción de hidrógeno verde en la economía [18]. Sin la introducción de un nuevo recurso energético con potencial de descarbonización de las principales actividades económicas, se estima que, en un posible horizonte menor a 10 años, se estaría más cerca del límite de 1.5°C de incremento de temperatura con los niveles actuales de emisiones de carbono, lo que podría conllevar a una crisis climática sin precedentes [11].

Objetivo General

Evaluar técnica y económicamente los escenarios de coproducción de electricidad e hidrógeno abastecidos con energía eólica terrestre en Perú.

Objetivo Específicos

- Evaluar zonas potenciales para el emplazamiento de la planta de producción de hidrógeno verde basado en estimación preliminar del recurso eólico y análisis multicriterio
- Desarrollar el diseño conceptual de la planta de producción de hidrógeno verde basado en evaluación en términos horarios del recurso eólico
- Determinar técnicamente los escenarios de coproducción de electricidad e hidrógeno verde
- Evaluar económicamente los escenarios de coproducción de electricidad e hidrógeno verde y realizar análisis de sensibilidad de la alternativa con mejores prestaciones económicas

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1 Participación de las ERNC en la matriz energética

En el año 2022, la producción nacional de electricidad fue de 56,084 GWh, siendo la hidroeléctrica y termoeléctrica las tecnologías con una mayor participación, representando el 50.8% y 44.3% de la producción, respectivamente [15]. El desarrollo de tecnologías basados en energías renovables en la matriz de energía se ha enfocado en el sector eléctrico, de tal forma que, la participación del recurso energético renovable no convencional (eólico y solar) fue de 4.9% en dicho año, siendo el recurso eólico el de mayor producción con 1,930 GWh (ver **Figura 1.1**), seguido del solar con 821 GWh de aporte eléctrico al SEIN [15].

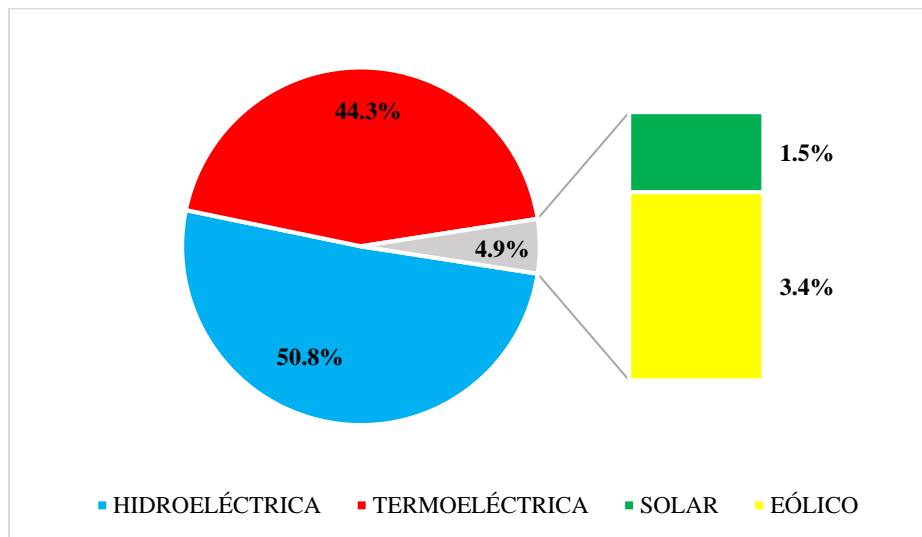


Figura ¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..1
Producción de energía eléctrica por tipo de tecnología - 2022 [15]

1.1.1 Generación de energía eléctrica con recurso solar

La distribución de regiones con mayor potencial de energía solar para fines de generación de electricidad se ubica en la zona Sur del país. Las regiones de Ica (zona Sur), Puno (zona Suroeste), Arequipa, Moquegua y Tacna (ver **Figura 1.2**) son las que presentan mejor recurso solar en vista de que su potencial eléctrico fotovoltaico se encuentra en 5.2 - 6.2 kWh/kWp. A diferencia de otras regiones en el norte y oriente del país donde su potencial eléctrico aprovechable es menor y oscila entre 3.2 – 4.6 kWh/kWp [19].

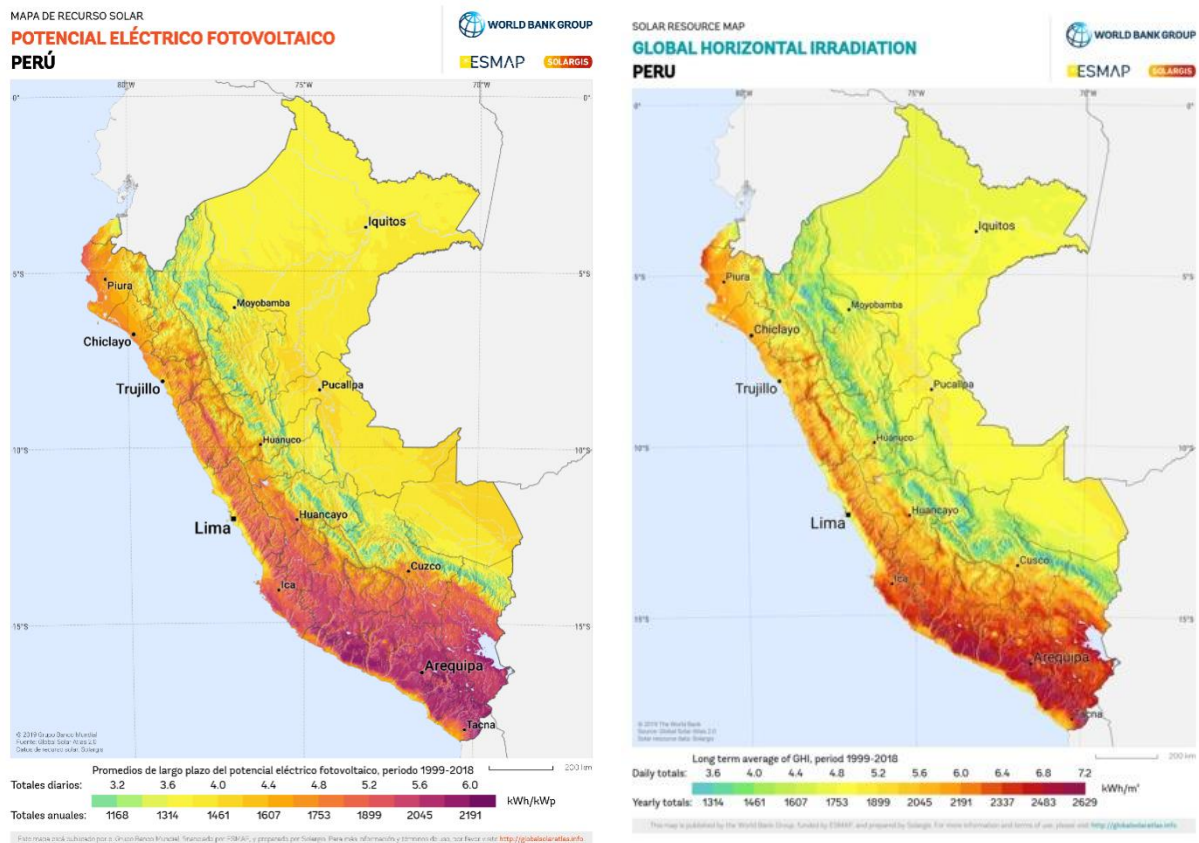


Figura 1.2 Mapa de potencial eléctrico fotovoltaico e Irradiación global horizontal del Perú [19]

En las zonas con mayor potencial solar se ha identificado que la irradiación global horizontal diaria oscila entre 6.0 – 7.0 kWh/m², esto indica una alta disponibilidad para su aprovechamiento para fines de generación eléctrica [19]. El término de irradiación global horizontal hace referencia a dos componentes: irradiación solar directa y la irradiación solar

difusa. Estos parámetros meteorológicos son medidos en la incidencia de una superficie horizontal en una extensión de $1 m^2$.

En términos de producción solar fotovoltaica, el periodo de mayor aporte energético tuvo lugar de septiembre a enero (ver **Figura 1.3**), el cual supera los 70 GWh en términos mensuales, debido a la mayor disponibilidad de recurso solar en dicho periodo. Mientras que en los meses de mayo - julio, la tecnología fotovoltaica presenta su mínimo nivel de producción con un valor de 55 GWh. Por lo tanto, la curva de producción de energía eléctrica mensual de las centrales solares muestra la variabilidad estacional del aporte de este recurso energético a la red eléctrica nacional.

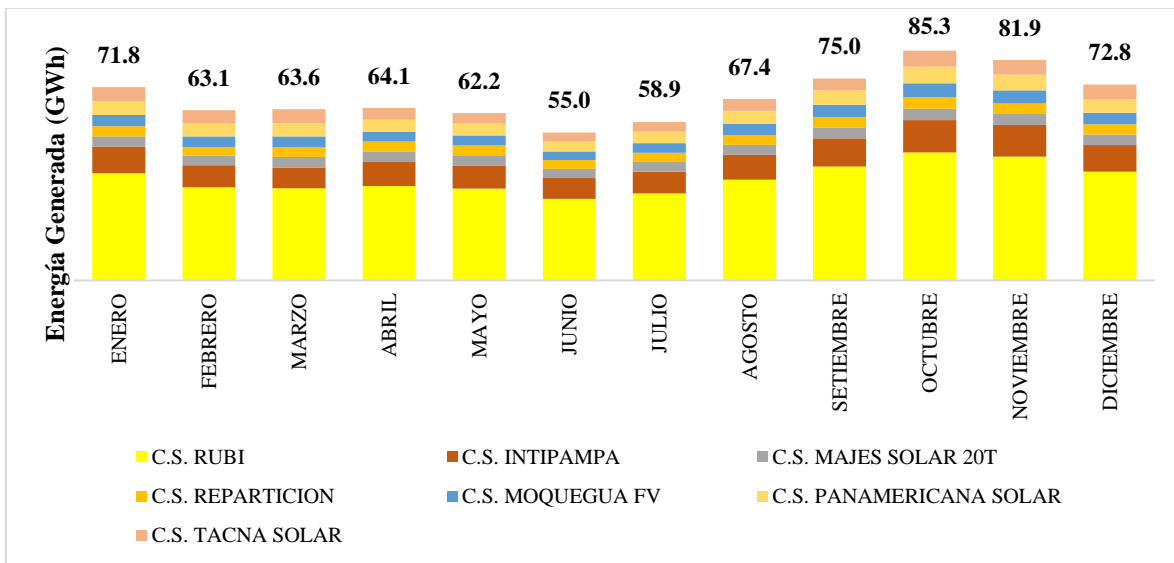


Figura 1.3 Producción de energía solar mensual 2022 [15]

La potencia instalada de este recurso energético renovable asciende a 286 MW, lo que representa el 2.2% de la capacidad instalada a nivel nacional [20]. En la actualidad, se disponen de ocho centrales solares en condición de operación para suministro eléctrico al SEIN, ubicadas en las regiones de Lima, Moquegua, Tacna y Arequipa [20]. Los precios de energía subastados de los proyectos adjudicados de esta tecnología han experimentado una reducción con el paso de los años favoreciendo la competitividad del recurso solar en el mercado eléctrico. Las centrales solares en operación son listadas en la **Tabla 1.1**.

Central Solar (C.S)	Potencia Instalada (MW)	Región	Puesta en Operación Comercial (POC)	Precio de energía subastado (USD/MWh)
C.S. Rubí	144.48	Moquegua	2018	47.98
C.S. Intipampa	40.50	Moquegua	2018	48.50
C.S. Moquegua	16.00	Moquegua	2014	119.90
C.S. Majes Solar	20.00	Arequipa	2012	222.50
C.S. Repartición	20.00	Arequipa	2012	223.00
C.S. Panamericana Solar	20.00	Moquegua	2012	215.00
C.S. Tacna Solar	20.00	Tacna	2012	225.00
C.S. Yarucaya	1.29	Lima	2021	No aplica

Tabla 0.1 Centrales solares en operación 2023[10], [20] - [21]

A diferencia de las primeras siete centrales solares listadas en la **Tabla 1.1**, la C.S. Yarucaya no entró con modalidad de subasta RER e inyecta energía, juntamente con la C.H. Yarucaya, al SEIN.

1.1.2 Generación de energía eléctrica con recurso eólico

El potencial total del recurso eólico que dispone el país para fines de generación eléctrica asciende a 28,395 MW, siendo únicamente 20,493 MW aprovechables en vista de la exclusión de recurso energético eólico ubicado en zonas con restricciones de carácter ambiental, dificultad en la accesibilidad y la no interferencia con la localización de infraestructura eléctrica existente [5]. Las regiones en el norte del país como Piura, Lambayeque e Ica son las que concentran el 80% del potencial aprovechable de energía eólica [5].

Las velocidades medias anuales de viento en el norte del país (Piura, Lambayeque y La Libertad) y zona sur (Ica), medidas a 100 m de elevación superficial, registran valores que se encuentran entre 7.0 – 10.5 m/s (ver **Figura 1.4**) [5]. La densidad de potencia del recurso eólico, entendida como la potencia extraíble del viento por extensión de 1 m^2 de área de barrido del aerogenerador, en las zonas de mayor potencial se encuentra entre 500 – 800 W/m^2 [5].

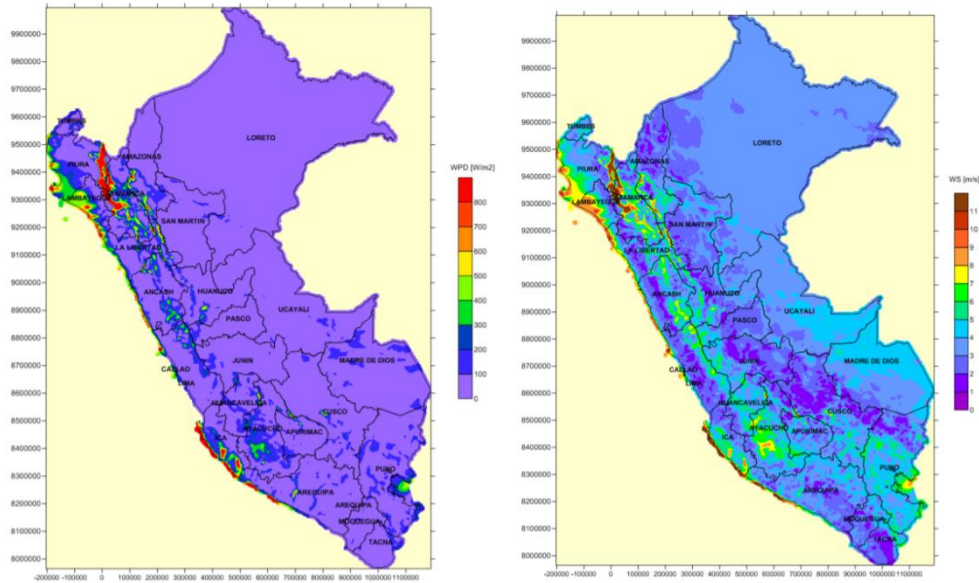


Figura 1.4 Mapa de velocidad media anual del viento a 100 metros y densidad de potencia [5]

La potencia instalada de este recurso energético renovable asciende a 672.2 MW, el representando el 5.2% de la potencia instalada a nivel nacional [21]. Siendo los meses de mayor aporte energético eólico en generación de electricidad los de abril, septiembre y octubre, los cuales superan los 180 GWh; mientras que los meses de menor aporte energético son febrero y noviembre (ver **Figura 1.5**), siendo el mínimo un valor de 126 GWh.

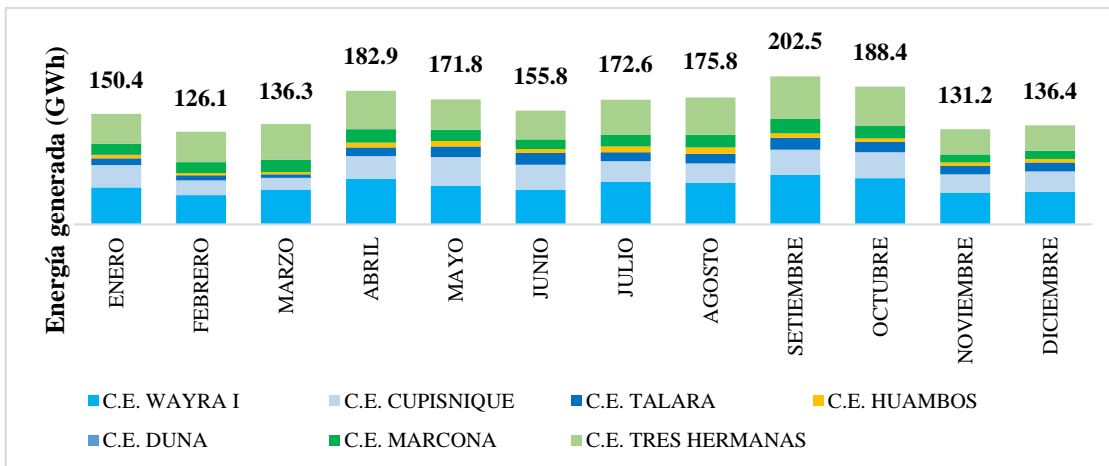


Figura ¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..5
Producción de energía eólica mensual 2022 [15]

La curva de producción de energía eléctrica de las centrales eólicas indica la variabilidad del aporte de este recurso energético a la red eléctrica nacional, debido a la dependencia de los factores climatológicos de la zona de emplazamiento de las centrales. A diferencia del perfil de producción de energía solar, no se identifica un comportamiento estacional atenuado, sino más bien uno con mayor variabilidad a lo largo de un año.

En la actualidad, ocho centrales eólicas se encuentran en operación ubicadas en las regiones de Piura, La Libertad, Cajamarca e Ica [21]. Las centrales eólicas son listadas en la **Tabla 1.2**, en esta se incluyen las centrales eólicas Duna y Huambos, siendo a finales del año 2020 la fecha de aprobación de su puesta de operación comercial para suministro eléctrico a través de la interconexión a la red eléctrica nacional de 18 MW cada una [21]. Asimismo, se incluye la reciente puesta en operación comercial de la central eólica Punta Lomitas cuya operación no fue rentabilizada a través de una subasta RER sino un contrato de *Power Purchase Agreement* (“PPA”).

Central Eólica (C.E)	Potencia Instalada (MW)	Región	Puesta en Operación Comercial (POC)	Precio de energía subastado (USD/MWh)
C.E. Punta Lomitas	260.00	Ica	2023	No aplica
C.E. Huambos	18.37	Cajamarca	2020	37.79
C.E. Duna	18.37	Cajamarca	2020	36.84
C.E. Wayra I	132.30	Ica	2018	37.83
C.E. Tres Hermanas	97.15	Ica	2016	89.00
C.E. Talara	30.86	Piura	2014	87.00
C.E. Cupisnique	83.15	La Libertad	2014	85.00
C.E. Marcona	32.00	Ica	2014	65.52

Tabla 0.2 Centrales eólicas en operación 2023 [10], [20] - [21]

1.2 Producción de hidrógeno

1.2.1 Clasificación del hidrógeno por fuente energética

El tipo de fuente de la energía que sea suministrada para el proceso de producción de hidrógeno determina su clasificación mediante un sistema de colores. A nivel global,

existen diversas clasificaciones de hidrógeno haciéndose referencia a un color determinado por el recurso energético y proceso empleado en su producción. Las clasificaciones más usadas debido a su desarrollo de tecnología y proyectos en operación son: (a) Hidrógeno Gris, (b) Hidrógeno Marrón, (c) Hidrógeno Azul, e (c) Hidrógeno Verde. Siendo la clasificación de hidrógeno gris la que dispone de mayor participación en el mercado global de hidrógeno. A continuación, se describen las clasificaciones del hidrógeno por su fuente energética [14], [22]-[23]:

- Hidrógeno Gris: La materia prima utilizada para su obtención es la proveniente de combustibles fósiles (petróleo y gas natural), siendo el proceso de reformado de vapor con gas metano el más usado a nivel global.
- Hidrógeno Marrón: El carbón es el insumo para la obtención del hidrógeno, siendo el proceso de gasificación vía oxidación parcial o total el método más empleado para su obtención.
- Hidrógeno Azul: La fuente de obtención de energía primaria es la misma que el hidrógeno gris: gas natural, la diferencia radica en que las emisiones de CO_2 obtenidas en el proceso no son liberadas al ambiente por el empleo de tecnología adicional. Estas son capturadas, almacenadas y utilizadas en procesos secundarios, lo cual disminuye su emisión de carbono e impacto ambiental durante su producción.
- Hidrógeno Verde: La materia prima para su obtención es el agua y la fuente energética empleada es la electricidad, en el cual se da el proceso de la separación electrolítica del agua en moléculas de hidrógeno y oxígeno. La fuente energética debe ser de nulas emisiones de carbono, esta categoría incluye a la energía solar y eólica.

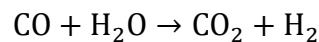
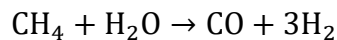
1.2.2 Métodos de producción de hidrógeno

El hidrógeno es un elemento abundante en el planeta, sin embargo, requiere de procesos de producción para su uso final debido a que no se encuentra en estado natural. Los procesos empleados y aquellos que se encuentran aún bajo investigación se clasifican

en biológicos, termoquímicos y electrolíticos. Siendo estos dos últimos los de mayor despliegue comercial dentro el mercado global de producción de hidrógeno a través de los métodos de reformación de gas metano con vapor (SMR, por sus siglas en inglés), gasificación de carbón y electrólisis del agua [14].

1.2.2.1 Reformado de gas metano con vapor

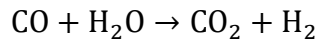
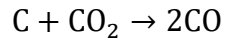
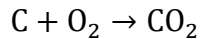
En este proceso, el gas natural es un recurso indispensable cuya composición en su gran mayoría es metano, este es purificado a través de la remoción de contenido de sulfuro en la corriente de gas de alimentación y luego comprimido. Posteriormente, es mezclado con vapor a altas temperaturas que pueden oscilar entre 850°C – 1,000°C y valores de presión moderadas de 20 – 30 bar [23]. En el proceso de reformado se lleva a cabo una conversión endotérmica, el cual requiere una fuente de calor para la producción de hidrógeno. Normalmente, la fuente energética para dicho proceso es obtenida del producto de la combustión de la corriente de alimentación que viene a ser una parte del recurso de gas natural [23]. El proceso descrito anteriormente puede ser representado en la siguiente expresión:



A través de dicho proceso, es posible obtener hidrógeno con alto grado de pureza (99.99%) y, a su vez, como subproducto el monóxido de carbono (CO) [24]. En segunda instancia, este subproducto es convertido en CO_2 y H_2 por medio de una reacción de *Water-Gas-Shift* (WGS, por sus siglas en inglés) tras el ingreso de una corriente de vapor de agua con el objetivo de convertir CO en CO_2 y, con ello, aumentar lo máximo posible la cantidad de hidrógeno en el producto final [23]. Por último, es necesaria una etapa adicional de purificación del hidrógeno para su uso en algún proceso u actividad con fines de vector energético o como materia prima para síntesis químicas.

1.2.2.2 Gasificación del carbón

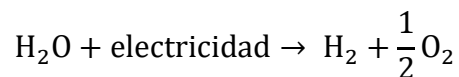
En este método se lleva a cabo la oxidación parcial del carbón, el cual es un proceso endotérmico que requiere la adición de un flujo controlado de aire como corriente de alimentación en el proceso [23]. De forma similar al SMR, en este proceso se lleva a cabo una conversión endotérmica, que significa que no se genera calor como resultado de la gasificación del carbón, al contrario, es necesario contar con una fuente de calor para obtener el hidrógeno. Generalmente, la fuente de calor proviene de la combustión del aire y carbón para dar inicio al proceso [24]. La cantidad de aire que ingresa al gasificador es controlada, de tal forma, que solo ingrese lo suficiente para generar calor para la reacción, pero no demasiado como para quemar por completo el carbón. Seguido de ello, el gas producto obtenido de la combustión (CO_2) reacciona con el carbón remanente contenido en el gasificador para obtener monóxido de carbono [23]. El proceso descrito anteriormente es representado en la siguiente expresión:



Finalmente, ingresa una corriente secundaria de vapor de agua para que reaccione con el monóxido de carbono a través de una reacción de desplazamiento del gas de agua. Esto, con el objetivo de obtener como producto final al hidrógeno y como subproducto al dióxido de carbono [23], [24].

1.2.2.3 Electrólisis del agua

El proceso de electrólisis consiste en la separación de las moléculas del agua en dos subproductos: hidrógeno y oxígeno, mediante el suministro de electricidad en DC y es expresada de la siguiente manera:



Los principales componentes de un electrolizador son los electrodos, membrana o electrolito y la solución acuosa electrolítica [22]. El electrolizador se encuentra compuesto por dos electrodos, uno cargado negativamente (cátodo) y otro cargado positivamente (ánodo). Los electrodos se encuentran distanciados físicamente por una membrana conocida como electrolito, donde se le aplica tensión y corriente para llevar a cabo la separación electrolítica. A través de la circulación de corriente eléctrica directa y sumergidos en una solución acuosa sucede que el electrodo conectado al polo negativo atrae los iones positivos y el electrodo conectado al polo positivo atrae a los iones negativos [22], [23].

En vista de que el ánodo atrae a los iones negativos o aniones, se induce a que las moléculas de oxígeno sean desplazadas hacia dicho electrodo, mientras que el cátodo atrae a los iones positivos o cationes, provocando un desplazamiento de las moléculas de hidrógeno hacia este electrodo; de esta forma como se produce hidrógeno con una fuente de energía eléctrica. Cabe resaltar que es necesario el separador entre los electrodos (positivo y negativo) para que se pueda asegurar una separación efectiva de las moléculas de oxígeno e hidrógeno previa a la salida de dichos gases del electrolizador [22]. Esto con la finalidad asegurar una calidad de alta pureza del hidrógeno producido y evitar una recombinación del gas hidrógeno bajo una condición no segura [22].

Cabe resaltar que, si la fuente de electricidad presenta emisiones de carbono en su generación, su empleo como fuente de energía en el proceso de producción de hidrógeno no puede ser clasificado como verde, sin embargo, sí es una opción menos intensiva en carbono a comparación de otros métodos de obtención de hidrógeno que emplean como fuente energética aquellos recursos provenientes de yacimientos fósiles [14].

1.3 Planta de producción de hidrógeno verde

Las plantas de producción de hidrógeno verde están compuestas por tres grandes elementos: (a) Central renovable (eólica), (b) Recurso hídrico y (b) Sistema de Electrolizadores. En la central eólica, los aerogeneradores aprovechan la energía cinética

del viento para transformarla en energía eléctrica alterna. Ésta, como fuente de energía secundaria, debe ser enviada a un grupo de inversores eléctricos para su posterior conversión en corriente directa. Dicho suministro de corriente eléctrica es enviado al sistema de electrolizadores, en donde, a través de la separación de las moléculas del agua, es posible obtener como gas al hidrógeno y como subproducto al oxígeno (**Figura 1.6**). La producción de este gas subproducto puede ser empleado en procesos adicionales de la planta, si existe alguno que lo requiera; asimismo, para ser añadido en el flujo de ingresos de la planta por concepto de ventas en el mercado de oxígeno o ser liberado en la atmósfera ya que no presenta contenido de carbono en su composición [24].

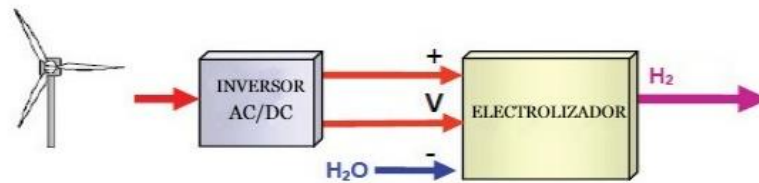


Figura ¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí.**6** Planta de producción de hidrógeno verde con energía eólica [25]

1.3.1 Central de generación eléctrica con recurso eólico

La determinación del perfil del viento y cuantificación de la energía renovable aprovechable se obtiene a través de la distribución de Weibull, siendo el método ampliamente usado para inferir los valores de la velocidad y frecuencia del viento en la zona de emplazamiento seleccionada [25], [26]. Es recomendable, emplear este método cuándo la disponibilidad de información del recurso eólico en la zona de evaluación es limitada y se desee estimar su variabilidad en una espaciada línea temporal. La ecuación requerida para su cálculo se detalla en (1.1).

$$p(v) = \frac{k}{c} \times \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1.1)$$

Donde:

$p(v)$: Función de densidad de probabilidad de Weibull

v : Velocidad media del viento, expresada en m/s

k : Factor de forma

c : Factor de escala, expresado en m/s

Existen dos parámetros relevantes que se requieren para la utilización de este método, siendo el factor de forma (k) y el factor de escala (c), debido a que indican el potencial del recurso eólico de la zona de estudio. El factor de forma es definido como un valor adimensional que determina cómo es el grado de dispersión de las velocidades de viento, mientras que, el factor de escala tiene una unidad de medida expresada en metros por segundo y es la que determina la velocidad promedio del sitio a una altura de medición específica [26]. Los valores de k y c se pueden calcular mediante las ecuaciones expresadas en (1.2) y (1.3).

$$k = \left(\frac{\sigma}{v}\right)^{-1.086} \quad (1.2)$$

Donde:

v : Velocidad media del viento, expresada en m/s

σ : Desviación estándar de la velocidad del viento, expresada en m/s

$$c = v \times \left[\frac{1}{\Gamma \times \left(1 + \frac{1}{k}\right)} \right] \quad (1.3)$$

Donde:

c : Factor de escala, expresado en m/s

Γ : Constante de la función gamma de Euler

Las ecuaciones indicadas en (1.2) y (1.3) son válidas para la estimación de los factores de forma y escala a la altura de medición de la velocidad de viento; sin embargo, si se necesita conocer el perfil de viento a una altura de buje superior a la altura de medición, es necesario realizar una extrapolación vertical de los datos a la altura deseada. De tal forma que, los nuevos factores calculados en (1.4), (1.5) y (1.6) son empleados en (1.1).

$$\beta = \frac{0.37 - 0.88 \ln(c)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z}{10}\right)} \quad (1.4)$$

Donde: z: Altura de medición, expresada en m

$$k' = k \times \left(\frac{1 - 0.088 \times \ln\left(\frac{z}{10}\right)}{1 - 0.88 \times \ln\left(\frac{z'}{10}\right)} \right) \quad (1.5)$$

Donde: z': Altura de buje del aerogenerador, expresada en m

$$c' = c \times \left(\frac{z'}{z}\right)^\beta \quad (1.6)$$

Donde: β : Coeficiente de rugosidad

La Norma Internacional IEC61400 establece requisitos de diseño para los aerogeneradores y centrales eólicas, el cual comprende los sistemas electromecánicos, funciones de control, protección, componentes del aerogenerador, entre otros [27]. En dicha norma, se establece un criterio de clasificación de las turbinas eólicas en base a la magnitud de las velocidades medias anuales medidas en la zona de emplazamiento del aerogenerador (ver **Tabla 1.3**). Las velocidades medias anuales que establece la norma deben ser medidas a la altura de buje del aerogenerador que oscilan entre los 80 y 120 m de altura. Esta caracterización del recurso eólico indica la tecnología de aerogenerador que resulta más idóneo para la generación de energía eléctrica en el área deseada.

Clasificación de Turbina	I	II	III	IV
Velocidad media (m/s)	10	8.5	7.5	6

Tabla 0.3 Clasificación de tipos de turbina según velocidad media anual [27]

La clasificación de las turbinas a emplear es de suma importancia en el dimensionamiento del parque energético renovable debido a que las prestaciones técnicas de los aerogeneradores necesitan estar en concordancia con el régimen del viento de la zona de interés con la finalidad de incrementar el nivel de aprovechamiento del recurso eólico y así reducir ineficiencias en el proceso. Caso contrario, existe la posibilidad de afectar el estado de los aerogeneradores reduciendo su vida útil, interrumpir el suministro eléctrico para el sistema de electrolizadores y generar accidentes en la planta de producción, lo cual impacta directamente en la seguridad y operación de la central.

Sumado a ello, es relevante indicar que el perfil de producción de energía en una central eólica resulta no ser constante debido a su estricta dependencia de los factores climatológicos, por lo tanto, es necesario determinar el perfil de disponibilidad del recurso eólico de forma mensual y, en la medida de lo posible, horaria en miras de representar las condiciones de operación más realistas. En ese sentido, el suministro de energía eléctrica para el sistema de electrolizadores contempló las condiciones más cercanas a las que realmente se comporta el régimen del viento, que será estrictamente dependiente del emplazamiento de la planta. Este comportamiento descrito es típico en centrales eólicas y puede ser visualizado, y verificado a través de información pública provista por el COES [28], por medio de la variabilidad quinceminutal de inyección de potencia de una central eólica en un día de operación, ver **Figura 1.7**.

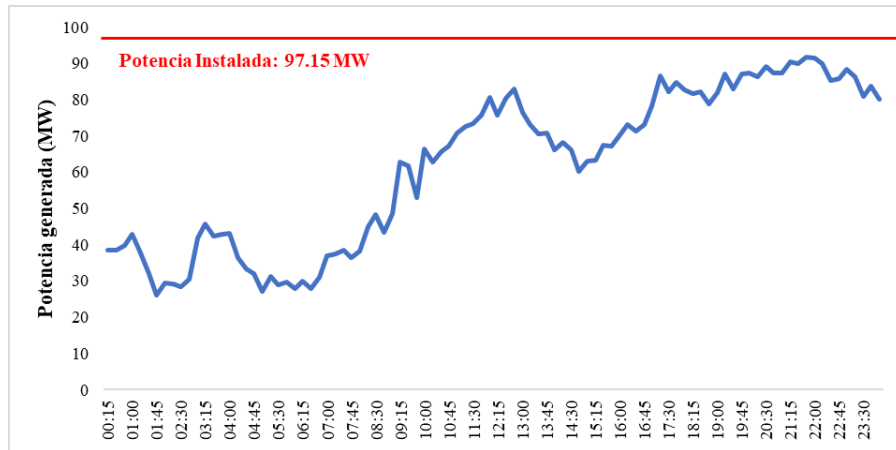


Figura ¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..7 Perfil de potencia generada quinceminutal de la C.E Tres Hermanas en un día de operación [28]

Cabe precisar que la selección del aerogenerador debe estar basado en aquel que a bajas velocidades sea capaz de alcanzar su potencial nominal. En ese sentido, con la delimitación de la clase de viento de la zona de interés y aerogenerador seleccionado, es posible estimar el aporte de potencia de la central eólica en función de la velocidad de viento dado la relación de los valores de C_p . De tal forma que la potencia es calculada cómo se indica en (1.7) basado en [29].

$$P = \frac{0.5 \times \rho \times A \times v^3 \times C_p \times \#WTGs}{1,000,000} \quad (1.7)$$

Donde, P es el aporte de potencia de la central, expresado en MW; ρ es la densidad del aire a la altura de buje del aerogenerador, expresado en kg/m^3 ; A es el área de barrido del rotor, expresado en m^2 ; v : Velocidad de viento, expresado en m/s; C_p es el coeficiente de potencia y $\#WTGs$ es el número de aerogeneradores de la central eólica.

1.3.2 Recurso hídrico

La disponibilidad de recurso hídrico resulta ser un factor clave para la evaluación de la implementación de una planta de hidrógeno verde en el país. La distribución de recurso energético renovable descrita en la subsección 1.1.2 Generación de energía eléctrica con recurso eólico, mostró qué zonas del país son atractivas para la producción de hidrógeno

verde a través del aprovechamiento del recurso eólico que dispone el país. La mayoría de estas se encuentra ubicada en la región costera del Perú, la cual por su bajo nivel de Índice de Precipitación Normal (IPN) están clasificada como zona desértica [30]. Inclusive, estas zonas están clasificadas bajo un nivel de estrés hídrico medio - absoluto per cápita. Las zonas del norte del país con potencial eólico están consideradas como nivel estrés hídrico medio con una disponibilidad de agua de 1000 - 1700 m^3 por persona en todo el año [31]. Las regiones de Ica y Moquegua están bajo la clasificación de nivel crónico, con niveles de disponibilidad hídrica de 500 - 1000 m^3 por persona en todo el año. Mientras que la zona norte de Arequipa con potencial eólico se encuentra bajo la clasificación de escasez hídrica absoluta ($<500 m^3$) [31].

El consumo de agua requerida por el sistema electrolizadores, generalmente, es alrededor de 9 litros por kilogramo de hidrógeno producido [14], por lo tanto, en la medida que se desee incrementar la capacidad de producción de H₂V en la planta, mayor será la demanda hídrica por cubrir. En ese sentido, dadas las condiciones de escasez hídrica en las zonas de potencial eólico, la cantidad de recurso hídrico requerido por la planta de hidrógeno debe evitar comprometer el desarrollo de actividades previas en las zonas cercanas a la zona de emplazamiento que requieran acceso y disponibilidad al recurso hídrico y no debe disminuir las reservas de agua destinadas para la población. Esto, debido a que en el proceso electrolítico se requiere de la separación de la molécula del agua para obtener hidrógeno, en el cual no es posible realizar ciclos de recuperación del recurso hídrico en la etapa posterior a la producción (a excepción de su transformación hacia electricidad mediante una pila de combustible); por lo tanto, es imprescindible evitar zonas de alto o moderado estrés hídrico. A nivel nacional, hasta diciembre del 2021, se han identificado 110 conflictos sociales de carácter socioambiental, representando un 44% de la cantidad de conflictos sociales en el país [32]. La clasificación de los casos registrados por actividad económica señala que los sectores como la minería y los hidrocarburos contribuyen en cerca del 95% de la totalidad con 83 y 21 casos, respectivamente. Mientras que la clasificación por tipología de la totalidad de casos registrados indica que existen seis casos relacionados a recursos hídricos que representan menos del 2.5% de los conflictos

sociales [32]. Dichos casos corresponden a las provincias de Tumbes, Piura, Cajamarca, Áncash, Arequipa y Huancavelica [33].

En vista de que la mayoría del vasto potencial eólico se encuentra ubicado en zonas de estrés hídrico y en miras de no afectar la disponibilidad hídrica presente y futura con la implementación de una planta de H2V, es necesario optar por métodos alternativos para la obtención de agua. La desalinización de agua de mar por ósmosis inversa es uno de ellos, este proceso consiste en la captación del recurso hídrico proveniente del mar a través de un sistema de bombeo, una vez captada, pasa por un proceso de remoción de partículas marinas. Luego, es impulsada hacia las membranas del equipo de ósmosis inversa a un nivel de alta presión para separar las sales y minerales del agua. Como resultado de ello, se obtienen dos productos tales como el agua desalada y la salmuera, siendo este último el que contiene la mayor cantidad de sales [34].

En el proceso de ósmosis inversa, de la cantidad total de agua de mar ingresada a la planta de desalinización, solo el 40% es agua desalada y puede ser utilizada para la producción de hidrógeno, mientras que el 60% restante, generalmente, regresa al mar [35]. Este residuo producto de la desalación de agua de mar puede llevar a contener hasta 1.5 o 2 veces más contenido de sal que el agua de mar que ingresó al proceso [35], [36]. El vertimiento directo de la salmuera en el mar ocasiona un incremento del nivel de salinidad del océano que puede llegar a afectar ecosistemas marinos sensibles al no estar acostumbrados a una mayor concentración de sales [36]. Para evitar tal situación, una opción es optar por conversión de la salmuera en hidróxido de sodio o también conocido como sosa caustica, la cual se puede emplear en una etapa de pretratamiento de la corriente de ingreso de agua de mar a la planta de desalinización. Con ella, es posible alterar el nivel de acidez del agua con la finalidad de disminuir el efecto de ensuciamiento que se da en las membranas usadas en la filtración, siendo esta una de las principales razones por las que se interrumpe la operación de desalinización de agua de mar [37]. Adicionalmente, la salmuera puede ser empleado como materia prima en la industria cloroalcalina, si se añade una etapa de nanofiltrado para reducir su contenido de calcio y magnesio para que sea lo suficientemente bajo y aceptable para los procesos de esta industria [36], [37].

En vista de lo expuesto anteriormente, para fines de la presente tesis, la fuente hídrica que ha de suministrar a la planta de producción de hidrógeno será proveniente del mar a través de un proceso de desalación de agua de mar por ósmosis inversa (SWRO, por sus siglas en inglés). Por lo tanto, se empleó costos de agua desalinizada con suministro eléctrico proveniente de fuentes renovables para la evaluación económica.

1.3.3 Electrolizadores de agua

A la fecha, existen tres tecnologías de electrolizadores que se emplean y estudian en el mercado global de producción de hidrógeno: (a) Alcalino, (b) Membrana de Electrolito Polimérico (PEM, por sus siglas en inglés) y (c) Celda Electrolizadora de Óxido Sólido (SOEC, por sus siglas en inglés). La aplicación de los electrolizadores SOEC para la producción de hidrógeno aún se encuentra bajo estudio en materia de electrólisis del agua. A diferencia de los electrolizadores PEM y Alcalino, esta tecnología aún no goza de una madura escala comercial en el mercado global del hidrógeno [24]. Por lo tanto, únicamente, las tecnologías de electrólisis del agua tipo PEM y Alcalino serán descritas en este estudio para la producción del hidrógeno verde.

1.3.3.1 Electrolizador Alcalino

La tecnología de electrólisis de agua tipo alcalino es la más desarrollada a nivel global y es considerada como una tecnología de escala madura en la producción de hidrógeno. Las principales partes de todo electrolizador son los electrodos, el electrolito y el separador o membrana (ver **Figura 1.8**). En los electrolizadores tipo alcalino, el electrolito es una solución acuosa que debe estar compuesto por una alta concentración, generalmente, de hidróxido de potasio (KOH) para mejorar la eficiencia del electrolizador en la conducción de la electricidad [23]. El separador que mantiene la distancia entre el electrodo positivo y negativo está hecho de óxido de zirconio (ZrO_2), mientras que el material empleado en los electrodos es de acero inoxidable recubierto de Níquel [22]. Esto último debido a que el níquel es un material con buena conductividad eléctrica y con moderada resistencia ante el contacto con soluciones corrosivas, condición que no se produce en alto grado en este tipo de tecnología. Además, es un material de bajo costo, esto

permite obtener condiciones de operación estables en el sistema sin elevar en gran medida su costo de inversión.

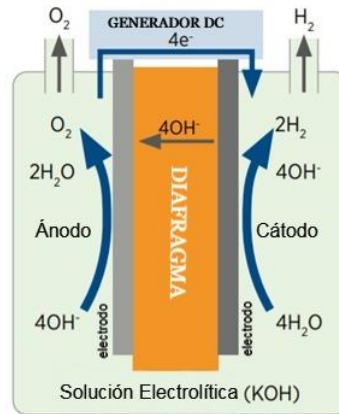


Figura ¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí.**8**
Proceso de reacción en un electrolizador alcalino [22]

El empleo de electrolizadores tipo alcalino es recomendable cuando se desea atender grandes y estables cantidades de producción de hidrógeno. En ese caso, es recomendable que el suministro de electricidad permanezca casi estable en todo momento de su operación y con poco nivel de interrupción, esto se debe a que su mínimo rango permisible de operación es del 10% de la capacidad nominal y los tiempos de respuesta en frío son largos (10 - 40 minutos) [24]. Por lo tanto, no ofrece mucha flexibilidad en su operación si el suministro de energía es proveniente de una fuente variable. Este aspecto es fundamental para la selección de la tecnología adecuada debido a que su clasificación como de procedencia “verde” requiere únicamente energía renovable no convencional y, en el contexto peruano, éste es proveniente exclusivamente de la energía eólica y solar.

Los electrolizadores del tipo alcalino presentan un menor consumo de energía, expresado en kWh/kgH₂, en el proceso de producción de hidrógeno comparado con el electrolizador tipo PEM, esta es una característica técnica de alta relevancia para el dimensionamiento del parque energético renovable, ya que significa que para atender un nivel de demanda de hidrógeno específico se requerirá menos energía que otras tecnologías. Asimismo, otro parámetro técnico relevante en los electrolizadores es el ciclo de vida útil de la celda de los electrolizadores, que en este tipo de tecnología oscila entre 80,000 –

90,000 horas de operación. Una vez excedido dicho tiempo es necesario un reemplazo de la celda del equipo para continuar con la operatividad de la planta [22], [24]. En vista de que la mayoría de los proyectos energéticos de energía renovable (eólico y solar) el ciclo de vida útil es de 25 – 30 años, es necesario incluir los costos relacionados al reemplazo de dicha unidad.

1.3.3.2 Electrolizador PEM

La tecnología de electrólisis de agua tipo PEM, a diferencia de los de tipo alcalino, no requieren solución acuosa electrolítica. En este caso, el electrolito es una membrana polimérica de ácido perfluorosulfónico (PFSA, por sus siglas en inglés) con un grosor, generalmente, de 0.2 mm diseñados con el objetivo de reducir la resistencia óhmica entre los electrodos y, con ello, incrementar la eficiencia del sistema. En este tipo de membranas es posible soportar altos niveles de presión diferencial, de tal forma que se tienen presiones de hasta 70-80 bar en la celda del electrolizador mientras que en el lado del oxígeno puede estar operando a presión atmosférica [22].

En los electrodos de los electrolizadores tipo PEM, es necesario el uso de materiales basados en titanio y, adicionalmente, recubrimientos de protección, en vista del ambiente oxidativo que proporciona la membrana ácida PFSA al interior del electrolizador es severo (ver **Figura 1.9**), ello con la finalidad de evitar efectos agresivos y fluctuantes en el equipo generados por la membrana ácida y, con ello, optimizar la conductividad eléctrica en la celda electrolítica. Por dicha razón, los costos de inversión de esta tecnología son superiores a los electrolizadores alcalinos.

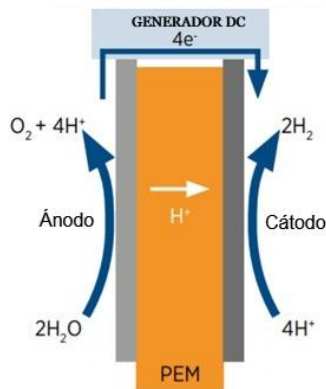


Figura ¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..9
 Proceso de reacción en un electrolizador PEM [22]

Al igual que los electrolizadores de tipo alcalino, es necesario un reemplazo de la celda del electrolizador cuando este excede su tiempo de vida útil. En el caso del tipo PEM, la cantidad de horas de operación es menor y se encuentran en el rango de 60,000 – 80,000 horas [14]. Debido a que la mayoría de los proyectos energéticos renovables contempla un periodo de operación de 25 – 30 años, es necesario incluir los costos de reemplazo de la celda, el cual se estima que puede alcanzar el 2% del CAPEX del electrolizador [22].

Una ventaja que presenta esta tecnología de electrólisis de agua es que los rangos de operación de capacidad nominal de producción pueden llegar a alcanzar un nivel mínimo de producción de 0% y un máximo nivel de producción del, dependiendo del fabricante, 160% [22], lo cual permite operar con variaciones de potencia de suministro de la red eléctrica y agregar flexibilidad en el proceso. Asimismo, la capacidad de disponer de tiempos de arranque rápidos resultan ser un factor distintivo entre otras tecnologías para la integración eléctrica con energías de producción variable [24]. Para más información sobre los detalles de las características de cada tecnología de electrólisis, en una línea de tiempo actual, ver **Tabla 1.4**.

Parámetros técnicos	ALK	PEM
Consumo de energía (kWh/kg H ₂)	57 - 60	50 - 83
Densidad de corriente nominal	0.2 – 0.8	1 - 2

(A/ cm ²)		
Capacidad específica de producción H ₂ (MW/Nm ³ H ₂ / h)	0.0046	0.0047
Eficiencia	63-70%	56-60%
Ratio de consumo de agua (L/Nm ³ H ₂)	0.9-1	0.9-1
Presión de operación de salida (bar)	1-30	30-80
Temperatura de operación (°C)	60-90	50-80
Tiempo de respuesta en frío (hasta carga nominal)	Lento sistema de respuesta (<40-50 min)	Rápido sistema de respuesta (1- 10 min)
Ciclo de vida útil (h)	83,000 - 90,000	60,000 - 80,000
Rango de operación (%)	10-110	0-160
Uso de área (m ² /kWe)	0.095	0.048
Área de los electrodos	3 m ²	1,500 - 2,000 cm ²
Material del electrodo	Acero Inoxidable Niquelado	Materiales basados en Titanio
Nivel de pureza hidrógeno (%)	≥ 99.95 - 99.9998	>99.9999
Solución electrolítica	Solución electrolítica acuosa (Hidróxido de Potasio)	Agua pura
Requiere recuperación de solución electrolítica	Si	No

Tabla 0.4 Características técnico – económicas de los electrolizadores de agua [11], [14], [22], [24]

Para los fines de la presente tesis, se optó por los electrolizadores con tecnología PEM dada su mayor compatibilidad con el suministro energético con energías de alta variabilidad característico de la energía eólica. Esto se debió a que los tiempos de respuesta en frío son menores a los que presenta la tecnología alcalina. Sumado a ello, permite operar con una mayor flexibilidad en rangos de capacidad del sistema de electrolizador, lo que es idóneo para el comportamiento variable que presenta la energía eólica. Inclusive, permite operar más del 150% de su capacidad nominal en pequeños intervalos de tiempo, permitiendo no afectar al activo si se generan picos de generación de

energía eólica. Asimismo, el nivel de pureza del hidrógeno es ligeramente superior con la tecnología PEM y requiere menos extensión de área para su emplazamiento.

1.4 Costos de producción de plantas de hidrógeno verde

Con la finalidad de evaluar la factibilidad de diferentes escenarios de implementación de una planta de hidrógeno, es necesario realizar una evaluación en materia técnica y económica que incluya todos los elementos relevantes y pertinentes a la naturaleza del presente estudio. El principal indicador de comparación entre los escenarios propuestos será el valor del LCOH y el precio de venta del H₂V, siendo el de menor valor obtenido de LCOH el que indique el mejor escenario, entre las opciones evaluadas, para la inserción de dicho escenario de coproducción de electricidad e hidrógeno en el mercado energético peruano. Para ello, es necesario describir las variables relacionadas a él, siendo algunas de ellas el CAPEX, OPEX, tasa de degradación anual, tiempo de vida útil de la planta, tasa de descuento, entre otros [38], [39]. El CAPEX es el componente que comprende la inversión inicial destinada para planta de H₂V que incluye el sistema de electrolizadores y, según el escenario evaluado, la línea de transmisión para interconexión. Mientras que, el OPEX es el componente que abarca la suma de los costos asociados de la operación (electricidad, pago de deuda, consumo hídrico, entre otros), mantenimiento y reemplazo de equipamiento de la planta durante su ciclo de vida útil para mantenerla en condiciones normales de operación y preservar el estado de los activos [39]. Cabe precisar que, dado que se contempla un abastecimiento hídrico proveniente de un proceso de desalación de agua de mar, se incluye el costo de agua de mar desalada para la producción de hidrógeno. Asimismo, el costo de electricidad para el suministro de energía al sistema de electrolizadores será basado en el valor de LCOE de la central eólica y el volumen de energía requerido para la producción de H₂V.

La producción anual de H₂V se ve afectada por la tasa de degradación de producción de energía, el cual es dependiente de la tecnología renovable que suministrará la electricidad al sistema de electrolizadores. Este factor se origina ante la pérdida de

eficiencia global del parque energético renovable que se interpreta como la disminución de los valores nominales de operación de los aerogeneradores desde el año de la puesta en operación comercial (POC) hasta la culminación del ciclo de vida útil [40]. Asimismo, el sistema de electrolizadores cuenta con una tasa de degradación para evaluar unas condiciones conservadoras de operación. En vista de lo anterior, dentro del modelo económico, el componente de CAPEX y OPEX de la planta de H2V queda expresado tal como se muestra en (1.8) y (1.9):

$$\text{CAPEX}_{planta} = C_{eólica} + C_{electrolizadores} + C_{LT} \quad (1.8)$$

$$\text{OPEX}_{planta} = C_{O\&M} + C_{electricidad} + C_{agua} + C_{deuda} + C_{reemplazo} \quad (1.9)$$

En base a ello, se determina el costo nivelado de hidrógeno, siendo calculado mediante la suma de la inversión inicial de la planta de hidrógeno verde en el año cero y el componente económico asociado al OPEX para luego ser dividida por la producción total de hidrógeno. Tanto el OPEX como la producción de hidrógeno se evalúan bajo una misma tasa de descuento para traer los valores futuros de dichos parámetros a valores presentes. El cálculo de dicha variable ha de indicar cuál de las opciones evaluadas es más atractiva, en términos técnicos y económicos, para el desarrollo de una planta de H2V bajo la disponibilidad de recurso eólico en el territorio peruano. La ecuación empleada para su cálculo sigue la misma lógica que se emplea para el cálculo del LCOE en plantas de energía renovable y queda expresada en (1.10) [38], [41].

$$LCOH = \frac{\text{CAPEX}_{planta} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{OPEX}_{planta}(t)}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{H(t)}{(1+i)^t}} \quad (1.10)$$

Donde:

LCOH: Costo nivelado de hidrógeno, expresado en USD/ kgH₂

CAPEX_{planta}: Inversión inicial de la planta, expresado en USD

$OPEX_{planta(t)}$: Costo anual de operación y mantenimiento en el año t , expresado en USD/año

$H_{(t)}$: Producción anual de hidrógeno, expresado en $kgH_2/año$

i : Tasa de descuento, expresado en %

n : Ciclo de vida útil de la planta, expresado en años (30 años)

Adicionalmente a ello, se estimaron los precios de venta del H₂V para alcanzar una Tasa Interna de Retorno (TIR) predeterminada en cada uno de los escenarios desarrollados. Se consideró que la TIR sea mayor a la tasa de descuento empleada para el cálculo del LCOH, entendiéndose por ella como la tasa de rentabilidad de la inversión realizada en la planta de H₂V.

1.5 Panorama del hidrógeno verde en el contexto peruano

La Asociación Peruana de Hidrógeno (H_2 Perú) estimó una primera aproximación de la futura demanda nacional de hidrógeno verde, expresada en kilo toneladas de H₂V anuales ($ktonH_2V/año$), en tres horizontes de tiempo, siendo 31.3 $ktonH_2V/año$ en 2030, 100.4 $ktonH_2V/año$ en 2040 y 354.8 $ktonH_2V/año$ en 2050, respectivamente. Este cálculo contempla su utilización en seis atractivas aplicaciones dentro la economía peruana tales como refinerías, transporte, inyección en redes de gas natural, minería, fertilizantes y acero. Siendo estas tres últimas las que concentrarían un 73% de la demanda de hidrógeno verde en el 2030 [42].

En la actualidad, no existen plantas ni proyectos piloto de producción de hidrógeno verde en el país. El aspecto normativo resulta ser un desafío actual para la promoción de proyectos de este tipo en vista de que no se dispone de una regulación adecuada para la inserción de esta nueva tecnología [16]. En cuanto a la reglamentación aplicable⁵ [43], ésta

⁵ La regulación aplicable se encuentra en [43] y es la siguiente:
Ley N ° 28256, Ley que regula el Transporte Terrestre de Materiales y Residuos Peligrosos

se encuentra desactualizada, poco detallada y no logra ser suficiente para la introducción del hidrógeno como un vector energético, combustible o como materia prima de procesos industriales dentro de la economía peruana. Esto debido a que, hasta la fecha, el hidrógeno cuenta con regulación genérica, siendo considerado como un gas industrial y más no con fines energéticos. Sin embargo, en el año 2020, fue presentado el Proyecto de Ley N° 6953/2020-CR [44] que buscó promover la inversión de tecnologías basadas en recursos energéticos renovables orientados al sector de generación de electricidad, donde el Artículo 6 que abarca sobre Promoción de Proyectos de Producción de Hidrógeno Verde, propone al MINEM como ente encargado de la formulación y aprobación del Plan Nacional de Desarrollo del Hidrógeno Verde. Adicionalmente, H_2 Perú en el 2022 propuso un Proyecto de Ley de promoción del Hidrógeno Verde, el cual tiene por objeto incentivar el desarrollo de una estrategia nacional bajo el liderazgo del MINEM para sentar las bases en la agenda energética del país a través de un marco regulatorio apropiado para el desarrollo de esta tecnología y, con ello, lograr superar la brecha normativa [45].

A diferencia del contexto peruano, en Chile se publicó una Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno en el año 2020 [46], este comprende veinte (20) ítems que incluyen reglamentos, manuales, recomendaciones y modificaciones. Dicha propuesta tuvo la finalidad de analizar la regulación existente sobre el hidrógeno y, bajo ello, proponer un plan de acción a nivel nacional que busque dar estabilidad y seguridad jurídica al hidrógeno como recurso energético. De los reglamentos señalados en la propuesta regulatoria, tres de ellos, relacionados al uso energético como combustible, están orientados a un desarrollo en el corto plazo (2020 – 2024), siendo el Ministerio de Energía de Chile (MEN) la entidad designada para su realización. En el Proyecto de Ley propuesto por H_2 Perú [45], se busca que la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde establezca las metas de corto, mediano y largo plazo para la contribución en la reducción de los GEI a través de los

Decreto Supremo N ° 021-2008-MTC, que aprobó el Reglamento Nacional para el Transporte Terrestre de Materiales y Residuos Peligrosos

Norma Técnica Peruana NTP 512.001: 1989 (Revisada en 2012) “Requisitos para el almacenamiento, transporte, manejo y transferencia de gases comprimidos”

Norma Técnica Peruana NTP 399.013: 1974 (Revisada en 2012) “Colores de Identificación de Gases Industriales Contenidos en Recipientes a Presión, como Cilindros, Botellas y Tanques”

NDC asumidos en el Tratado de París, desarrolle un marco normativo para esta tecnología y, detalle las acciones y entidades responsables para cumplir las metas establecidas. De tal forma que, el contenido mínimo, entre otros, que debe contemplar son el marco regulatorio técnico, mecanismos de incentivos tributarios y financieros, y mecanismos de obtención de certificados de fuente de origen verde.

En el año 2020, Chile se propuso llevar a cabo su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde a través de tres etapas: (i) Activación de su industria doméstica y desarrollo de la exportación, (ii) Apalancamiento de experiencia local para inserción en mercados internacionales de hidrógeno y (iii) Aprovechar las economías de escala para liderar los mercados globales [47]. Donde la primera etapa abarca desde el 2020 hasta el 2025 y las dos últimas etapas desde 2025 hasta 2030. De tal forma, que al 2030, este país tiene como meta ser líder en producción de hidrógeno con electrólisis de agua y producir el hidrógeno más competitivo a nivel global. En Perú, únicamente se dispone del Proyecto de Ley que busca desarrollar nuestra estrategia nacional, esto nos deja en una posición de desventaja en la participación del mercado global de hidrógeno, a pesar de ser capaces de alcanzar costos de producción competitivos [48]. Sin embargo, se puede gozar de las lecciones aprendidas de los países que vienen desarrollando esta tecnología, tanto para consumo local o fines de exportación, así como del incremento de eficiencia de las tecnologías de producción y, con ello, desarrollar un marco regulatorio adecuado y coherente para la formulación de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde basándose en las condiciones técnicas, ambientales, sociales y regulatorias aplicables a nuestro país y fomentar su utilización en el sector energético.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

El proceso de la investigación está enfocado en el logro de cada uno de los objetivos específicos determinados en la presente investigación. La ejecución de la tesis inició con una evaluación preliminar de la disponibilidad de recurso eólico a lo largo del territorio peruano para determinar zonas potenciales para el emplazamiento de la planta de producción de hidrógeno verde y, en base a ello, se realizó una evaluación cuantitativa multicriterio en materia técnica-económica para identificación de zona de emplazamiento de la planta. Luego, se procesó y analizó la velocidad de viento en perfiles promedios horarios para evaluar la variabilidad del recurso y extrapolar los datos al nivel de elevación requerido. Esto, con la finalidad de desarrollar el diseño conceptual de la central eólica, basada en la determinación de disponibilidad de área, selección de tecnología, emplazamiento de aerogeneradores, evaluación del punto de conexión, entre otros.

Posteriormente, se determinó la capacidad de producción de energía eléctrica de la central y el máximo nivel de producción de hidrógeno verde de la planta mediante el dimensionamiento de los sistemas de electrolizadores, lo que permitió estimar la demanda de recurso hídrico requerido para el proceso de electrólisis de agua desalada de la presente tesis. Posterior a ello, se procedió con la determinación de los escenarios de coproducción en base a información de la variabilidad del recurso eólico con granularidad promedio horaria a lo largo de los meses del año. Finalmente, se procedió con la evaluación económica de cada uno de los escenarios planteados con la finalidad de obtener sus respectivos LCOH e identificar el que presente las mejores prestaciones tanto técnica como económicamente, así como un análisis de sensibilidad para analizar el impacto de ciertas variables en el costo de producción del hidrógeno. El flujograma presentado en la **Figura 2.1**, muestra el proceso de cada uno de los pasos descritos anteriormente.

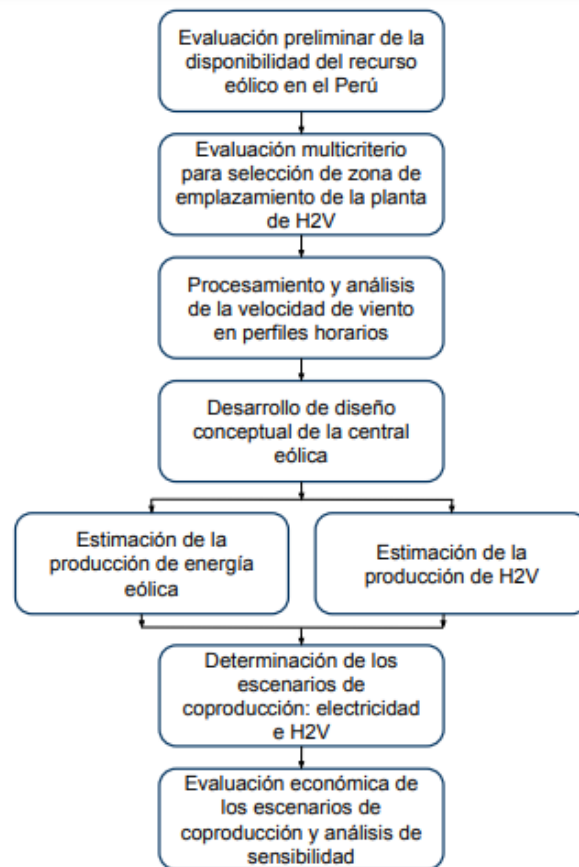


Figura *¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí.***1**

Flujograma de la metodología de investigación

2.1 Selección de la zona de emplazamiento de la planta de H2V

En primera instancia, a través de la descarga de datos de Global Wind Atlas (GWA), se realizó una evaluación preliminar de aquellas zonas que presentaban mejores prestaciones de recurso eólico a nivel nacional, entendiéndose con ello, la identificación de áreas en el territorio peruano que presentaran velocidades de viento, a una altura de medición de 100 metros de elevación, identificadas con las clases de viento de la IEC 61400. En ese sentido, aquellas zonas con velocidades de viento menores a 6 m/s (clase IV) fueron descartadas para la delimitación de los polígonos potenciales para el emplazamiento de la planta de producción de hidrógeno debido a que, para fines de la presente tesis, se definió como la velocidad límite inferior de clasificación de aerogeneradores. Dicho

procedimiento, se realizó a través de la importación de datos “.TIF” y clasificación por rangos en la plataforma QGIS. Bajo dicha premisa, se optó por desarrollar una matriz multicriterio para determinar la zona de emplazamiento más adecuada para la producción de hidrógeno con energía eólica on-shore entre las propuestas. Por medio de ella, fue posible realizar una comparación cuantitativa de criterios técnico-económicos entre las áreas evaluadas para determinar la zona con mejores prestaciones para la implementación de la planta de H2V en el país.

Para ello, se llevó a cabo un análisis de los criterios relevantes al definir un área para la producción de hidrógeno en materia de limitaciones o restricciones. Entre éstas, se identificaron como criterio de exclusión a la existencia de infraestructura eléctrica existente, interferencia en alguna Área Natural Protegida (ANP), interferencia en zonas de amortiguamiento colindantes a alguna ANP, aquellas zonas donde se identificó la existencia de centros poblados y zonas con concesión definitiva de generación aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM). Dichos criterios de exclusión se basaron en la utilización previa y recomendaciones realizadas en diversas literaturas [49]–[52], así como disponibilidad de información de entidades normativas y regulatorias en el marco eléctrico peruano, las cuales han sido empleadas para la locación de parques energéticos renovables y, además, por su relevancia en la presente investigación, ver **Tabla 2.1**.

Criterio	Tipo de Dato	Fuente de información
Existencia de infraestructura eléctrica operativa	Geojsonfile y Web Map Server (WMS)	Organismo Supervisión de la Inversión en Energía y Minas [53]
Existencia de centros poblados	Web Map Server (WMS)	Instituto Geográfico Nacional [54]
Áreas Naturales Protegidas	Shapefile (SHP)	Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas [55]
Zonas de Amortiguamiento	Shapefile (SHP)	Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas [55]
Zonas de concesión definitivas de proyectos de generación de energía eléctrica ⁶	Shapefile (SHP)	Ministerio de Energía y Minas [56]

Tabla 0.1 Criterios de exclusión para áreas de producción de H2V

⁶ Concesiones definitivas de proyectos de generación de energía eléctrica hace referencia a aquellos proyectos que cuentan con dicha autorización otorgada por el MINEM que aún no han alcanzado su puesta de operación comercial en el SEIN

En la selección de la zona de emplazamiento de la planta de H2V es estrictamente necesario que esta no presente interferencia con zonas destinadas para las líneas de transmisión, centrales eólicas en operación y subestaciones eléctricas en operación, debido a que dichas zonas ya cuentan con servidumbres de ocupación del área para sus respectivas actividades operativas, por lo tanto, no están disponibles para los fines productivos de la presente tesis. Adicionalmente, se excluye toda área donde se identificase centros poblados esto con la finalidad de evitar afectaciones a las personas cerca de la ubicación de la planta [49].

No se contempla el emplazamiento de la planta de H2V en zonas clasificadas como Áreas Naturales Protegidas, entre las cuales, según la Ley N°26834 [57], comprende Parques Nacionales, Santuarios Nacional, Santuarios Históricos, Reservas Paisajísticas, Refugios de Vida Silvestre, Reservas Nacionales, Reservas Comunales, Bosques de Protección y Cotos de Caza. Sumado a ello, se descarta aquella área que esté dentro o interfiera parcialmente las Zonas de Amortiguamiento, entendiéndose como zonas contiguas a las Áreas Naturales Protegidas que requieren de un tratamientos específicos y especializados para garantizar su conservación. La razón del empleo de estos criterios para la exclusión de áreas destinadas para H2V se basa en la reducción del impacto ambiental en la flora y fauna en los respectivos ecosistemas reconocidos por la entidad supervisora y el cumplimiento de la normatividad ambiental vigente.

En adición a lo mencionado anteriormente, se optó por descartar como área de estudio aquellas donde los proyectos dispongan de una concesión definitiva de generación de energía eléctrica en vista de que en dichas áreas únicamente las empresas que gozan de la autorización del MINEM de dicho procedimiento son las que cuentan con la autorización de imposición de servidumbre en el área de concesión para la construcción y correspondiente puesta en operación de la central de generación.

En ese sentido, dichos criterios permitieron definir las potenciales zonas de emplazamiento para ser sometidas a una comparación cuantitativa mediante la evaluación multicriterio, para ello se desarrolló un sistema de puntuación para cada criterio técnico y

económico. Este fue dividido en tres niveles: 1 para las peores condiciones, 2 para las medias condiciones y 3 para las mejores condiciones, sujeto al rango de clasificación de cada respectivo criterio de evaluación. Cada criterio dispone de un peso equivalente de calificación distinto al otro y está definido en función de su relevancia para los fines de la presente tesis y basado en referencias de literatura a nivel global [49]–[52]. A continuación, se indican los pesos equivalentes de cada criterio y la fuente de información de donde se obtuvieron los datos de análisis, siendo clasificados por tipo de criterio, ver **Tabla 2.2**.

Clasificación del criterio	Criterio	Peso equivalente	Fuente de información
Técnico	Disponibilidad de recurso eólico	16.1%	Global Wind Atlas [58]
Económico	Proximidad de recurso hídrico	16.1%	Elaboración propia a partir de QGIS
Económico	Proximidad de punto de conexión	12.9%	Organismo Supervisión de la Inversión en Energía y Minas [53]
Económico	Ubicación geográfica	12.9%	Plataforma Nacional de Datos Georreferenciados del Perú [33]
Técnico	Zonas de concesión temporal de proyectos de generación de energía eléctrica	12.9%	Ministerio de Energía y Minas [59], [60]
Económico	Nivel de elevación	9.7%	SRTM Downloader QGIS
Económico	Proximidad de vías de acceso	9.7%	Ministerio de Transporte y Comunicaciones [61]
Técnico	Disponibilidad de área	9.7%	Basado en la evaluación preliminar de recurso eólico

Tabla 0.2 Criterios técnicos y económicos para posibles zonas de producción de H2V

Los pesos equivalentes señalados en la **Tabla 2.2** fueron determinados según la importancia de cada criterio para la toma de decisión en la selección de zona de emplazamiento basándose en [49], [50], [52]. La división entre el puntaje correspondiente a cada criterio y la sumatoria total de los puntajes asignados, indicó el peso equivalente correspondiente a cada uno, siendo la suma de los pesos equivalentes de cada criterio igual a 100%. En base a lo mencionado, el puntaje ponderado de cada criterio evaluado en la presente tesis será calculado mediante (2.1).

$$P_p = P_i \times p_e \quad (2.1)$$

Donde:

P_p : Puntaje ponderado de cada criterio

P_i : Puntaje de cada criterio

p_e : Peso equivalente de cada criterio

De esta forma, la sumatoria del puntaje ponderado de cada uno de los criterios evaluados para cada una de las opciones de emplazamiento estableció el puntaje total para cada una de ellas, ver en (2.2). La zona de emplazamiento con mayor puntaje ponderado fue seleccionada como la mejor zona de emplazamiento para la planta de producción de hidrógeno verde.

$$P_t = \sum_1^8 P_n \quad (2.2)$$

Donde:

P_t : Puntaje total de cada zona de emplazamiento

P_n : Puntaje ponderado del criterio n

2.1.1 Disponibilidad de recurso eólico

Se extrajo la capa de información de la velocidad de viento promedio anual de todo el territorio peruano a través de GWA⁷, esto fue posible mediante la subida de archivos *Shapefile* del área de las posibles zonas de emplazamiento. En la sección de “Download”, se escogió la opción de “GIS files & API access”. Luego, se insertó en país a Perú, en capa a “Wind-speed” y en seleccionar altura se optó por los 100 metros para, finalmente, poder descargar los datos de las zonas de interés. El tipo de archivo descargado es “TIF”, cuyo formato es admisible en el sistema de información geográfica QGIS. Este software se usó para la visualización, identificación y clasificación del recurso eólico en todo el territorio nacional. La relevancia de esta información para fines de la tesis yace en el soporte técnico dentro del proceso de identificación preliminar de zonas con potencial de aprovechamiento

⁷ Disponible en: <https://globalwindatlas.info/download/gis-files>

de recurso eólico a nivel nacional y, con ello, poder clasificar en tres rangos de puntuación a aquellas zonas en función la velocidad de viento identificada. A continuación, se indican los niveles de puntuación en función al criterio indicado, ver **Tabla 2.3**. El sistema de puntuación se basó en la clasificación de clase de turbina propuestas en el IEC 61400 [27].

Criterio	Puntuación
Velocidad del viento ≥ 10 m/s (I)	3
$8.5 \leq$ Velocidad del viento < 10 m/s (II)	2
$7.5 \leq$ Velocidad del viento < 8.5 m/s (III)	1

Tabla 0.3 Sistema de puntuación para el criterio de disponibilidad de recurso eólico

2.1.2 Proximidad del recurso hídrico

Adicionalmente al recurso eólico, es estrictamente necesaria la disponibilidad hídrica en la producción de H2V. Tal y como se describió en el Marco Teórico, se contempla la disponibilidad de agua desalada para el abastecimiento hídrico de la planta en la evaluación económica. Por lo tanto, el sistema de puntuación se basa en la distancia del área DE posible zona de emplazamiento hacia la zona costera para la obtención de agua de mar. Esto se debe a que, se trabajó bajo el supuesto de que la planta desaladora de ósmosis inversa que provea el recurso hídrico estaría ubicada cerca al litoral peruano con la finalidad de reducir costos de transporte en el proceso de extracción de sales y minerales o el planteamiento de una futura sinergia de abastecimiento energético con excedentes de generación de la central eólica hacia un sistema de ósmosis inversa. En ese sentido, para no disponer de costos significativos en la logística del agua desalada, se definió como zona más favorable a aquellas que se encuentren más cercanas al recurso hídrico proveniente del mar. Cabe resaltar que, los rangos establecidos en el sistema de puntuación de la proximidad del recurso hídrico no fueron obtenidos mediante algún método disponible en QGIS debido a que la delimitación del rango de medida abarcaba un amplio conjunto de datos que no permitía una puntuación diferenciada entre las zonas evaluadas. Por ello, se optó por la propia delimitación de rangos de puntuación del acceso al recurso, los cuales se muestran a continuación en la **Tabla 2.4**.

Criterio	Puntuación
Fácil acceso (< 4 km)	3
Parcialmente difícil acceso (< 20 km; > 4 km)	2
Difícil acceso (> 20 km)	1

Tabla 0.4 Sistema de puntuación del criterio de proximidad del recurso hídrico

2.1.3 Proximidad de punto de conexión

Se contempló la interconexión de la central eólica que suministra energía eléctrica al sistema de electrolizadores en el caso de inyección de los excesos de energía al SEIN para recepción de ingresos por comercialización de energía. En ese sentido, se requirió realizar la identificación de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas alrededor de las posibles zonas de emplazamiento, las cuales fueron obtenidas por el servicio habilitado por Osinergmin a través de un *Web Map Server* (WMS) habilitado en el Mapa Energético Minero [53], [62]. Por lo tanto, en base a lo anterior, se estimó la distancia al punto de interconexión más cercano a las posibles zonas de emplazamiento. En aquellos casos donde la subestación eléctrica o línea de transmisión más cercana se encuentre a un nivel de tensión inferior a 220 o 138 kV, se descontó una escala de puntuación debido a la mayor cantidad de pérdidas de energía que éstos producen en la transmisión generado por el Efecto Joule. Esto debido a que, un menor nivel de tensión implica mayor corriente por transmitir y, con ello, se genera que las pérdidas de energía, expresadas en I^2R , sean mayores y las cuales se darán en toda la etapa de operación de la central a lo largo de su ciclo de vida útil.

Bajo dicha premisa, se evaluaron las longitudes de interconexión a subestaciones eléctricas (S.E.) o líneas de transmisión (L.T.) de 220 kV/138 kV/60 kV, siendo el sistema de puntuación el indicado en la **Tabla 2.5**. Cabe mencionar que, los rangos de asignación de puntaje fueron obtenidos producto de la estimación preliminar de las zonas posibles de emplazamiento mediante criterio propio en QGIS. Cabe precisar que la identificación de puntos de conexión de cada una de las zonas evaluadas se basó en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 [63].

Criterio	Puntuación
LT < 20 km	3
20 < LT < 30 km	2
LT > 30 km	1

Tabla 0.5 Sistema de puntuación del criterio de proximidad de infraestructura eléctrica

2.1.4 Ubicación geográfica

Con base en la identificación de aquellas zonas con mayor potencial de consumo de hidrógeno verde hacia el 2030, se insertó la clasificación de las zonas de interés a evaluar en función de su ubicación geográfica en el territorio nacional, ver **Tabla 2.6**. Cabe resaltar que, la clasificación de puntajes se basó en el análisis realizado por H2 Perú en [16], este clasifica en tres regiones el territorio nacional en base a su intensidad de desarrollo económico y relación de consumo potencial de H2V, siendo la zona Sur la de mayor puntuación dado a la estratégica inserción y uso que podría tener el hidrógeno en dicha región.

Criterio	Puntuación
Sur	3
Centro	2
Norte	1

Tabla 0.6 Sistema de puntuación del criterio de ubicación geográfica

2.1.5 Superposición con concesiones temporales

Se incluyó como variable de análisis a aquellas zonas que cuentan con concesión temporal de generación de energía eléctrica aprobada. El MINEM, entidad que otorga estas autorizaciones, tiene la potestad de autorizar a un tercero el inicio del desarrollo de estudios de factibilidad en territorio del Estado para evaluar el potencial de desarrollo de un proyecto en la zona. En el caso de tener varios proyectos cercanos bajo este esquema, deslumbra un posible riesgo de concurrencia al momento de solicitar una concesión definitiva ante el ministerio. Por tales motivos, se decidió considerar un sistema de puntuación tal como se indica en la **Tabla 2.7**.

Criterio	Puntuación
Sin superposición	3
Superposición parcial	2
Superposición total	1

Tabla 0.7 Sistema de puntuación del criterio de superposición de concesiones temporales de generación de energía eléctrica

2.1.6 Nivel de elevación

Se descargó un modelo digital de elevación (DEM, por sus siglas en inglés) a través del complemento, requiere instalación, del software de QGIS llamado *SRTM Downloader* con la finalidad de identificar qué zonas del país presentan mayores niveles de elevación sobre el nivel del mar. Esto debido a que, a mayor sea la altura de instalación de la planta de H2V, se tendrán mayores costos en lo relacionado a la logística asociada en la operación y mantenimiento, así como también, el incremento de los costos inherentes en la etapa de construcción.

En [49], [50] , se indica que aquellas zonas con niveles de elevación a 2,000 m.s.n.m no son atractivas como posibles zonas de emplazamiento de una planta de producción de H2V por fines técnicos. Por tal motivo, zonas con tales características quedan definidas como menos adecuadas para el desarrollo de la tecnología de interés en la presente tesis. Asimismo, se decidió considerar un punto medio (1,000 m.s.n.m) de elevación para el sistema de puntuación. A continuación, se indican los niveles de puntuación en función al criterio indicado, ver **Tabla 2.8**.

Criterio	Puntuación
Elevación < 1000 m.s.n.m	3
Elevación < 2000 m.s.n.m	2
Elevación > 2000 m.s.n.m	1

Tabla 0.8 Sistema de puntuación para el criterio de nivel de elevación sobre el nivel del mar

2.1.7 Proximidad de vías de acceso

Solo se consideraron como vías de acceso disponibles a aquellas de carácter nacional y que estuviesen asfaltadas [49], las cuales se obtuvieron de la base de datos del MTC [61]. Se procuró que las zonas que estén más cerca a dichas vías sean las que presenten mayor puntuación para la selección de ubicación de la planta de H2V. Esto debido a que se busca reducir a su mínima expresión los costos relacionados al transporte en la etapa de construcción, operación y mantenimiento de la planta, así como acondicionamiento de las rutas de acceso. Sumado a ello, el aprovechamiento de la infraestructura vial existente permite reducir los costos asociados a la construcción de nuevos accesos propios. A

continuación, se indican los niveles de puntuación en función al criterio indicado, **Tabla 2.9**

Criterio	Puntuación
Fácil accesibilidad (< 3 km)	3
Moderada accesibilidad (< 19 km; > 3 km)	2
Difícil accesibilidad (> 19 km)	1

Tabla 0.9 Sistema de puntuación del criterio de proximidad de vías de acceso

Cabe resaltar que, los rangos establecidos en el sistema de puntuación de la proximidad del recurso fueron obtenidos mediante el Método de Rupturas Naturales disponible en QGIS [62] .

2.1.8 Disponibilidad de área

En vista de que las posibles zonas de emplazamiento cuentan con diferentes proporciones y extensiones territoriales, se incluyó como criterio una variable que pudiera diferenciar la disponibilidad de área. Esto con la finalidad de que la capacidad del tamaño de parque eólico, dependiente de la disponibilidad de área, pueda ser tomada en consideración para la selección de la zona de emplazamiento final para la planta de H2V. Por tales motivos, se decidió considerar un sistema de puntuación tal como se indica en la **Tabla 2.10**.

Criterio	Puntuación
Área > 37 km ²	3
16 km ² < Área < 37 km ²	2
16 km ² < Área	1

Tabla 0.10 Sistema de puntuación del criterio de superposición de concesiones temporales de generación de energía eléctrica

Cabe resaltar que, los rangos establecidos en el sistema de puntuación de la disponibilidad de área fueron obtenidos mediante el Método de Rupturas Naturales disponible en QGIS [62].

2.2 Diseño conceptual de la planta de H2V

2.2.1 Procesamiento y análisis de la velocidad de viento

Se optó por la obtención de la velocidad horaria del viento, a lo largo de los 12 meses del año, para establecer un perfil de la disponibilidad del recurso eólico para posterior cálculo de producción de electricidad. Se recurrió a la extracción de datos de viento de la base de datos de GWA para el acceso al conjunto de datos climáticos de la zona seleccionada de emplazamiento de la planta. En el presente trabajo de investigación, fue de interés la base de datos de WSI dentro de la sección de *Wind Speed Variability* de GWA, en la que se encuentra los índices promedio de velocidad de viento de los 12 meses del año basado en información del periodo 2008 – 2017, a un nivel de medición de 100 m de altura. En miras de obtener los perfiles mensuales de la velocidad de viento en la zona de interés, fue necesario el empleo de los valores de WSI horarios y la velocidad media anual de acceso público en GWA [64].

Los datos extraídos contemplan información de todos los meses de los años mencionados y en el rango horario seleccionado desde las 00:00 horas a las 23:00 horas. El formato seleccionado en la descarga de datos fue CSV. Este formato de datos resulta ser compatible con el software Excel, esto permitió su manipulación para los fines de la tesis. De tal forma que, fue posible obtener perfiles horarios de velocidad de viento para cada uno de los meses del año. El cálculo empleado para obtener dichos resultados se indica en (2.3), el cual se basa en el *Wind Index Method* [58].

$$c_i = WSI_i \times v \quad (2.3)$$

Donde:

c : Velocidad del viento en el tiempo i , expresado en m/s

WSI : Índice de velocidad de viento en el tiempo i

v : Velocidad media anual del viento, expresado en m/s

i : Escala temporal de análisis (horaria: 1, 2, ..., 24)

Con ello, es posible obtener el perfil horario promedio a lo largo de los meses del año para análisis de variabilidad de producción de energía. Como se indicó, dichos valores de velocidad de viento son representativos a un nivel de elevación de 100 metros, sin embargo, se requiere conocer la velocidad de viento a la altura de buje del aerogenerador seleccionado. Existen metodologías para la extrapolación vertical de la velocidad de viento, siendo *Power Law*, o también conocida como *Hellmann exponential law*, y *Logarithmic Wind Profile Law* las más empleadas [29], ver (2.4) y (2.5) respectivamente.

$$\frac{v}{v_o} = \left(\frac{H}{H_o}\right)^\alpha \quad (2.4)$$

$$\frac{v}{v_o} = \frac{\ln\left(\frac{H}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{H_o}{z_o}\right)} \quad (2.5)$$

Donde:

v : Velocidad del viento en la altura de buje del aerogenerador, expresado en m/s

H : Altura de buje del aerogenerador, expresado en metros.

v_o : Velocidad del viento de referencia, expresado en m/s.

H_o : Altura de medición de referencia, expresado en metros.

z_o : Longitud de rugosidad, expresado en metros.

α : Factor de fricción o exponente Hellman (valor: $1/7 = 0.14$) [29]

Los resultados de velocidad de viento extrapolados serán comparados bajo ambas metodologías y se optó por la que presentó los valores más conservadores.

2.2.2 Dimensionamiento de la central eólica

2.2.2.1 Determinación de capacidad factible de potencia

A través de la evaluación multicriterio de las zonas identificadas, se obtuvo aquella zona que cumple con los criterios restrictivos y que presenta las mejores condiciones técnico-económicas para la producción de H2V. Una vez definida la zona tales fines, en

adelante “polígono”, se empieza a cuantificar el área de extensión disponible para los fines de producción de hidrógeno la zona indicada. Esto, se puede realizar mediante la creación de un campo nuevo en sección de “Abrir tabla de atributos” en QGIS. Posteriormente a ello, se selecciona la categoría de “Geometría” y, luego, la opción de “\$area”, esta realizará de forma automática el cálculo del área del polígono seleccionado.

Con la finalidad de estimar la máxima capacidad admisible en el polígono, se procedió a realizar una estimación de relaciones de potencia por área, expresado en MW por hectárea (ha). Por tal motivo, se procedió a la obtención de información de las capacidades instaladas de todas las centrales eólicas en operación y el área obtenida en su concesión definitiva para la generación de electricidad en base a lo indicado en [21], [65], [66]. En la **Tabla 2.11**, se indican las potencias instaladas empleadas para el cálculo y el área correspondiente de cada una de las centrales.

Central (C.E)	Potencia Instalada (MW)	Área de concesión (ha)	Zona
C.E. Wayra I	132.30	4,651.50	Sur
C.E. Tres Hermanas	97.15	1,800.00	Sur
C.E. Cupisnique	83.15	1,822.60	Norte
C.E. Marcona	32.00	831.00	Sur
C.E. Talara	30.86	700.00	Norte
C.E. Duna	18.37	303.90	Norte
C.E. Huambos	18.37	326.70	Norte

Tabla 0.11 Resumen de potencias y áreas de concesión de centrales eólicas en operación [21], [65], [66]

En base a lo anterior, se calculó el valor promedio de las divisiones correspondientes entre las potencias instaladas y sus áreas correspondientes, tal como se muestra en (2.6). El valor de la relación entre la máxima potencia por extensión de área se usó para estimar la máxima capacidad eólica que se puede obtener del polígono elegido.

$$R_{\text{área}} = \frac{P_{ce,n}}{A_{ce,n}} \quad (2.6)$$

Donde:

$R_{\text{área}}$: Relación de potencia máxima por extensión de área, expresado en MW/ha

P_{ce} : Potencia de la central eólica “n”, expresado en MW

A_{ce} : Área de la central eólica “n”, expresado en ha

n: Centrales eólica evaluada (1, 2, ..., 6)⁸

En función de la estimación del $R_{\text{área}}$ y la turbina seleccionada, siendo esta última la que indica la potencia nominal atribuida a cada aerogenerador, fue posible determinar la cantidad de aerogeneradores que se pueden instalar en el área disponible del polígono seleccionado y la máxima capacidad de instalación. Seguido de ello, se evaluó si la magnitud del parque energético renovable se encuentra dentro del rango de las capacidades instaladas tanto en centrales en operación como proyectos de generación con concesiones temporales y definitivas basados en energía eólica, **ver Anexo 1**. Esto, con la finalidad de validar si la magnitud del parque propuesto para fines de producción de H2V está acorde a las experiencias de dimensionamiento de parques eólicos actuales y en concordancia con los proyectos en desarrollo próximos a obtener su puesta de operación comercial (POC).

La potencia prevista en las centrales con concesiones temporales es tomada como un valor referencial en la comparación del cálculo preliminar de la central eólica propuesta. Esto debido a que dichas centrales se encuentran en la fase de realización de estudios de factibilidad y/o gestión de permisos, por lo tanto, los valores de potencia instalada resultan ser únicamente referenciales. Dicho esto, se procedió a evaluar si la potencia estimada aprovechable del polígono fue superior a alguna de las centrales en operación y/o centrales con concesión definitiva, o si éste se encuentra dentro de los rangos de operación actuales.

En base a lo mencionado en esta sección, fue posible determinar la cantidad de aerogeneradores posibles de instalar dada la extensión de área del polígono de interés

2.2.2.2 Estimación de la producción de energía

Con el comportamiento de la velocidad del viento obtenida tras lo descrito en la sección 2.2.1, se identificó la clase de viento de la zona seleccionada en base a lo indicado en la **Tabla 1.3**. Dicha clasificación sirvió de delimitación preliminar de la tecnología de

⁸ Cabe precisar que no se consideró la relación obtenida en la C.E. Wayra I debido a que resultó ser inferior en un 40% en comparación con las otras centrales en evaluación.

aerogenerador más apropiada a las condiciones de recurso. Posteriormente a ello, se estimó el nivel de probabilidad de frecuencia de las velocidades en la zona seleccionada desde los 1 hasta los 25 m/s a una altura de buje específica con la finalidad de determinar la magnitud de las velocidades de viento más frecuentes y su nivel de dispersión a lo largo de los meses del año. Dicho procedimiento fue posible a través de una evaluación mensual de la Distribución de Weibull de las velocidades de viento promedio calculadas.

Esto, se realizó para selección la tecnología de aerogenerador que se adecúe mejor, en términos técnicos, intensidad de turbulencia y variabilidad del viento. A continuación, en la **Tabla 2.12** se indican los valores técnicos correspondientes al modelo de aerogenerador propuesto para las clasificaciones de viento de la IEC 61400 basado en la revisión de portafolio de aerogeneradores disponibles en el mercado de las principales empresas.

Características			
Tipo de viento (IEC 61400)	IB	IIA	IIIA
Fabricante	Vestas	Nordex	Siemens
Modelo	V117-3.45 MW	N131/3600	SWT-3.15-142
Generador			
Arreglo	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Potencia nominal (kW)	3,450	3,600	3,150
Nivel de tensión (kV)	0.66	0.66	0.69
Frecuencia de la red (Hz)	50/60	50/60	50/60
Velocidad de rotación (rpm)	-	11,9	13.7
Turbina eólica			
Velocidad de conexión (m/s)	3	3	4
Velocidad nominal (m/s)	12.5	12	11
Velocidad de desconexión (m/s)	25	25	22.5
Rotor			
Diámetro (m)	117	131	142
Área de barrido (m^2)	10,751	13,478	15,829
Torre			
Altura de buje (m)	91.5/116.5/141.5	84/106/112/134	109/129/165

Tabla 0.12 Características técnicas de aerogeneradores por clase de turbina [67], [68]

Es importante señalar que, las características técnicas de los aerogeneradores que se muestran en la **Tabla 2.12** son de aquellos modelos que presentan perfil de aporte de potencia eléctrica en función de la velocidad del viento de acceso público y que presentaron las mejores características técnicas, entre los disponibles [67], [68]. En cada clasificación de viento, se optó por aquellas de mayor área de barrido del aerogenerador y con bajas velocidades de viento de alcance de potencia instalada. Aquellos modelos de aerogeneradores que no se dispusieron perfiles de comportamiento de producción, no fueron considerados para la selección de equipo en la planta de H2V en ninguna de las clases de viento de aerogeneradores disponibles.

Adicionalmente, se decidió realizar estimación de nivel de generación y capacidad de planta en más de un modelo de aerogenerador en la clase de viento correspondiente al proyecto a través de un bloque de programación en el lenguaje Python dentro del entorno de *Google Colab Notebooks*. Esto con la finalidad de evaluar el comportamiento de diferentes aerogeneradores bajos las condiciones del recurso eólico en la zona seleccionada de forma estandarizada. Para ello, fue necesario realizar una regresión polinomial de los valores de C_p disponibles de los modelos de aerogenerador en función de la velocidad de viento debido a que los disponibles se encuentran en rangos de incremento de 1 m/s, sin embargo, los calculados en la zona de proyecto presentan diferentes rangos y mayor precisión decimal. Esto se realizó como se indica en (2.7) a través de Python con la librería *scikit learn*.

$$Cp_i = a_1 \times v + a_2 \times v^2 + a_n \times v^n + b \quad (2.7)$$

Donde, los valores de a_n representan los coeficientes de la regresión polinomial y b el intercepto. El grado de la regresión en cada evaluación de aerogenerador se definió por aquella que presentara mayor correlación y menor *Mean Square Error* (MSE) entre lo estimado y los valores reales de la ficha técnica del aerogenerador. Posterior a ello, se empleó la ecuación descrita en (1.7) para cálculo de la potencia generada en cada uno de los modelos de aerogeneradores de la clase de viento propuestos. Cabe resaltar que, como la máxima potencia de toda la central, está delimitada por la extensión de área, las

variaciones en (2.7) por cada opción evaluada se dan, principalmente, por la cantidad de aerogeneradores y el área de barrido. Dicho cálculo nos indica el aporte de potencia, expresado en MW, del conjunto de aerogeneradores permisibles. Con la finalidad de obtener la producción de energía, se debe recordar las velocidades de viento están en términos horarios, por lo tanto, dichos aportes de potencia se dan en un tiempo de 01 hora de operación, lo cual nos da el cálculo directo expresado en MWh. A dicho valor, se considerará un factor de reducción entre 15-18% debido al efecto estela, pérdidas eléctricas en cableado, consumo en servicios auxiliares, etc. [13], para obtener valores en términos netos. Por último, se debe mencionar que se tomarán las siguientes consideraciones en el aporte de potencia en cada una de las opciones evaluadas:

$$V_i < V_{arranque} \rightarrow P = 0$$

$$V_{arranque} < V_i < V_{nominal} \rightarrow P = \text{Ver ecuación (2.7)}$$

$$V_{nominal} < V_i < V_{corte} \rightarrow P = P_{nominal}^9$$

$$V_i > V_{corte} \rightarrow P = 0$$

Donde, $V_{arranque}$ es la velocidad a la cual las palas del aerogenerador empiezan a girar para transformar la energía mecánica a energía eléctrica, de tal forma que, velocidades por debajo de ella no aportan potencia; $V_{nominal}$ es la velocidad a la cual el aerogenerador alcanza su potencia nominal; y V_{corte} la velocidad límite de operación estable del aerogenerador, por encima de ella, automáticamente se procede con el apagado del aerogenerador con el objetivo de seguridad, preservación y protección del activo y las personas que lo operan. Cabe precisar que la selección del aerogenerador, entre las opciones evaluadas, se basará en aquel que presente mayor nivel de generación y factor de planta.

⁹ Se debe aplicar las pérdidas técnicas asociadas en la generación con la finalidad de obtener cálculos en términos netos

2.2.2.3 Emplazamiento de los aerogeneradores

Se consideró una distancia tres a cinco veces del diámetro del aerogenerador en la dirección predominante del viento o también conocida como distancia entre rotores, mientras que en la dirección perpendicular del viento se consideró una distancia de cinco a nueve veces el diámetro del aerogenerador o también conocida como distancia entre torres de turbinas [69]. Esto, con la finalidad de maximizar la cantidad de producción de energía de la central al no reducir el potencial energético del viento aguas abajo del impacto en los álabes del aerogenerador por el efecto estela. Por lo tanto, la determinación de la clase y modelo de turbina, en función del recurso eólico, fue la variable determinante en el establecimiento de la distancia de separación. Adicionalmente, la información disponible en GWA muestra la contribución de los diferentes sectores de orientación, en porcentaje, en la velocidad media anual del sitio seleccionado. Ello permitió obtener la rosa de los vientos de la zona de emplazamiento para identificar la predominancia de la dirección de los vientos y, con ello, lograr una orientación adecuada para la distribución de los aerogeneradores de la central eólica. La cantidad de sectores en los cuales fue dividido el aporte de la velocidad de viento fue en 12, de tal forma, que la rosa de los vientos quedó dividida en rangos de 30°.

2.2.3 Dimensionamiento del sistema de electrolizadores

El nivel de producción de hidrógeno se encuentra vinculado a la variabilidad de la generación de energía por parte de la central eólica. En base a los perfiles de generación horarios en términos promedios de cada mes, es posible estimar la curva de producción de hidrógeno verde a partir del aprovechamiento total de la energía hacia el sistema de electrolizadores bajo el empleo del consumo específico de energía del sistema completo de un electrolizador con tecnología PEM, tal como se indica en (2.8).

$$Q_h = \left(\sum_{i=1}^{24} \frac{E_i \times 1000}{C_{se}} \right) \times \text{\#días} \quad (2.8)$$

Donde:

Q_i : Producción de hidrógeno verde, expresada en kg H₂/mes

E_i : Energía producida en un rango horario del día, expresada en MWh

C_{se} : Consumo específico de energía, expresado en kWh/ kg H₂

#días: Número de días correspondiente a cada mes

La estimación de la potencia del sistema total de electrolizadores queda definida por la capacidad de producción de cada unidad de electrólisis y la cantidad total de unidades de producción, siendo la tecnología de electrólisis seleccionada para fines de la presente tesis la del tipo PEM. Tras una revisión de fichas técnicas de los equipos comerciales disponibles en esta tecnología en el mercado de electrolizadores, se seleccionó aquella más eficiente en términos de consumo de energía y producción de H₂V. Para ello, se requiere de información de la capacidad máxima de producción de hidrógeno de la unidad PEM escogida. Cabe precisar que, dada la variabilidad característica de la energía eólica, en ciertos intervalos horarios, se espera que no se disponga de la plena producción a potencia nominal del electrolizador. En la **Tabla 2.13**, se indica las características técnicas de la operación del electrolizador PEM a potencia nominal escogido para la presente investigación dada la madurez comercial identificada de dicho equipo.

Variable	Valor	Unidad
Fabricante	Siemens	-
Modelo	Silyzer 300 – Full Module Array	-
Eficiencia del sistema	75.5 ¹⁰	%
Consumo específico de energía	52.25	kWh/kgH ₂
Tasa de producción de hidrógeno	335	kg/h
Capacidad instalada por unidad	17.5	MW
Producción de hidrógeno en 24h	8,040	kg
Consumo específico de agua	10	L/kgH ₂
Tiempo de vida	80,000	horas
Flexibilidad de operación	0 – 100% (10% /s)	-

Tabla 0.13 Características técnicas del electrolizador PEM [70]–[72]

¹⁰ Considerando un HHV de 39.45 kWh/kgH₂, según información de ficha técnica del fabricante [91]

En [70] se indica cómo varía el nivel de producción de hidrógeno según la potencia consumida suministrada hacia el sistema de electrolizadores. La relación encontrada entre ambas variables es casi lineal, por ello, dicha características confirma que el método de obtención de la potencia consumida por el sistema de electrolizadores como un valor proporcional a su nivel de producción de hidrógeno, esto estuvo estrictamente relacionado con el nivel de producción de energía. Dicho esto, en (2.9) se indica cómo fue posible determinar la cantidad de electrolizadores necesarios para suplir la producción de hidrógeno estimada para la planta.

$$n_{electrolizadores} = moda \left(\frac{Q_{h,i}}{Q_{h,e}} \right) \quad (2.9)$$

Donde, $n_{electrolizadores}$ viene a ser la cantidad de electrolizadores requeridos para optimizar el nivel de producción de hidrógeno dado el suministro de la generación de energía; $Q_{h,i}$ representa el nivel de producción de hidrógeno en un intervalo horario a lo largo del día y $Q_{h,e}$ es la cantidad producida de hidrógeno por electrolizador a potencia nominal, expresada en kg H₂/hora.

Con ello, se puede estimar la cantidad de electrolizadores requeridos en cada intervalo horario, así como la potencia instalada de dicho equipo para la planta de H₂V. Cabe precisar que, inicialmente, se optó por dimensionar el sistema de electrolizadores en función al máximo valor obtenido de $n_{electrolizadores}$ a lo largo de los intervalos horarios. Sin embargo, esto conllevó a un sobredimensionamiento intensivo en Capex con niveles de utilización no óptimos. En ese sentido, se optó por utilizar la moda, el cual es una variable estadística que nos permite indicar la variable con mayor frecuencia en un conjunto de datos.

2.2.4 Cuantificación de la demanda hídrica de la planta de H₂V

La determinación de la cantidad de agua requerida para la planta fue obtenida tal como se indica en (2.10), donde el consumo específico de agua por producción de

hidrógeno verde quedó supeditado a lo requerido por los electrolizadores de tecnología PEM.

$$Q_a = C_{a/h} \times \sum_1^{12} Q_h \quad (2.10)$$

Donde:

Q_a : Cantidad requerida de agua, expresada en L/año

Q_h : Demanda de hidrógeno verde, expresada en kg H_2 /mes

$C_{a/h}$: Consumo específico de agua, expresada en L/ kg H_2

Dicha cantidad es la correspondiente a agua desalada producto de la ósmosis inversa del agua de mar. En este caso, el consumo de agua requerida por el sistema electrolizadores PEM, generalmente, es alrededor de 9 litros por kilogramo de hidrógeno producido (L/kg_{H_2}) [14], sin embargo, dicho consumo específico ha de depender estrictamente de la tecnología comercial que se opte por emplear. En este caso, en base a lo indicado en la **Tabla 2.13**, el consumo específico de agua es de $10 L/kg_{H_2}$.

2.3 Desarrollo de los escenarios de implementación de la planta de H2V

El desarrollo de los escenarios de implementación en materia técnica se logró a partir de las configuraciones de la curva de producción de energía de la central eólica. En primera instancia, a través de la distribución de Weibull, se estimó de forma preliminar el nivel de producción de energía de la central. Sin embargo, en miras de cuantificar el nivel de generación más representativo en la zona de interés se optó por estimar una curva de producción de electricidad a partir del de recurso eólico con granularidad horaria mensual para la producción de hidrógeno verde.

En ese sentido, se establecieron dos perfiles de abastecimiento energético al sistema de electrolizadores: producción por bloques horarios y producción escalonada, ambos ajustados a la variabilidad horaria de la velocidad de viento. El primero consiste en determinar los intervalos horarios donde la producción de energía de la curva de producción de cada uno de los meses presente los máximos niveles de generación y con

poca variabilidad para poder suministrar energía eléctrica casi constante al sistema de electrolizadores de agua para la producción de hidrógeno. El segundo consiste en evaluar la curva de perfil de producción por intervalos horarios con la finalidad de identificar más de un bloque firme de producción de energía a lo largo del día. Este escenario aprovecha en mayor proporción la energía producida por la central eólica y reduce los excesos de producción.

Escenarios de arreglos de producción de hidrógeno:

- Producción por bloques horarios
- Producción por bloques escalonados

En vista de que en cada uno de los escenarios anteriormente mencionados establecen perfiles de producción de reducida variabilidad, se producen excesos de generación que no están destinados para la producción de H₂V. Por lo tanto, existe un potencial de aprovechamiento de energía para fines de inyección al SEIN y, con ello, percepción de ingresos económicos y así agregar mayor valor al proyecto. En ese sentido, se evaluó la interconexión eléctrica al SEIN de la central eólica para la inyección de los excesos de energía no aprovechados para la producción de hidrógeno y evaluación de la construcción de una línea de transmisión para tales fines. De tal forma que, se evaluó la opción de venta de energía eólica al sistema eléctrico peruano para los escenarios económicos.

Escenarios de interconexión al SEIN:

- Central eólica on-grid para inyección de excesos de energía
- Central eólica off-grid sin inyección de excesos de energía

A continuación, se muestran el resumen de las condiciones de operación de cada uno de los escenarios de implementación de la planta de hidrógeno verde, ver **Tabla 2.14**.

Escenario	Modo de producción de la planta	Interconexión al SEIN	
		On-grid	Off-grid
I	Producción por bloque horario de H2V	X	
II	Producción por bloque horario de H2V		X
III	Producción escalonada de H2V	X	
IV	Producción escalonada de H2V		X

Tabla 0.14 Escenarios de implementación de la planta de H2V

2.4 Evaluación técnico-económica de los escenarios desarrollados

La metodología utilizada para realizar una evaluación comparativa de los costos totales de las diferentes configuraciones fue a través LCOH. Se requirió el desarrollo de un modelo económico de la planta de producción de hidrógeno verde, en el cual se incluyen el CAPEX, OPEX, tasa de interés, esquemas de financiamiento, entre otros. El cálculo fue realizado a través del software Excel para la evaluación económica de cada uno de los escenarios de implementación de la planta de H2V indicados en la **Tabla 2.14**.

2.4.1 Costos de inversión, operación y mantenimiento de la planta H2V

En los costos de inversión se incluyó a la central eólica, lo cual incluye el costo de acondicionamiento en zona de proyecto e instalación de los aerogeneradores en la etapa de construcción y el costo asociado al propio aerogenerador. Este parámetro se encuentra expresado en dólares por kilovatio instalado (USD/kW) y, en primera instancia, el valor referencial fue obtenido como un valor promedio del indicado en el más reciente reporte de Lazard [73], publicado a fines del 2021, para la tecnología eólica on-shore. Sin embargo, el valor final se basó en una aproximación de la inversión ejecutada de las centrales en operación indicada en [21], de aquellas con más reciente puesta en operación comercial (POC) para una mejor representatividad de los costos en el contexto peruano.

Dentro de costo de inversión se añadió el relacionado al equipamiento de producción de hidrógeno: electrolizador de agua. Cabe resaltar que, en vista de que se tomó como referencia que la planta de H2V fuese a suministrar parte de la futura demanda nacional de hidrógeno al 2030-2050, el costo de inversión del electrolizador está alineado a su reducción prevista hacia el 2035 - 2040 [70], ver **Tabla 2.15**.

Variable	Valor	Unidad
CAPEX central eólica (USD/kW)	1300	USD/kW
CAPEX electrolizador (USD/kW)	530	USD/kW
OPEX central eólica (USD/ kW/año)	29	USD/kW/año
OPEX electrolizador (%CAPEX)	2%	%CAPEX/año
Costo del reemplazo de la celda del electrolizador (%CAPEX)	30%	%CAPEX
Ciclo de vida útil de la planta	30	años
Costo del agua	3.0	USD/m ³
Tasa de inflación	3%	%/año
Tasa de interés	7%	%
Periodo de financiamiento	15	años

Tabla 0.15 Costos de la planta y consideraciones técnicas [10], [14], [70], [73]–[75]

Los costos de operación y mantenimiento también fueron incluidos dentro de la evaluación económica. En este caso, la componente de OPEX de la central eólica fue calculada como el valor promedio del reporte *Lazard’s Levelized Cost of Energy (“LCOE”) analysis* [73] y se consideró como fijo en cada uno de los años de ciclo de vida de la planta. En lo que corresponde al OPEX del electrolizador, este está expresado como porcentaje del CAPEX del electrolizador en base a la literatura disponible. En este caso, si bien se contempló una reducción del costo de inversión de electrolizador al 2035-2040 comparado a los precios actuales, no se consideró una reducción del OPEX del electrolizador debido a que es una tecnología con nula experiencia de desarrollo en el contexto nacional.

El sistema de electrolizadores contempla un ciclo de vida útil expresado en horas de operación. Este está relacionado con el ciclo de operación de la planta, condicionada a la central de generación de energía eólica, el cual se consideró 30 años. En ese sentido, se consideró necesario incluir los costos relacionados al reemplazo de las celdas del sistema de electrolizadores cuando estos hayan excedido su tiempo límite de operación [70], [76]. Este costo no es fijo en la evaluación económica, es variable y dependiente del nivel de producción de energía de la central. Asimismo, se incluyó el costo de agua de mar obtenida por ósmosis inversa en función a la literatura disponible a nivel global y regional. Se utilizó un costo de agua de mar desalado considerando que la necesidad de la planta sea igual o superior a los 1,000 m³/día [74], [75]. En valores promedio, el costo de agua de mar obtenido por SWRO con tecnología eólica da un valor de 2.5 \$/m³ [77], [78]. Por lo tanto,

se decidió optar por el costo de agua de mar de $3.0 \$/m^3$, el cual es superior a lo obtenido en literatura global y está alineado a lo considerado en [12], siendo la referencia regional más cercana a la zona de interés en la presente tesis.

Finalmente, en miras de estimar el beneficio económico de ingresos por venta de excedentes de producción de energía, se decidió optar como una base referencial el costo marginal de la barra del SEIN a la cual se conecte la central eólica. La información se encuentra disponible en [79] y se tomó como referencia un (01) año de información tras la aprobación de la modificatoria del Procedimiento Técnico del COES N°31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”. Ello, con la finalidad de reducir la incertidumbre de los ingresos de la planta de H2V por venta de excedentes de energía. Al descargar la base de datos de costos marginales del COES, se requirió un procesamiento y análisis para alinear la granularidad de dicha variable y el de producción de energía. Asimismo, cabe precisar que, dentro de la evaluación económica, se consideró una indexación de precios, la cual se basó en un ajuste anual del costo marginal de la barra de conexión acorde al incremento de la inflación indicado en la **Tabla 2.15**.

2.4.2 Tasa de descuento

La tasa de descuento fue empleada dentro del análisis del flujo de caja de una suma futura traída al valor presente. Se tomó como referencia la tasa de descuento empleada en [80], la cual es empleada para el cálculo de LCOE de tecnologías renovables. En este se indica que los países pertenecientes a la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OECD, por sus siglas en inglés) se puede considerar un valor de 7.5%, mientras que para los países que no participan en dicha organización obtiene un valor referencial de 10%. Perú no está considerado dentro de los países OECD, por lo tanto, se consideró emplear el valor de 10% para el *Weighted Average Cost of Capital* (WACC, por sus siglas en inglés) [81]. Sin embargo, éste no considera un esquema de financiamiento para la implementación de la planta. Por lo tanto, se optó por calcular el valor de WACC correspondiente al contexto peruano a través de las variables indicadas en la **Tabla 2.16**.

Variable	Valor
Capital propio	20%
Financiamiento	80%
Costo de capital	10%
Costo de deuda	7%
Tasa de impuesto a la renta	29.5%

Tabla 0.16 Parámetros económicos para el cálculo de la tasa de descuento [80], [82]–[85]

Dados los parámetros económicos necesarios para el cálculo del WACC, fue posible calcularlo a través de (2.11) como se indica en [81].

$$WACC = \theta \times C_e + (1 - \theta) \times C_c \times (1 - \tau) \quad (2.11)$$

Donde WACC es la tasa de descuento, expresado en %, θ es la tasa de capital propia, expresado en %, C_e es el costo de capital, expresado en %, C_c es el capital de deuda, expresado en %, y τ es la tasa de impuesto a la renta, expresado en %. Dicho procedimiento indica que el valor del WACC que se calculó y sirvió como variable de entrada en la evaluación económica de los escenarios corresponde a 5.9%, el cual está alineado con lo descrito en [12], [13]

2.4.3 Degradación anual de producción en la planta de H2V

Dentro de la evaluación técnica se incluyen tasas de degradación anual tanto para la producción de hidrógeno como para la producción de energía eléctrica. Estos reflejan la reducción porcentual de forma anual que experimentan los electrolizadores de agua y aerogeneradores a lo largo del ciclo de vida útil de la planta. En este caso, se consideró una reducción anual de 0.25% tanto en la generación de energía eléctrica del parque renovable [86] como en la producción de H2V [41].

Con la identificación de cada una de las variables necesarias para el desarrollo del modelo económico fue posible realizar la estimación del CAPEX total, OPEX, total y, con ello, se logró la obtención del LCOH en cada uno de los escenarios de implementación propuestos. Las ecuaciones necesarias para obtener el valor de las componentes mencionadas son detalladas en la subsección 1.5 Costos de producción de plantas de hidrógeno verde.

CAPÍTULO III

RESULTADOS

3.1 Selección de la zona de emplazamiento de la planta de H2V

A través de la descarga de datos de Global Wind Atlas se realizó una evaluación preliminar de aquellas zonas que presentaron mejor recurso eólico, entendiéndose con ello, la identificación de áreas en el territorio nacional que presentaran velocidades de viento, a una altura de medición de 100 metros de elevación, identificadas con las clases de viento de la norma estándar IEC 61400. En ese sentido, aquellas zonas con velocidades de viento menores a 6 m/s (clase IV) fueron descartadas para la delimitación de los polígonos para la planta de producción de hidrógeno, debido a que es la velocidad límite inferior de clasificación de aerogeneradores, ver **Tabla 1.3**.

Posteriormente a ello, se aplicaron los criterios de exclusión descritos en la **Tabla 2.1** para la selección de potenciales zonas de emplazamiento, por lo tanto, se evitó interferencia con Áreas Naturales Protegidas y sus respectivas zonas de amortiguamiento, así como también se evitó interferencia con infraestructura eléctrica en operación (líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y centrales eólicas) y centros poblados, así como la exclusión de áreas con zonas de concesión definitiva de generación. Dichos criterios fueron aplicados a todo el territorio nacional en miras de reducir las posibilidades de zonas de emplazamiento para los fines de la presente tesis y, con ello, no impactar en la naturaleza, no afectar a la población cercana a las instalaciones de la planta, interferir con estructura eléctrica operativa o comprometer el desarrollo de algún proyecto.

En base a ello, se identificaron 16 áreas con las mejores prestaciones de recurso eólico ubicadas geográficamente en el norte (Piura, Cajamarca, La Libertad) y sur (Ica y Arequipa) del país, ver **Figura 3.1**, las cuales fueron sometidas a un proceso de evaluación multicriterio para la selección de la zona de emplazamiento de la planta de producción de hidrógeno a través de criterios técnicos y económicos.

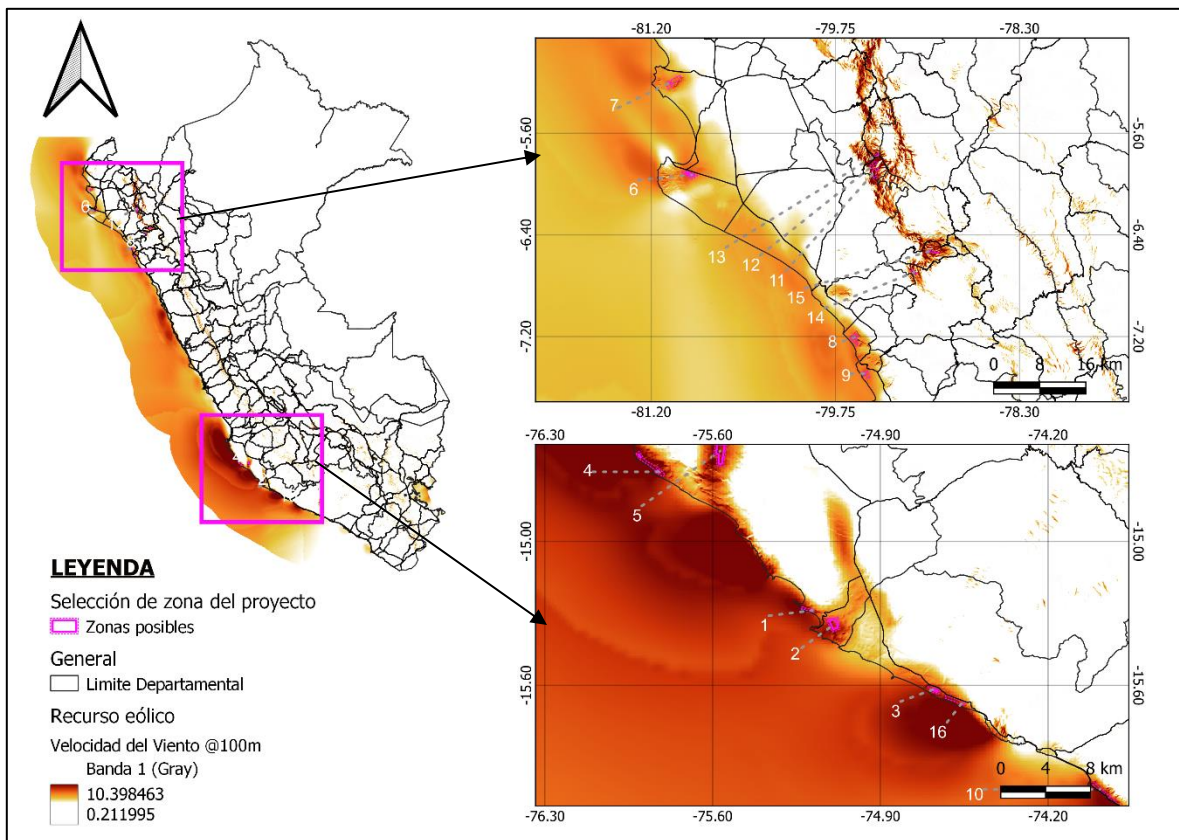


Figura ¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..1
Ubicación de las zonas posibles de emplazamiento

En aquellas zonas identificadas en la **Figura 3.1** se calcularon los valores respectivos a cada criterio técnico y económico, ver **Anexo 2**. siendo estos: (i) Disponibilidad de recurso eólico – A, (ii) Nivel proximidad del recurso hídrico – B, (iii) Proximidad del punto de conexión – C, (iv) Ubicación geográfica – D, (v) Superposición de concesiones temporales - E, (vi) Nivel de elevación – F, (vii) Proximidad de vías de acceso – G, y (viii) Disponibilidad de área – H. Los puntajes correspondientes a cada criterio de evaluación, basados en *2.1 Selección de zona de emplazamiento de la planta de H2V*, se detallan en el **Anexo 3**. Cabe resaltar que en el puntaje del criterio de proximidad de punto de conexión de la zona 3, 10, 11, 12 y 13, se les restó un punto debido a que la interconexión al SEIN contempla un nivel de tensión de 60 kV, el cual es una opción válida

para el acceso a la red eléctrica nacional, pero involucra mayores pérdidas de energía a lo largo del ciclo de vida útil de la planta.

En base a lo anterior, fue posible calcular el puntaje ponderado de cada una de las posibles zonas para emplazamiento de la planta basándose en (2.1) y (2.2). Los puntajes ponderados se indican en la **Tabla 3.1**.

Zona	A	B	C	D	E	F	G	H	Puntaje ponderado
1	0.48	0.48	0.39	0.39	0.39	0.29	0.19	0.10	2.71
2	0.32	0.48	0.39	0.39	0.39	0.29	0.29	0.19	2.74
3	0.32	0.48	0.13	0.39	0.13	0.29	0.29	0.10	2.13
4	0.48	0.48	0.13	0.39	0.13	0.29	0.10	0.19	2.19
5	0.48	0.32	0.26	0.39	0.26	0.29	0.10	0.29	2.39
6	0.32	0.48	0.13	0.13	0.39	0.29	0.19	0.29	2.06
7	0.32	0.32	0.26	0.13	0.26	0.29	0.19	0.29	1.94
8	0.32	0.48	0.39	0.13	0.39	0.29	0.19	0.19	2.39
9	0.32	0.48	0.39	0.13	0.39	0.29	0.29	0.19	2.48
10	0.32	0.48	0.13	0.39	0.39	0.29	0.29	0.10	2.39
11	0.48	0.16	0.26	0.13	0.39	0.10	0.19	0.19	1.90
12	0.48	0.16	0.26	0.13	0.39	0.10	0.19	0.19	1.90
13	0.48	0.16	0.13	0.13	0.39	0.29	0.29	0.10	1.97
14	0.48	0.16	0.39	0.13	0.39	0.29	0.19	0.10	2.13
15	0.48	0.16	0.39	0.13	0.39	0.29	0.19	0.10	2.13
16	0.32	0.48	0.26	0.39	0.39	0.29	0.29	0.10	2.52

Tabla 0.1 Puntajes ponderados de las posibles zonas de producción de H2V

Entre las opciones evaluadas, se identificó que la zona N°2 es la que presentó mejores condiciones para la producción de H2V, con un valor correspondiente a 2.74 en puntaje ponderado. Entre los diversos factores tomados en consideración para la evaluación multicriterio, esta zona destaca por su cercanía a líneas de transmisión del SEIN para su interconexión, disponibilidad de recurso eólico, cercanía a vías de acceso nacional y su ubicación cercana a sectores con alto potencial de consumo de H2V.

3.1.1 Características de la zona de emplazamiento

3.1.2 Ubicación de la planta de producción de H2V

La zona destinada para la planta de H2V se encuentra ubicada a 350 m.s.n.m en el departamento de Ica, en la provincia de Nazca, distrito de Marcona y comprende un área de

2,769.7 hectáreas. La ubicación del polígono está comprendida en la zona 18L, la cual se muestra en la **Figura 3.2** con sus respectivas coordenadas en **Tabla 3.2**.

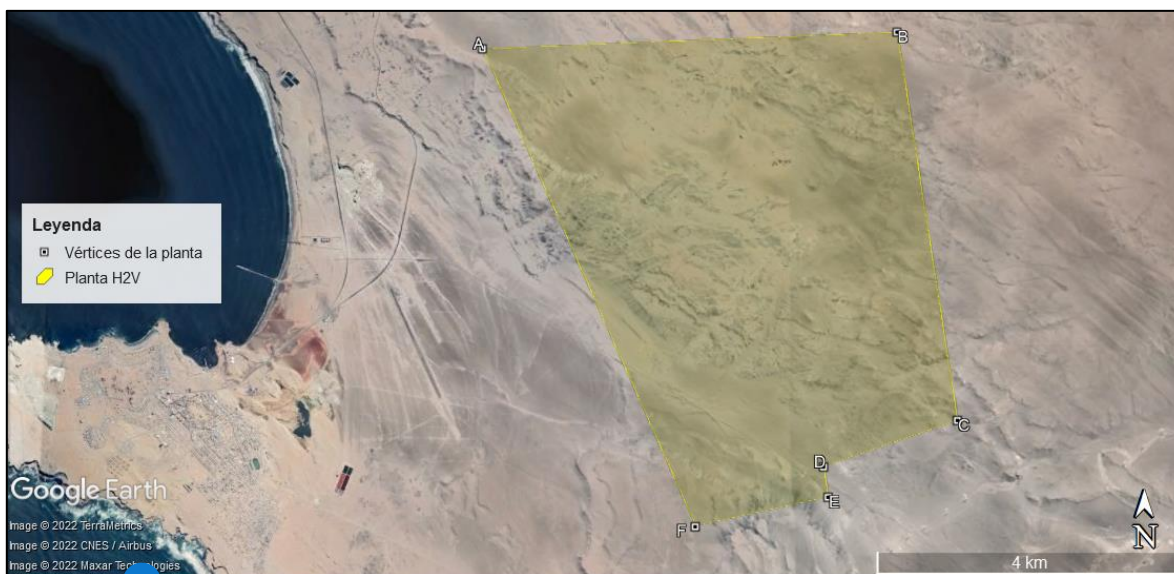


Figura 3.2 Ubicación del polígono de la zona de emplazamiento

Coordenadas geográficas UTM WSG84		
Vértice	Este	Norte
A	486291.29	8306239.78
B	491914.97	8306470.01
C	492589.37	8301293.63
D	490817.34	8300692.51
E	490869.97	8300305.58
F	489128.66	8299928.31

Tabla 0.2 Coordenadas geográficas del polígono de la planta de H2V

La zona de emplazamiento no se encuentra superpuesta a alguna comunidad indígena, ni interfiere con algún centro poblado. El centro poblado San Juan de Marcona es el más cercano y se encuentra ubicado a unos 5.0 km del lado perimetral más cercano [54]. Adicionalmente, se encuentra ubicada a unos 1.62 km de la ruta PE-30 mediante la vía nacional Emp. PE-1S (Dv. San Juan) - Puerto San Juan de Marcona [61], la cual se encuentra asfaltada en su totalidad. Siendo esta característica ventajosa para el desarrollo del proyecto en cuestiones de logística debido a que permite una fácil accesibilidad para la etapa de desarrollo de estudios, construcción y operación, ver **Figura 3.3**.

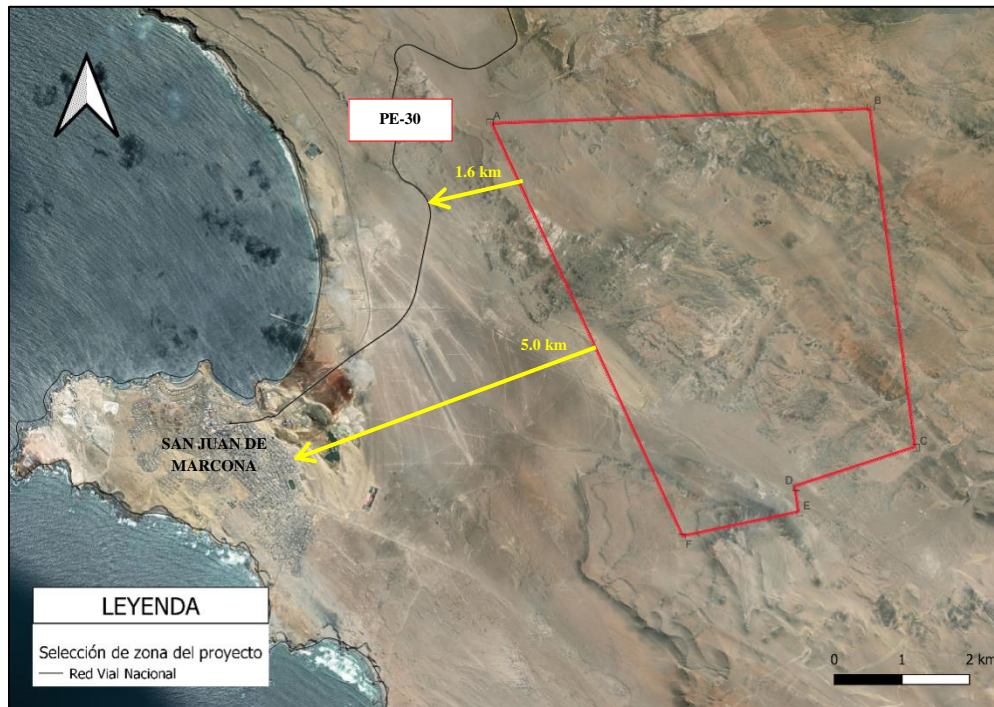


Figura ;Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..3 Vía de acceso y centro poblado cercano al polígono

En cuanto a superposición con proyectos de generación de energía basados en tecnología eólica, no se identificó superposición alguna, dígame parcial o total. En ese sentido, no existe un riesgo de concurrencia de desarrollo del proyecto en base a la información analizada. Cabe precisar que la zona del proyecto se encuentra ubicada a unos 10 km del Terminal Portuario San Juan de Marcona, 308 km del Terminal Portuario General San Martín y 460 km del Terminal Portuario Mollendo, estos podrían ser evaluados en materia de costos y experiencia en actividades de importación de equipamiento necesario para la planta lo cual puede ofrecer una potencial reducción del costo asociado a la logística y transporte desde el punto de entrega del fabricante hasta el lugar de emplazamiento final para la planta de H2V. Sin embargo, para fines de la presente tesis, se emplearon costos de inversión ejecutados de centrales en operación para obtener una referencia local que incluya todo lo anteriormente mencionado.

Asimismo, dada la limitada disponibilidad de información en portales de acceso público sobre estado predial, es recomendable realizar una búsqueda catastral por toda la

extensión de área del proyecto para identificación de partidas registrales inscritas en SUNARP para tener mayor conocimiento sobre la pertenencia del predio por parte de un tercero.

3.1.3 Disponibilidad de recurso eólico

En primera instancia, se evaluó la base de datos ERA5 disponible en [87], la cual se basa en el *Reanalysis* que consiste en un modelo que combina el aporte de pasados pronósticos climáticos de corto plazo y observaciones para la estimación de data histórica de la velocidad de viento, y otros parámetros de interés en la presente investigación, en aquellas zonas que gozan de limitado historial de medición. Sin embargo, en vista de que la literatura indica que en dicha base de datos se obtiene altos grados de resolución para la generación a gran escala (20-200 km) mediante un modelado satelital [88], [89], se decidió no optar por el uso de esta base de datos para la disponibilidad recurso eólico. En su lugar, se empleó la información brindada en el Global Wind Atlas (GWA), debido a que cuenta con alta resolución en la estimación de factores climatológicos a pequeña escala (250 m) y, por tal motivo, es recomendada para evaluaciones locales de generación de energía [88].

En base a lo anterior, la velocidad promedio anual del área de interés se basó en la información disponible de GWA, la cual comprende un periodo de 10 años de velocidades de viento (2008 – 2017). Se obtuvo una velocidad de viento de 9.33 m/s a una altura de medición de 100 metros de elevación [58]. Dicho valor, con base en la norma IEC 61400, corresponde a una clasificación de viento II y por su intensidad de turbulencia analizada corresponde una clasificación baja (B), debido a que la velocidad del viento, en promedio anual, es superior a los 8.5 m/s y el nivel de turbulencia es menor a 0.16, lo cual cumple con lo indicado en la Norma Estándar IEC 61400. En vista de obtener un perfil de viento en escala mensual, se empleó los valores de *Wind Speed Index* (WSI, por sus siglas en inglés) en temporalidad mensual que ofrece GWA, ver **Tabla 3.3**. Estos permiten estimar la velocidad mensual del polígono de la planta basándose en un factor de corrección de la velocidad promedio anual del polígono seleccionado.

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
WSI - mensual	0.93	0.97	0.96	1.09	0.95	0.98	1.05	1.01	0.98	1.01	1.05	1.03

Tabla 0.3 WSI mensual del polígono de la planta

Dicho procedimiento se basa en la metodología desarrollada por GWA para brindar información de la variabilidad del recurso eólico, la cual se fundamenta en el *Wind Index Method* que permite ajustar información de largo plazo a través del análisis MCP (*Measure, Correlate and Predict*, por sus siglas en inglés) [58]. Con ello, fue posible identificar la variación de la velocidad a lo largo de un año, la cual se muestra en la **Figura 3.4**.

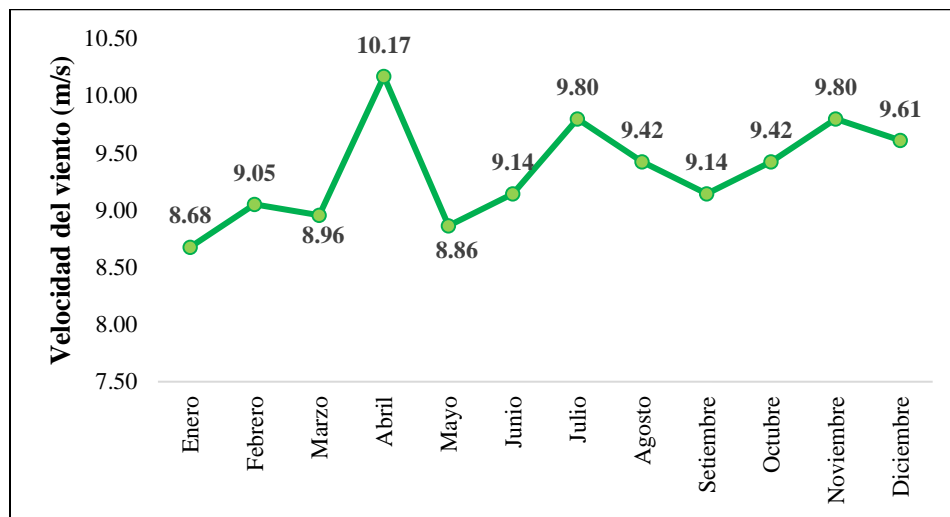


Figura 1 Velocidad promedio mensual de área de la planta

Los meses de julio a noviembre y abril son aquellos donde la velocidad de viento representó una mayor disponibilidad del recurso eólico, siendo el valor máximo de velocidad el estimado en el mes de abril con 10.17 m/s y el valor mínimo de velocidad estimado en el mes de enero con 8.68 m/s. El empleo de una base de datos con una línea temporal de 10 años permitió estimar de forma más precisa la variabilidad climática, lo cual conlleva a una mayor representatividad del recurso *in-situ* en lugar de considerar como referencia solo un (01) o dos (02) años de información de viento los cuales pueden estar expuestos a fenómenos climáticos como La Niña o El Niño y, con ello, subestimar o

sobreestimar el recurso eólico. En base a ello, el empleo de una base de datos con data histórica nos ayuda a reducir la incertidumbre en la estimación del recurso eólico para fines de generación.

3.1.4 Aspectos ambientales

Se identificó que la zona de emplazamiento destinada para la ubicación de la planta de H2V no interfiere con Áreas Naturales Protegidas o zonas de amortiguamiento, ver **Figura 3.5**. Por lo tanto, el desarrollo de la planta de producción de hidrógeno no genera afectación a la diversidad biológica protegida por el Estado peruano al no existir superposición de áreas. El ANP más cercano fue el Sistema de Islas, Islotes y Puntas Guaneras ubicadas en la punta de San Juan de Marcona a unos 7.97 km de distancia del área de interés [55], el cual está clasificado como Reserva Nacional por el D.S. N°024-2009-MINAM, mientras que ninguna zona de amortiguamiento fue identificada cerca de la zona de interés.



Figura ¡Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..5

Ubicación de ANPs y zonas de amortiguamiento cercanas a la planta de H2V

Sumado a lo anterior, se identificaron características climatológicas correspondientes a la zona de interés, entre ellos se tiene la temperatura promedio anual, la

densidad y la presión del aire correspondientes a la elevación sobre el nivel del mar, ver **Tabla 3.4.**

Temperatura (°C)	Densidad del aire (kg/m ³)	Presión (Pa)
18.0	1.15	95,840

Tabla 0.4 Factores climatológicos del área de interés [19]

3.1.5 Acceso al punto de conexión de la red eléctrica

Las subestaciones eléctricas (S.E.) más cercanas al área de interés son la S.E. Marcona concesionada por la empresa Red de Energía del Perú y la S.E. Tres Hermanas concesionada por la empresa Parque Eólico Tres Hermanas, ambas con barras eléctricas a un nivel de operación de 220 kV. En este caso, se propuso como punto de conexión al SEIN la construcción de una nueva línea de transmisión de 220 kV de, aproximadamente, 15 km para que, a través de la instalación de una celda de llegada, se conecte a la S.E. Marcona 220/60 kV.

Dicha decisión se respaldó con el cumplimiento del criterio de limitación para el seccionamiento de líneas del Sistema de Transmisión Troncal (STT). En el PR 20 del COES se indica que, para optar por el seccionamiento de una LT, el incremento de la longitud de la línea a seccionar no debe exceder en un 15% de la longitud de la línea original [63]. En vista de que la conexión sería en doble terna, como máximo se debería generar un incremento en 7.5% de la longitud de la línea de transmisión en cada terna. En vista de que, la LT Tres Hermanas – Marcona tiene una longitud de 31.1 km [53] y el incremento es de 2.3 km por terna (inferior a 7.5%), sería posible optar por esta propuesta de punto de conexión. Sin embargo, el mismo procedimiento indica que únicamente se permite el seccionamiento de una LT, si la distancia mínima entre nodos, dígame distancia entre nodo existente y nodo producido por el seccionamiento, sea mayor a 30 km. En base a ello, el seccionamiento de una LT existente no aplica como alternativa de punto de conexión, por lo tanto, la conexión hacia la S.E. Marcona en 220 kV quedó validada.

Asimismo, como indica el Plan de Transmisión 2023-2023, se ha contemplado un proyecto vinculante de Enlace 500 kV “Hub” Poroma – Colectora para incrementar la

inyección de capacidad de ERNC y fortalecer el sistema en la zona Centro y Sur. De tal forma, que la zona Poroma - Marcona brinda una capacidad de conexión de nuevos proyectos que asciende a 1,400 MW [90]. En ese sentido, la conexión de la presente investigación al SEIN, bajo lo indicado, no representó algún riesgo de estabilidad o perturbaciones en el suministro energético actual.

3.2 Diseño conceptual de la planta de H2V

3.2.1 Procesamiento y análisis de velocidad de viento

En base a la información del GWA, se obtuvo que el valor de la longitud de rugosidad (z_o) es de 0.005 m lo cual corresponde a una zona de terreno con características de áreas abiertas sin áreas densamente pobladas, mientras que el factor de fricción o exponente Hellman (α) corresponde a un valor de 0.14 basado en [29]. Estas variables fueron relevantes en la extrapolación de velocidad de viento a la altura de buje deseada con granularidad horaria, en términos promedio mensuales, para analizar el efecto de dos metodologías. Los resultados obtenidos de la evaluación se basaron en (2.4) y (2.5), de los cuales se estimó la variación entre lo estimado con *Power Law* y *Log Law*, esto indicó un incremento no significativo de 0.72%. Por lo tanto, ambos procedimientos resultaron ser representativos para los fines presentes de la investigación. Sin perjuicio de ello, se decidió optar por aquel que ofreciera valores conservadores para estimación posterior de nivel de generación: *Log Law*.

3.2.2 Dimensionamiento de la central eólica

Con el fin de estimar la cantidad de producción permisible en el área de interés para la planta de producción de H2V, fue necesario estimar la máxima capacidad de emplazamiento de aerogeneradores dentro del área delimitada del proyecto que represente las mejores condiciones de operación. Con ello, se realizó una estimación del nivel de producción de energía con la tecnología de aerogenerador más apropiada para las condiciones de viento. Posteriormente, se realizó una estructura de posicionamiento de los aerogeneradores dentro del área permisible y se determinó la dirección predominante de la

velocidad de viento para definir la orientación de los aerogeneradores y reducir el efecto estela en el parque eólico.

3.2.2.1 Determinación de capacidad factible de potencia

La determinación de la capacidad admisible total dentro del área de interés queda supeditada por la cantidad óptima de aerogeneradores que pueden ser colocados. Se optó por realizar una estimación de una relación de potencia máxima por extensión de área, expresado en MW/hectárea, basándose en la información disponible de las centrales eólicas en operación a través de Osinergmin [21] y la obtenida por el MINEM [66] a través de una solicitud de información en el Portal de Transparencia Estándar¹¹. En base a la potencia instalada en cada una de las centrales listadas en la **Tabla 1.2** y la extensión de área que ocupan para su operación, se obtuvo una relación aproximada de 4.9 MW/km². Adicionalmente, cabe resaltar que en dicho valor promedio no se incluye el obtenido de la Central Eólica Wayra I debido a que éste se consideró como resultado atípico (2.8 MW/km²) entre los obtenidos por las otras centrales en operación.

Con base a la relación promedio de potencia por extensión de área, se estimó la máxima capacidad instalada que podría alcanzar el área de interés (27.7 km²). En ese sentido, se determinó que la capacidad máxima admisible en óptimas condiciones del parque eólico era de 136 MW. Dicha potencia instalada estimada es congruente con las capacidades de generación de los parques eólicos en operación listados en la **Tabla 1.2** e, inclusive, está alineada con las potencias de generación indicadas en las concesiones definitivas otorgadas por el MINEM o aquellas otorgadas como concesiones temporales (**Ver Anexo 1**). Por lo tanto, no es necesario realizar una aproximación sucesiva de la cantidad de aerogeneradores calculados del parque eólico debido a que la potencia estimada está dentro de los rangos esperados.

¹¹ <https://www.transparencia.gob.pe>

3.2.2.2 Estimación de producción de energía

En base a la IEC 61400, se identificó que el recurso eólico es de clase IIB ($V_{prom@buje} \geq 8.5 \text{ m/s}$ y turbulencia < 0.16), por lo tanto, se realizó un análisis con granularidad horaria, en términos de valores promedios, sobre la velocidad de vientos con diferentes aerogeneradores de dicha clase para comparación de características de operación con una altura de buje referencial de 120 m. Considerando los mismos criterios técnicos de lo descrito en la **Tabla 2.12**, entre las opciones se evaluaron:

- Nordex N131/3600 Delta (Caso I)
- Enercon E-126 EP4 (Caso II)
- Nordex N117/3600 Delta (Caso III)

Cabe precisar que la selección de dichos aerogeneradores se basó en la disponibilidad de parámetros técnicos por velocidad de viento incidente y aceptación de la clase de viento disponible en [67], [68].

Con base a lo mencionado, se procedió a realizar una regresión polinomial de la curva C_p con el grado polinomial que tenga mayor ajuste en la evaluación de cada aerogenerador en términos de factor de correlación (R^2) y MSE en el lenguaje de programación Python. Con ello fue posible estimar los valores de C_p en cada aerogenerador con la velocidad de viento con granularidad horaria. Posterior a ello, se empleó lo descrito en (1.7) para estimación de nivel de generación teniendo en cuenta las prestaciones técnicas de cada modelo de aerogenerador, condiciones climáticas (densidad del aire, presión y temperatura) y disponibilidad de área. En cuanto a la capacidad máxima del parque en cada caso evaluado, se optó por definición de cantidad de aerogeneradores que como máximo sean ligeramente superiores a lo indicado en 3.2.2.1. Esto debido a que dicha cifra representa un valor óptimo, la cual puede ser ajustada a las particularidades de cada caso evaluado. En ese sentido, en la **Tabla 3.5** se indica los resultados obtenidos en la evaluación:

	Unidad	Caso I	Caso II	Caso III
Nro. aerogeneradores	-	38	33	38

Potencia del aerogenerador	MW	3.6	4.2	3.6
Diámetro del rotor	metros	131	127	116.8
Potencia instalada	MW	136.8	138.6	136.8
Pérdidas de energía	%	18	15	18
Producción anual de energía	GWh	729.3	626.5	630.2
Factor de planta	%	60.8	51.6	52.6

Tabla 0.5 Resumen de evaluación de aerogeneradores en zona de proyecto

Cabe precisar que en aquellas propuestas con mayor cantidad de aerogeneradores se optó por un incremento de las pérdidas totales de energía dada principalmente por la reducción de distanciamiento entre aerogeneradores lo que incrementa, principalmente, el efecto estela en el parque eólico y reduce la eficiencia energética en la producción.

Se denota que el Caso I es el que presenta mayor nivel de generación anual que asciende a 729 GWh, así como su respectivo factor de planta de casi 60% dada por la mayor área de barrido del aerogenerador y la capacidad de contar con velocidad de arranque a bajas velocidades. Esto nos indica que el modelo de aerogenerador Nordex N131/3600 Delta tiene un mejor rendimiento durante la operación del parque que las otras opciones bajo las mismas condiciones de recurso eólico. En ese sentido, se decidió optar por dicha opción, la cual presentó un R^2 de 0.993 y un MSE de 0.00017 en la regresión polinomial de los valores de C_p , el cual valida los valores de C_p empleados para la estimación de aporte de potencia. Estos resultados nos indican que las consideraciones en materia de estimación de C_p para las velocidades de viento de la zona de proyecto son representativas y que éstas, a su vez, están alineadas para estimación de nivel de generación.

Dadas las prestaciones del modelo Nordex N131/3600 indicadas en la **Tabla 3.5**, se realizó un ajuste a la altura de buje de 112 m, la cual está disponible según ficha técnica del proveedor. En ese sentido, el nivel de generación ajustado es de 721.6 GWh (en el primer año) con un factor de planta de 60.2% a través del aporte de 38 aerogeneradores de 3.6 MW del fabricante Nordex. En base a ello, se realizó una Distribución mensual de Weibull en base a lo indicado en (1.1) y variables adicionales como el factor de forma y escala detalladas en (1.2) y (1.3), este procedimiento requirió establecer la altura de buje del aerogenerador seleccionado de 112 metros mediante (1.4), (1.5) y (1.6). Esto para evaluar

la probabilidad de ocurrencia de velocidades de viento desde los 1 – 25 m/s en escala mensual.

En la **Figura 3.6**, se muestra que existe una alta probabilidad de obtener velocidades de viento entre los 8.5 – 10 m/s a la altura de buje de aerogenerador. Los meses donde la probabilidad de obtener dichas velocidades es menor se da en enero, febrero, marzo y setiembre, mientras que julio es el mes donde las probabilidades de obtener velocidades muy cercano a los 10 m/s es mayor.

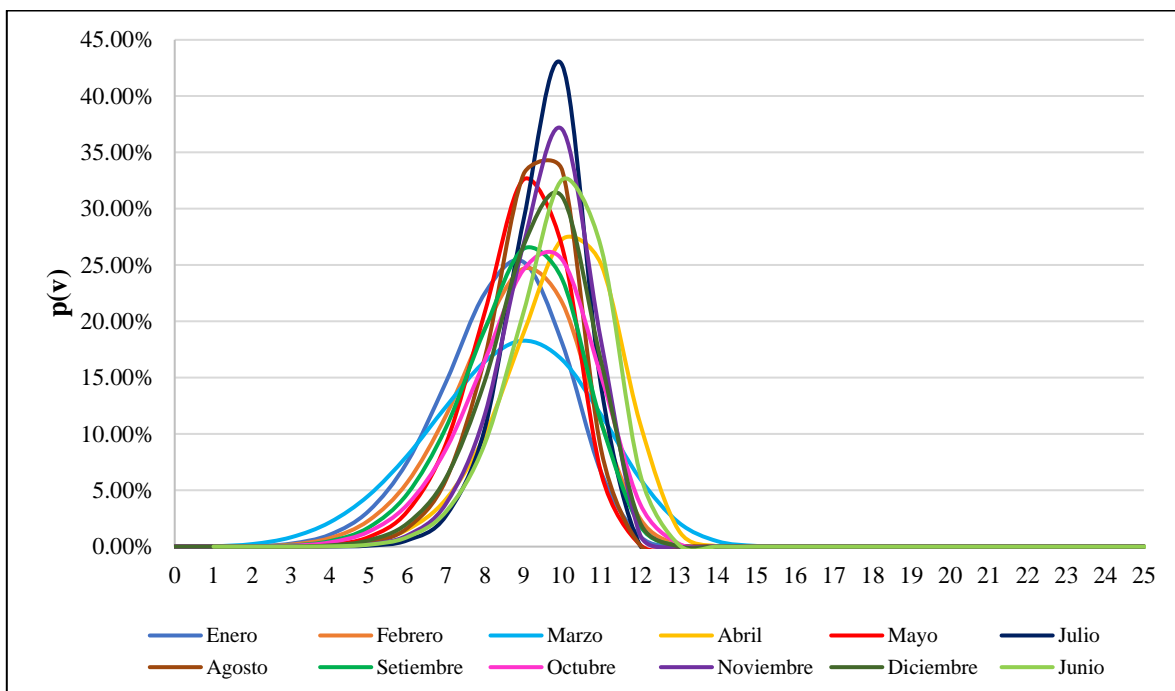


Figura 1 Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..6 Distribución de Weibull mensual con Nordex N131

Asimismo, cabe precisar que no se optó por proceder con una estimación de generación de energía con la Distribución de Weibull, que emplea velocidades promedio mensuales, dado que se contaba con información con granularidad horaria. Esto permitió reducir el grado de incertidumbre en la curva de producción de energía, el cual fue menor en un 8% a lo estimado con la Distribución de Weibull con el modelo Nordex N131/3600.

3.2.2.3 Orientación y emplazamiento de los aerogeneradores

En la subsección anterior, se determinó la cantidad de aerogeneradores permisibles en términos de espaciamiento dentro del área de interés. Estas unidades de generación deben seguir un ordenamiento ajustado a las condiciones del sitio en vista de maximizar el nivel de producción de energía al reducir los efectos de turbulencia aguas abajo generados por los propios aerogeneradores al pasar el viento a través de ellos. Esto es posible mediante una correcta separación entre ellos en dirección del viento predominante y perpendicular a ella. Para ello, fue necesario identificar la dirección del viento predominante en la zona de emplazamiento, el cual fue posible a la información disponible de la plataforma GWA (Ver **Figura 3.7**).

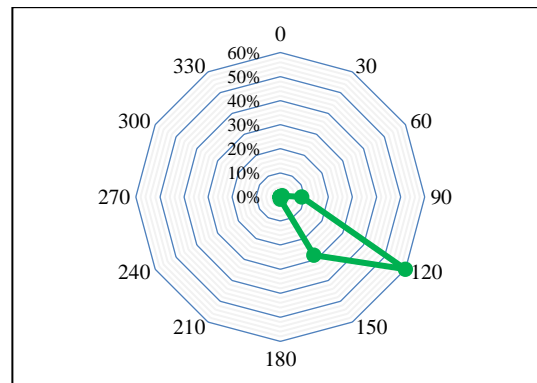


Figura 3.7 Rosa de los vientos del área de interés

En este caso, la rosa de los vientos está dividida en 12 sectores, por ello, cada uno es correspondido con 30°. La información obtenida indicó que la dirección de viento predominante en la zona de emplazamiento escogida es 120° con más del 50% en la contribución total, seguida de la dirección de 150° la cual contribuye en casi 30%. Se concluye que la dirección de los vientos predominante es Sureste (SE). En ese sentido, la ubicación de los aerogeneradores queda definida como se muestra en la **Figura 3.8**.

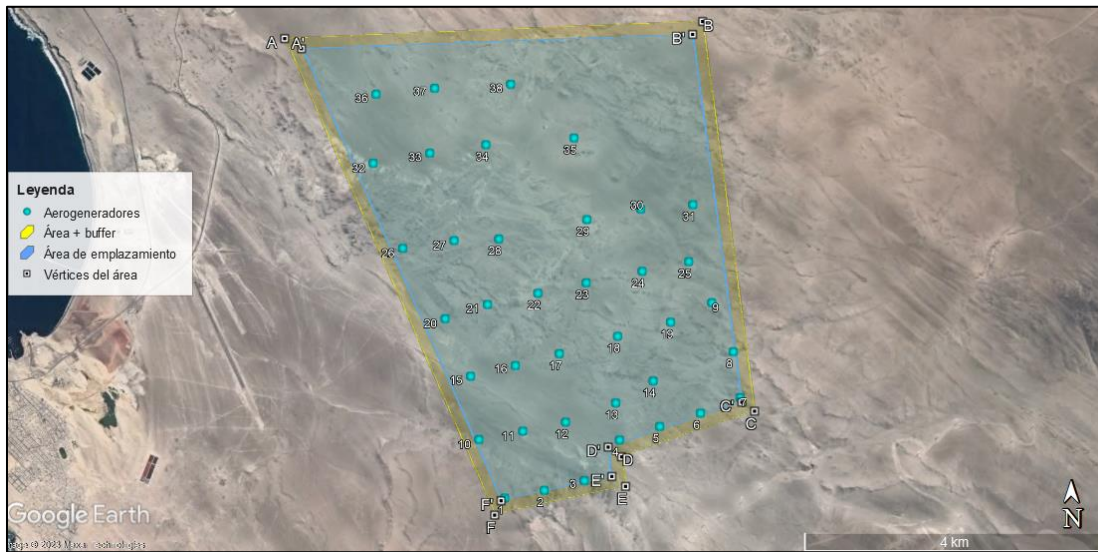


Figura 1 Emplazamiento de los aerogeneradores en el área de interés

En base a lo anterior, se realizó la ubicación de los aerogeneradores respetando una distancia entre torres de la turbina eólica de 917 m (~ 7 veces el diámetro del aerogenerador) y una distancia entre rotores de aerogenerador de 524 m (~ 4 veces el diámetro del aerogenerador) con dirección en la velocidad de viento predominante hacia el SE (120°). Asimismo, el emplazamiento tomó en consideración un *buffer* de, aproximadamente, 160 m del perímetro del área disponible para el proyecto para evitar posibles conflictos durante la operación del parque por el tamaño de los rotores del aerogenerador.

Cabe mencionar que si bien la C.E. Tres Hermanas se encuentra cerca de la zona de emplazamiento de la planta de H2V y, por ende, de la central eólica propuesta, no se consideraron pérdidas asociadas al efecto estela por este hecho. Debido a que la distancia que los separa es más de 1.2 km (~ 10 veces el diámetro del rotor), lo cual está por encima de la distancia entre torres de turbina eólica considerada para el emplazamiento de los aerogeneradores.

3.2.3 Dimensionamiento del sistema de electrolizadores

En base al análisis de generación de energía que se estimó que la central dispone de más de 5,200 horas anuales de operación a plena carga. Con ello, fue posible estimar la cantidad de producción de hidrógeno en condición *as-produced*, el cual hace referencia al aprovechamiento total de energía exclusivamente para fines de producción de H₂V requerido en el proceso de electrólisis de agua.

Gracias a la ecuación descrita en (2.8) fue posible estimar el nivel de producción de hidrógeno en un perfil horario a lo largo de los meses del año a través del consumo específico de energía del electrolizador PEM Silyzer 300 - Full Module Array del fabricante Siemens. Se estimó una producción anual de 13,809,391 kgH₂ o, aproximadamente, 13.81 ktonH₂¹². Dada la variabilidad del recurso eólico, característico de esta tecnología, se optó por considerar los niveles picos de producción a nivel horario en cada uno de los meses y tomar en consideración el valor máximo entre ellos para identificar nivel máximo de producción de H₂V y la capacidad instalada asociada. Este vendría a darse, con mayor frecuencia, en el mes de abril a través de un aporte energético de 112.2 GWh entre las 13:00 y 21:00 horas, lo cual genera una producción de 2.15 tonH₂. Con esa referencia y en base a (2.9), se estimó que se requiere 7 unidades de electrolizadores, lo cual corresponde a una potencia instalada de 122.5 MW. Cabe precisar que esto se encontrará sujeto a cambios para los escenarios de implementación a desarrollar en la sección 3.3 y corresponde a la condición de emplear exclusivamente el 100% de la energía generada por la central en condición *as-produced*.

Asimismo, en la información brindada por el fabricante se indican las dimensiones del electrolizador, las cuales son 15 m de largo, 7.5 m de altura y 3.7 m de ancho. En vista de que se requieren 7 unidades de electrolizadores, el área requerida para su ubicación sería de, aproximadamente, 788 m². En base al área disponible del proyecto, no se identificaron complicaciones para disponer de área para el emplazamiento del sistema de electrolizadores.

¹² Miles de toneladas de hidrógeno

3.2.4 Cuantificación de la demanda hídrica de la planta

En (2.10) se indica cómo estimar la demanda de agua desalada para la producción de H₂V. En este caso, dependió del consumo específico de agua de la tecnología empleada, la cual fue de tipo PEM y su ficha técnica señala un consumo de 10 L/kgH₂. Esto, bajo la condición de operación *as-produced*, corresponde a un consumo anual de 138,093 m³ de agua. Dicha demanda hídrica, estimada en términos de consumo por día, representa un consumo de 378 m³/día de agua desalada. Como se indicó en 1.3.2 Recurso hídrico, solo el 60% del agua de mar en el proceso de desalación es utilizada, por lo tanto, para la demanda hídrica calculada se requiere de una capacidad de procesamiento de más de 600 m³/día de agua extraída del mar.

De tal forma que, el diseño conceptual de la planta de H₂V puede ser visualizado en la **Figura 3.9**, la cual incluye el área de la disposición y emplazamiento de los aerogeneradores de la planta de 136.8 MW, área suficiente para la instalación de los equipos de electrólisis de agua que se ubicará dentro de la destinada para la subestación eléctrica de transformación y, solo en el caso de interconexión al sistema, la línea de transmisión de 220 kV.

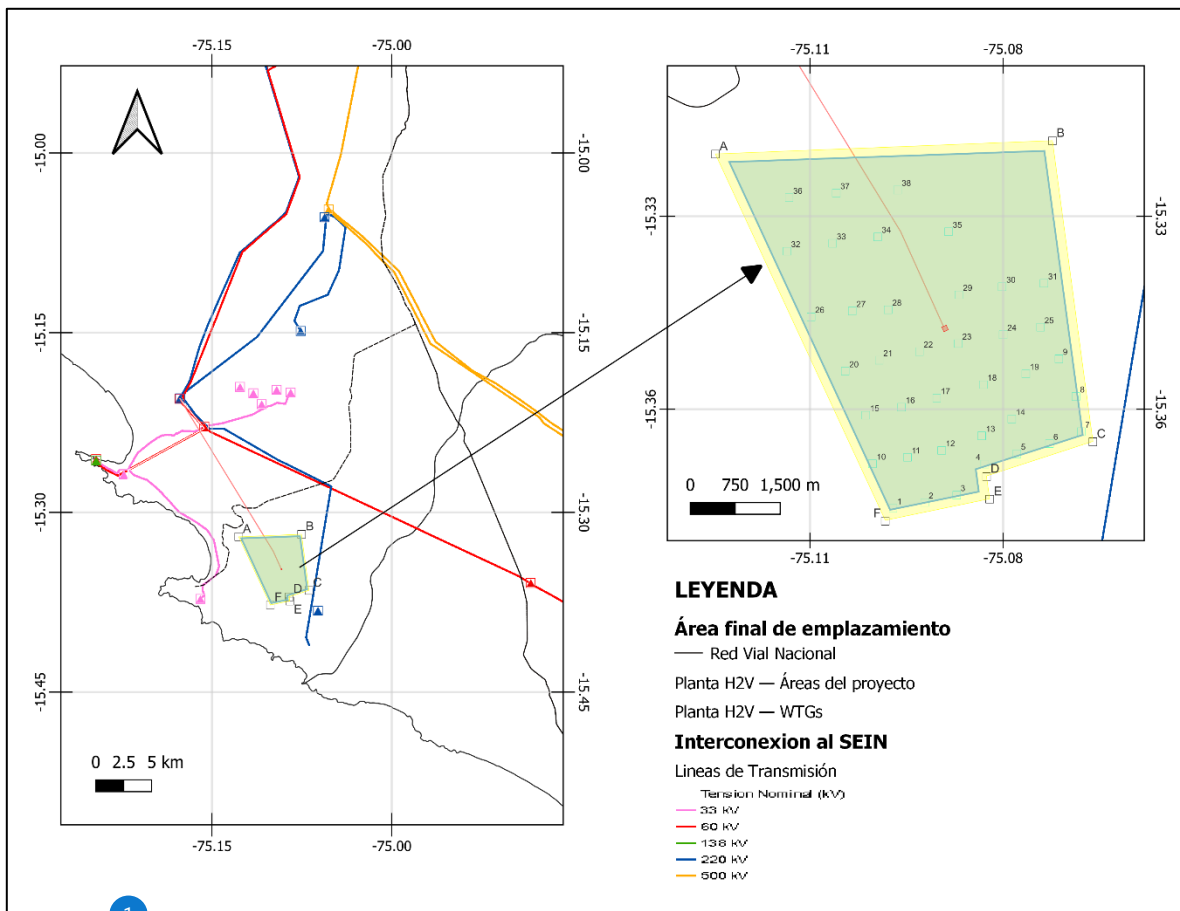


Figura 1 Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..9

Emplazamiento de la planta de H2V

Cabe mencionar que el área destinada para el proyecto cuenta con disponibilidad superficial para el emplazamiento de oficinas administrativas (servicios de agua y luz, sistema de comunicaciones y red de internet, y tópicos de atención), talleres, almacenes, espacios de estacionamiento, así como accesos internos para la central eólica, sistema de electrolizadores, subestación eléctrica y línea de transmisión, según corresponda, que vayan a ser empleados durante la operación de la planta de H2V.

3.3 Desarrollo de los escenarios técnicos de implementación de la planta de H2V

3.3.1 Escenarios de suministro energético de la planta de H2V

El desarrollo de escenarios de suministro energético hacia los electrolizadores de la planta de producción de hidrógeno se basa en la construcción del perfil de generación con

granularidad horaria a lo largo de los 12 meses de un año promedio. Dichos valores fueron estimados en base a las velocidades de viento en perfil horario correspondientes a cada mes del año, estos fueron calculados con los WSI horarios en los 12 meses del año provistos por la plataforma GWA (Ver **Anexo 4**), tal como se indica en (2.3). Esto permitió realizar un cálculo más preciso de la distribución de las velocidades de viento, debido a que las condiciones meteorológicas del recuso eólico son variables a lo largo del año. De tal forma que, el perfil horario mensual del área de interés se muestra en la **Figura 3.10**.

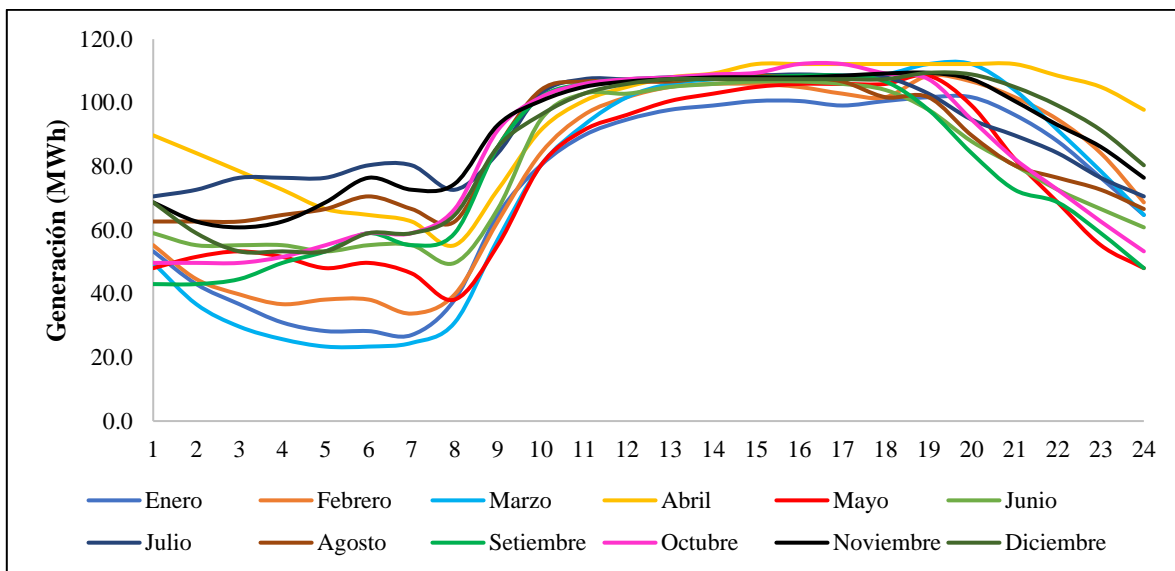


Figura 3.10 Perfil de la velocidad de viento mensual con granularidad horaria [58]

De la figura anterior, se debe indicar que la extrapolación de velocidades de viento se basó en la metodología de *Logarithmic wind profile law* o también conocida como *Log Law* indicada en [29]. Adicionalmente, de la **Figura 3.10**, se desprende el hecho de que las curvas horarias de velocidad viento siguen una tendencia similar entre cada una de ellas, lo cual otorga mayor robustez al perfil de generación. En términos promedios, entre las 01:00 – 10:00 horas se registran las menores velocidades de viento a lo largo del año. Mientras que en el tiempo restante las velocidades de viento son superiores, con especial

particularidad a partir de las 12:00 horas debido a su perfil más estable a lo largo de los días y meses, para mayor detalle ver **Tabla 3.6**.

Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	53.3	55.3	49.7	89.8	48.0	59.0	70.6	62.7	43.0	49.7	68.7	68.7
2	43.0	44.6	36.7	84.2	51.6	55.3	72.7	62.7	43.0	49.7	62.7	59.0
3	36.7	39.8	29.7	78.5	53.3	55.3	76.4	62.7	44.6	49.7	60.9	53.3
4	31.0	36.7	25.7	72.7	51.6	55.3	76.4	64.8	49.7	51.6	62.7	53.3
5	28.3	38.2	23.4	66.6	48.0	53.3	76.4	66.6	53.3	55.3	68.7	53.3
6	28.3	38.2	23.4	64.8	49.7	55.3	80.4	70.6	59.0	59.0	76.4	59.0
7	27.0	33.8	24.6	62.7	46.4	55.3	80.4	66.6	55.3	59.0	72.7	59.0
8	38.2	39.8	31.0	55.3	38.2	49.7	72.7	62.7	59.0	66.6	74.6	64.8
9	64.8	62.7	57.0	72.7	55.3	66.6	84.2	86.2	86.2	91.4	93.0	86.2
10	80.4	84.2	80.4	91.4	80.4	94.7	102.9	104.0	101.8	101.8	100.6	96.2
11	89.8	96.2	93.0	100.6	91.4	102.9	107.4	106.7	105.9	105.9	105.0	102.9
12	94.7	101.8	101.8	105.0	96.2	102.9	107.4	106.7	107.4	107.4	106.7	105.9
13	97.8	105.0	105.9	108.0	100.6	105.0	108.0	106.7	107.4	108.0	107.4	107.4
14	99.2	105.9	107.4	109.2	102.9	105.9	108.0	108.0	107.4	108.9	108.0	107.4
15	100.6	105.9	108.5	112.2	105.0	106.7	108.5	108.5	108.0	109.4	108.0	107.4
16	100.6	105.0	108.5	112.2	105.9	106.7	108.9	108.0	108.5	112.2	108.0	107.4
17	99.2	102.9	108.5	112.2	105.9	105.9	108.5	106.7	108.5	112.2	108.5	107.4
18	100.6	101.8	108.9	112.2	105.9	104.0	108.0	101.8	106.7	109.2	109.2	107.4
19	101.8	108.5	112.2	112.2	108.5	97.8	102.9	101.8	97.8	107.4	109.4	109.4
20	101.8	106.7	112.2	112.2	99.2	87.9	94.7	89.8	84.2	94.7	107.4	108.9
21	96.2	101.8	104.0	112.2	82.4	80.4	89.8	80.4	72.7	82.4	100.6	105.0
22	87.9	94.7	91.4	108.5	68.7	72.7	84.2	76.4	68.7	72.7	93.0	99.2
23	76.4	84.2	78.5	105.0	55.3	66.6	76.4	72.7	59.0	62.7	86.2	91.4
24	64.8	68.7	64.8	97.8	48.0	60.9	70.6	66.6	48.0	53.3	76.4	80.4
Suma	1,742	1,862	1,787	2,258	1,798	1,906	2,177	2,050	1,885	1,980	2,175	2,101

Tabla 0.6 Producción de energía con granularidad horaria (MWh)

Los valores indicados en la **Tabla 3.6**, incluyen el factor de pérdidas de energía de 18% por parte de la central eólica y la última fila de la tabla indica el valor de producción de energía a lo largo de un día de operación de la central. Se recomienda evaluar el perfil de generación con la mayor información disponible de los últimos años en la zona de interés (por lo menos 10 años) y con la mayor granularidad posible, esto debido a que al evaluar el perfil de generación con una temporalidad más granular permite obtener una mejor precisión sobre la disposición del recurso eólico en la zona de emplazamiento del proyecto.

Además, evaluar el perfil de generación en términos horarios en lugar de valores mensuales es la metodología más adecuada para los fines de la tesis dado que se requiere evaluar el nivel de variabilidad en la producción de H2V a lo largo del periodo disponible de análisis e información disponible del recurso eólico.

(i) Producción por bloques horarios

Las horas de inicio y fin de cada uno de los meses de análisis se indican en la **Tabla 3.7**, así como también la cantidad de energía comprendida en el rango de tiempo destinado para la producción de hidrógeno.

Mes	Hora de inicio	Hora de fin	Energía (GWh)
Enero	11	22	36.3
Febrero	11	22	34.4
Marzo	12	21	32.4
Abril	11	24	43.8
Mayo	12	20	28.6
Junio	10	20	33.5
Julio	10	20	35.4
Agosto	10	19	32.3
Setiembre	10	19	31.2
Octubre	10	20	35.4
Noviembre	9	23	45.7
Diciembre	10	23	44.6
Suma	-	-	433.6

Tabla 0.7 Energía destinada para la producción de H2V por bloques horarios

La delimitación de rangos horarios para producción de H2V fue de selección propia y se basó en el límite de variación de generación de energía de +/- 10% con la finalidad de reducir la variación del inicio y fin del bloque de energía, así como la optimización de la capacidad instalada del sistema de electrolizadores para evitar un sobredimensionamiento. A través de la delimitación de rangos horarios, se determinó la máxima capacidad de aprovechamiento de la producción de energía en los intervalos de mayor producción de energía a lo largo del día y con perfiles casi estables de generación, ver **Figura 3.11** como ejemplo.

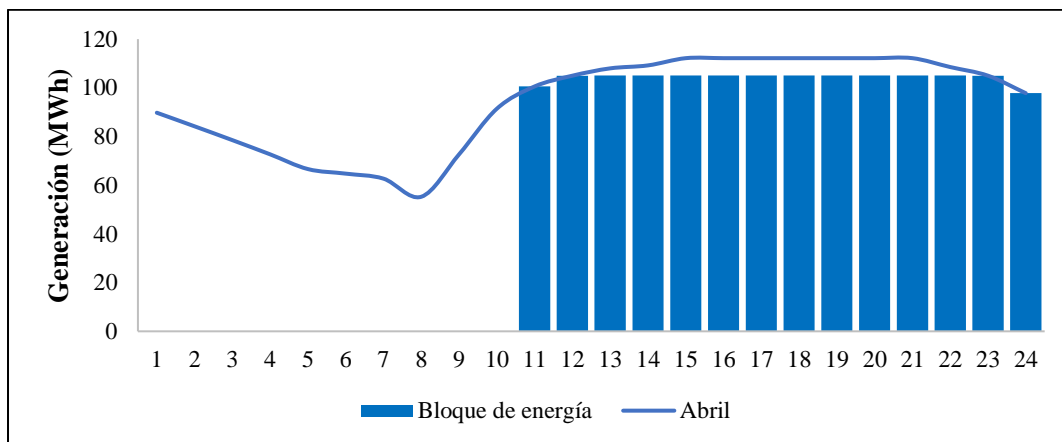


Figura 1 Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..11
 Bloque horario de energía en el mes de abril para H2V

Por tal motivo, las horas de inicio y fin de los bloques de energía son variables en cada uno de los meses de análisis. De tal forma que el mes de noviembre es el mes con mayor aporte energético al sistema de electrolizadores mientras que el mes de setiembre es el mes con mínimo aporte en la producción de hidrógeno. Cabe precisar que en la **Figura 3.11** se muestra que existen picos de generación de energía que el sistema de electrolizadores no considera para producción de H2V, esto es debido a que se incurriría en la adición de una unidad de electrolizadores con bajo nivel de utilización. Dicho criterio fue considerado para incrementar la operatividad de cada una de las unidades de electrólisis y reducir el costo de producción, en base a lo analizado por Gallardo et al. en [12]. Para mayores detalles de los bloques de energía de cada uno de los meses de evaluación ver el **Anexo 5**. En términos promedios, se estimó una producción de H2V de 22.8 tonH₂ a través de este escenario de aprovechamiento energético a lo largo de un día de operación. En ese sentido, bajo el escenario de producción de hidrógeno por bloques horarios, se obtuvo un factor de aprovechamiento de la capacidad total de producción de la central eólica en 60%, lo cual equivale a 433.6 GWh al año destinados únicamente para el funcionamiento de los sistemas de electrolizadores, equivalentes a una producción de 8,298 tonH₂ al año.

Asimismo, dado que este escenario optimiza los picos máximos de generación de energía para producción de H2V, la cantidad de requerida de electrolizadores es menor a la indicada para las condiciones “*as-produced*”. Por lo tanto, corresponde 6 unidades de

electrolizadores que suman una potencia instalada de 105 MW, lo cual reduce el CapEx del proyecto. Esto genera que, al momento de operar todo el sistema de electrolizadores, el factor de utilización es alrededor del 97%. Cabe precisar que, al no operar durante todas las horas del día, es decir, aquellas con bajo nivel de generación de energía, la capacidad ociosa del sistema de electrolizadores no es despreciable. Dado que únicamente se aprovecha niveles altos de generación, la capacidad ociosa durante el año es equivalente a casi el 50% de lo que podría operar a lo largo del año.

(ii) Producción por bloques escalonados

En este escenario de operación, se decidió optar por más de un nivel de producción firme y con incrementos a lo largo del día, el cual se ajustó a las condiciones de disponibilidad de recurso energético en cada uno de los meses. En la **Figura 3.12**, como ejemplo, se muestra que en el mes de enero se definió cuatro niveles de suministro energético para los electrolizadores denotada por las prestaciones del recurso eólico en dicho mes. Para mayor detalle de la definición de los bloques escalonados en los demás meses del año, ver **Anexo 6**.

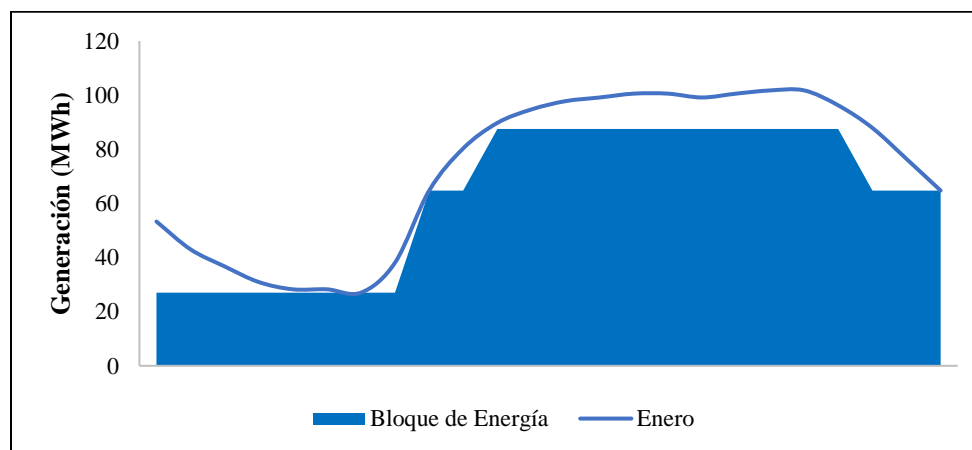


Figura 1 Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..12
Bloque escalonado de energía en el mes de enero para H2V

El suministro de energía por bloques escalonados permitió obtener un mayor aprovechamiento de la energía generada en la central eólica, el cual se incrementó a casi 84% y corresponde a 602.3 GWh/año. Respecto al escenario anterior, este incremento se

debió a que desde horas tempranas del día se aprovechan los bajos niveles de generación para producir H2V a pesar de la reducción de niveles pico de aprovechamiento del recurso eólico, mientras que en los bloques horarios del día solo están en operación en ciertos rangos de máxima producción del día se activan los sistemas de electrolizadores, ver **Tabla 3.8**.

Mes	Energía (GWh)	Nº bloques firmes
Enero	46.6	4
Febrero	44.3	4
Marzo	42.4	4
Abril	52.5	2
Mayo	45.0	4
Junio	48.8	3
Julio	58.1	3
Agosto	55.3	4
Setiembre	48.1	5
Octubre	50.6	4
Noviembre	54.2	3
Diciembre	56.4	3
Suma	602.3	-

Tabla 0.8 Energía destinada para la producción de H2V por bloques escalonados en un día promedio

En términos promedios, a lo largo de un día de operación, se estimó una producción de H2V de 31.6 tonH₂ a través de este escenario de aprovechamiento energético, el cual es superior al escenario anterior debido al incremento de horas de operación del sistema de electrolizadores desde inicio del día. De tal forma que, la producción de H2V asciende a 11, 526 tonH₂ durante el año de operación.

Asimismo, como este escenario no contempla los picos de producción de la central eólica por los bloques horarios establecidos a lo largo de todos los meses y dado que optimiza la utilización de electrolizadores, la cantidad se redujo. En este caso, para satisfacer el nivel de producción máximo en un intervalo horario del mes de abril a partir de las 10:00 horas, solo fue necesario 5 unidades de electrolizadores que suman una potencia instalada de 87.5 MW. Esto muestra una reducción del sistema de electrolizadores de agua en el sistema de producción de H2V. Cabe precisar que este escenario de suministro energético reduce la capacidad ociosa del sistema de electrolizadores a lo largo del día, de tal forma, que es igual a 0%, dado que su operatividad se basa en el incremento gradual de la activación de las unidades de electrólisis. Esto con la finalidad de maximizar la

producción de H2V desde horas tempranas del día e incrementar la eficiencia del equipamiento en operación a lo largo del año. Con ello, es posible alcanzar un factor de utilización de 93%, en términos promedios, a lo largo de las 8760 h/año.

3.3.2 Escenarios de interconexión al SEIN de la planta de H2V

Los escenarios de interconexión al SEIN se basan en dos modalidades de operación: (i) Conectado a la red (On-grid) y (ii) Producción aislada de la red (Off-grid). La primera consiste en evaluar la interconexión a la red eléctrica nacional para inyectar los excesos de producción de energía por parte de la central eólica que no son aprovechados para la producción de hidrógeno, mientras que la segunda consiste en destinar únicamente la energía necesaria para el sistema de electrolizadores y el exceso de energía no es aprovechado para fines adicionales de ventas.

(i) Conexión on-grid

Dentro de los criterios técnico-económicos utilizados para la selección de la zona de emplazamiento se incluyó la distancia a infraestructura eléctrica, la cual incluía subestaciones eléctricas y líneas de transmisión, siendo este último componente el de mayor relevancia para el presente análisis en vista de que se plantea una interconexión al SEIN. En este caso, el acceso a la red eléctrica es a través de una línea de transmisión de que conecta la subestación eléctrica Marcona a un nivel de tensión de 220 kV. Siendo la longitud de la nueva línea de transmisión que conectaría la subestación eléctrica elevadora de la central eólica de la planta de H2V se encontraría a 18 km de la infraestructura eléctrica existente, tal como se muestra en la **Figura 3.9**.

La cantidad de energía destinada para la inyección de energía a la red eléctrica nacional es estrictamente dependiente de la cantidad destinada para el suministro energético al sistema de electrolizadores indicado en la **Tabla 3.7 y 3.8**. En ese sentido, la estimación de excesos de producción no aprovechados de la central eólica se indican en la **Tabla 3.9**.

Escenarios de generación	Excesos de producción (GWh)
Producción por bloques horarios	288.0
Producción por bloques escalonados	119.3

Tabla 0.9 Excesos de energía para inyección a la red por escenario de producción de H2V

En este se evidencia que los excesos de producción en el escenario de bloques escalonados son menores a lo calculado en bloques horarios en casi 59%. Esto debido a que la producción de bloques horarios solo considera un rango horario a lo largo del día, el cual es, aproximadamente, en valores promedio de 10 horas al día.

Sin embargo, la finalidad de evaluar un escenario de interconexión se basa en el efecto económico que puede conllevar la venta de energía como línea complementaria en la planta de H2V. Por lo tanto, además de la estimación de excesos de energía, dependió del efecto de los costos marginales en la barra eléctrica del punto de conexión ajustada al perfil de generación. Se descargó la información disponible en el portal del COES¹³ para costos marginales en la barra “MARCONA 220” de archivos mensuales durante el año 2022 con datos de granularidad quinceminutal. Se estableció dicha temporalidad de información con la finalidad de emplear información de un año de referencia tras la aprobación de la modificación del procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación” que reflejara los costos reales en el SEIN. Sin embargo, se excluyó los costos marginales de noviembre y diciembre del 2022, y se tomó como referencia del año 2021 únicamente de dichos meses dado los altos costos marginales percibidos en el sistema por acentuada indisponibilidad hídrica en el despacho económico.

Bajo dicha premisa, fue necesario un procesamiento de la información para alinear la granularidad de datos con los del perfil de generación. En Python, se consideró ajustar los valores a granularidad horaria. Se identificó que durante las horas pico en el SEIN se obtienen los valores más altos de costo marginal, lo cual favorece al escenario de excesos de producción en bloques escalonados dado su no aprovechamiento para producción de H2V para percepción de ingresos por su venta en el sistema, ver **Figura 3.13**.

¹³ <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Transferencias/CostosMarginales>

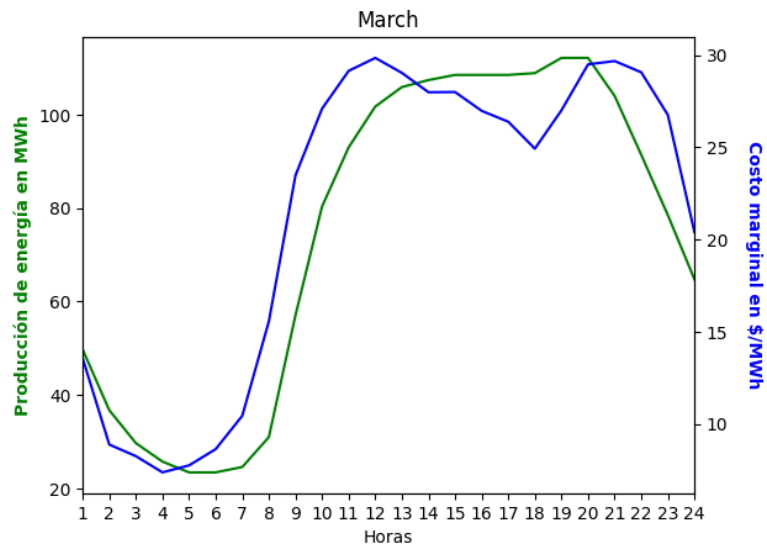


Figura *Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí.* **13** Costo marginal en barra MARCONA 220 a nivel horario en el mes de marzo 2022

(ii) Conexión off-grid

La modalidad de operación en off-grid implica que ninguno de los excesos de producción estimados en la operación de bloques horarios o bloques escalonados por parte de la central eólica fuese inyectado a la red. Ello implica que bajo esta condición no se añaden costos de inversión relacionados a la construcción de la línea de transmisión para conexión a la red y, consecuentemente, no se contemplaron ingresos por venta de excesos de energía. Este escenario fue evaluado para contemplar resultados conservadores ante posibles situaciones en las cuales la producción de energía sea destinada para fines de abastecimiento a población local como posible medida de relacionamiento comunitario o futuro proceso de SWRO para interiorización de costos relacionados al abastecimiento de agua desalada de la planta de H2V en lugar de adquirirlo de terceros. Siendo el escenario de bloques horarios el que mayor dispone de potencial de futuro aprovechamiento interno.

3.4 Evaluación técnico-económica de los escenarios desarrollados

3.4.1 Evaluación técnica de los escenarios de producción de H2V

Con base a los resultados estimados de cantidad de energía destinada para la producción de H2V, fue posible estimar dicho valor con granularidad horaria a lo largo de los meses tanto para la producción por bloque horario como para la producción por bloques escalonados. En la **Figura 3.14**, se muestra cómo sería la variabilidad de producción de hidrógeno en un día típico del mes de enero.

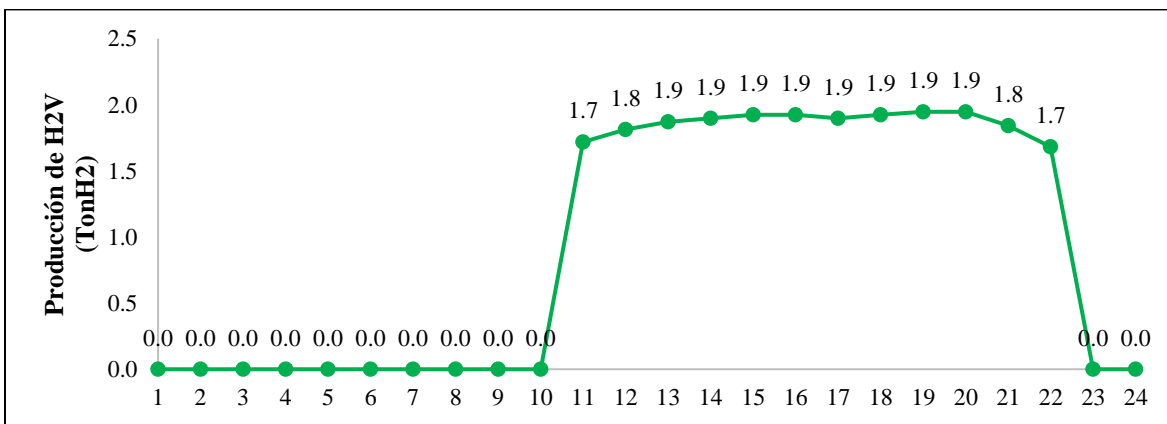


Figura 3.14 Producción de H2V por bloque horario – mes de enero

En cambio, en la **Figura 3.15**, se muestra que el comportamiento de la producción de hidrógeno es diferente a la mostrada en la **Figura 3.14**, debido a que se obtienen diferentes niveles de bloques firmes de producción de hidrógeno en temporalidad horaria.

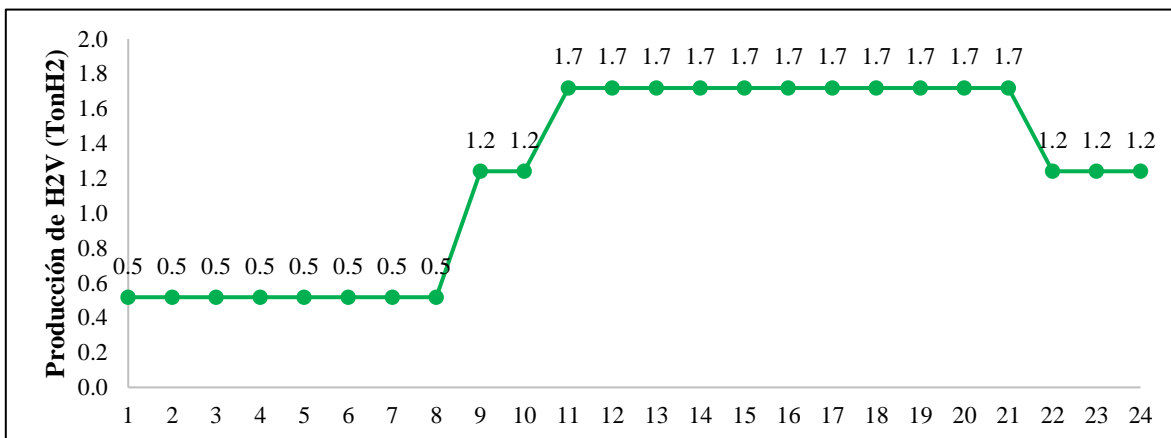


Figura ;Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí..15
Producción de H2V por bloque escalonado – mes de enero

Las gráficas mostradas involucran diferentes niveles de producción a lo largo de un día, por lo tanto, se espera que la cantidad de electrolizadores empleados por hora de operación sea ajustada a la curva de necesidad de producción por parte de la planta de H2V. En ese sentido, en la información de ficha técnica del fabricante del electrolizador PEM, se indica que cada unidad, compuesta por 14 módulos, es capaz de producir hasta 335 kg de hidrógeno en una hora de operación. Por lo tanto, se estimó la máxima cantidad de electrolizadores que se necesitarían para satisfacer el máximo nivel de producción de H2V, ver **Tabla 3.10**.

Escenarios de generación	# Electrolizadores	Potencia total de electrolizadores	% utilización de energía planta	% capacidad ociosa
Producción por bloques horarios	6	105.0 MW	60.1%	51.8%
Producción por bloques escalonados	5	87.5 MW	83.5%	0%

Tabla 0.10 Características técnicas del sistema de electrolizadores en producción por bloque y escalonado

De la tabla, se evidencia que la producción por bloques horarios requiere una unidad adicional de electrolizador PEM para satisfacer su capacidad de producción de hidrógeno en comparación con los bloques escalonados. Esto debido a que la curva de producción de H2V por bloques horarios contempla los niveles más altos de generación de energía para aprovechar toda la cantidad de energía producida únicamente en el intervalo de operación seleccionado. En cambio, los bloques escalonados contemplan bloques firmes de producción de hidrógeno en los intervalos horarios del escenario de generación anterior, lo cual reduce los picos de producción a lo largo de los meses y produce un perfil estable de suministro de hidrógeno.

Adicionalmente, se resalta que el factor promedio de utilización mensual en el escenario de bloques escalonados es superior al de bloques horarios en más del 40%, ver **Tabla 3.10**. Esto debido a que, desde inicios del día, si bien una baja cantidad, los electrolizadores se encuentran en operación para producir hidrógeno hasta alcanzar una mayor capacidad de producción a partir de, en la mayoría de los meses, las 11:00 horas, lo

cual reduce la capacidad sin utilizar a lo largo del año del equipo de electrólisis de agua. Hecho que no sucede en los bloques horarios por su configuración de operación determinada.

3.4.2 Evaluación económica de los escenarios de producción de H2V

En la **Tabla 2.13 y 2.14**, se indicaron los variables de ingreso que se utilizaron para la evaluación económica de los escenarios descritos con anterioridad, siendo estas las mismas para la evaluación de cada uno de los escenarios. Adicionalmente a ellas, se estimó un costo promedio de CAPEX correspondiente a la línea de transmisión para los escenarios conectados a la red eléctrica para inyección de excesos en base a la información disponible en [21] que operen bajo un nivel de tensión de 220 kV, ver **Tabla 3.11**.

Nombre de la Línea de Transmisión (L.T.)	Longitud (km)	Inversión (MUSD ¹⁴)	Costo por km (MUSD)
L.T. 220 kV Friaspata - Mollepata	92.00	33.67	0.366
L.T. 220 kV Tintaya - Socabaya	207.00	43.57	0.210
L.T. 220 kV Azángaro - Juliaca - Puno	107.30	51.10	0.476
L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya	354.00	135.40	0.382
L.T. 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cállic - Moyobamba	372.00	190.00	0.511
L.T. 220 kV Planicie - Industriales	17.00	33.53	1.972
L.T. 220 kV Machupicchu - Abancay - Coturase	197.10	107.00	0.543
L.T. 220 kV Talara - Piura	106.00	20.37	0.192
L.T. 220 kV Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero	572.00	327.65	0.573
L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	106.00	23.56	0.222
L.T. 220 kV Independencia - Ica	57.10	10.89	0.191
L.T. 220 kV Montalvo - Los Héroes	128.80	31.94	0.248
L.T. 220 kV Friaspata - Mollepata	92.00	33.67	0.366
Costo promedio por km (MUSD)	-	-	0.286

Tabla 0.11 Líneas de transmisión de 220 kV

Cabe mencionar que dentro del costo promedio por km de la línea de transmisión no se consideró a las siguientes: L.T. 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cállic – Moyobamba, L.T. 220 kV Planicie – Industriales, L.T. 220 kV Machupicchu - Abancay – Coturase y L.T. 220 kV Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca -

¹⁴ Millones de dólares

Cerro Corona – Carhuaquero, debido a que su ratio de CAPEX está muy por encima del promedio de las inversiones ejecutadas en las otras líneas de transmisión listadas en la tabla superior.

Por lo tanto, en base a todo lo anterior, se indican las variables técnicas más relevantes correspondientes a cada uno de los escenarios desarrollados a lo largo de esta investigación, ver **Tabla 3.12**.

Variable	Bloque horario y On-grid	Bloque horario y Off-grid	Bloque escalonado y On-grid	Bloque escalonado y Off-grid
Central de generación e interconexión				
Potencia de la central eólica	136.8 MW	136.8 MW	136.8 MW	136.8 MW
Longitud de la L.T. 220 kV	18 km	0.0 km	18 km	0.0 km
CAPEX central eólica y LT	183 MUSD	177.8 MUSD	183 MUSD	177.8 MUSD
OPEX anual	4.0 MUSD	4.0 MUSD	4.0 MUSD	4.0 MUSD
Sistema de electrolizadores PEM				
Potencia total de los electrolizadores	105 MW	105 MW	87.5 MW	87.5 MW
Producción de H ₂ V al año	8,298 tonH ₂	8,298 tonH ₂	11,527 tonH ₂	11,527 tonH ₂
CAPEX	55.7 MUSD	55.7 MUSD	46.4 MUSD	46.4 MUSD
OPEX anual	1.1 MUSD	1.1 MUSD	0.93 MUSD	0.93 MUSD
Recurso hídrico				
Consumo de agua al año	82,980 m ³	82,980 m ³	115,269 m ³	115,269 m ³
Costo total del agua al año	0.25 MUSD	0.25 MUSD	0.35 MUSD	0.35 MUSD

Tabla 0.12 Resumen técnico y económico de las condiciones a evaluar

Cabe resaltar que, por el tiempo de vida útil de la celda de los electrolizadores y el factor de planta estimado de la central eólica, sí se incluyó costo relacionado al reemplazo de las celdas de los electrolizadores PEM. Dicho costo se dio en el año 15 de operación de la planta, éste ascendió a 16.7 MUSD y 13.9 MUSD en los escenarios evaluados por toda la capacidad de electrolizadores de agua. Los resultados correspondientes se detallan en la **Tabla 3.13**.

Variable	Bloque horario y On-grid	Bloque horario y Off-grid	Bloque escalonado y On-grid	Bloque escalonado y Off-grid
Caso	I	II	III	IV
LCOE	25.54 USD/MWh	24.98 USD/MWh	25.54 USD/MWh	24.98 USD/MWh
VAN Hidrógeno	111,938 tonH ₂	111,938 tonH ₂	155,494 tonH ₂	155,494 tonH ₂
VAN Costos	234 MUSD	231 MUSD	280 MUSD	275 MUSD
LCOH	2.09 USD/kgH ₂	2.06 USD/kgH ₂	1.80 USD/kgH ₂	1.77 USD/kgH ₂
Precio de venta H2V	5.00 USD/kgH ₂	6.09 USD/kgH ₂	5.10 USD/kgH ₂	5.37 USD/kgH ₂

Tabla 0.13 Resumen económico de los escenarios

Todos los flujos futuros de producción de hidrógeno y costos asociados a la operación de la planta de H2V a lo largo de los 30 años de operación predeterminados fueron traídos a valor presente con la tasa de descuento correspondiente al valor del WACC (5.95%). En base a ello, se realizó la estimación del costo de producción del hidrógeno o LCOH como la división entre el Valor Actual Neto (VAN) de los costos y el VAN de la producción de H2V.

Entre los escenarios desarrollados, se identificó que la modalidad de operación de bloques escalonados on-grid y la modalidad de operación de bloques horarios on-grid son los que ofrecen interesantes resultados en estimación de valor de LCOH y precio de venta de hidrógeno para alcanzar una tasa de retorno de inversión del 10% (> WACC). Esto se debe a que la primera nos permite tener un mayor volumen de energía que se puede comercializar en el mercado de corto plazo, mientras que la segunda ofrece una reducida cantidad de excesos de energía, pero en intervalos donde el costo marginal es superior. Por ello, el primer escenario ofrece ventajas en el precio de venta del H2V y el segundo escenario en el valor estimado de LCOH. Sin embargo, se decidió optar como mejor alternativa la de bloques escalonados on-grid dado que es susceptible a un incremento superior del costo marginal en el mercado de corto plazo al considerado en la presente investigación mediante indexación de precios, lo cual puede hacer aún más atractivo esta alternativa.

Los resultados de dicho escenario se encuentran alineados a lo estimado por otras literaturas a nivel regional tales como [12], [13], la cuales que emplearon tecnología

renovable no convencional para la producción de hidrógeno. El resultado de la presente tesis es más cercano a los obtenidos en la Patagonia, Chile donde obtuvieron un LOCH de 1.94 USD/kgH₂ versus el estimado en el mejor escenario técnico-económico con un LCOH de 1.80 USD/kgH₂ con una menor tasa de WACC. En cambio, los valores de LCOH estimados con energía eólica en Argentina son superiores a los indicados en la **Tabla 3.13**, debido, principalmente, a que usaron una tasa WACC mayor que asciende a 10%. Adicionalmente, bajo la premisa anterior, los valores de LCOE empleados para el consumo de electricidad, tanto para Chile como Argentina, del sistema de electrolizadores son mayores a los calculados en la presente tesis (LCOE = ~ 25 USD/MWh).

En base a todo lo descrito anteriormente, se determinó que, bajo la metodología propuesta, el escenario de producción de bloques escalonados on-grid es la alternativa más atractivo para desarrollo de una planta de H2V en el territorio peruano dado que ofrece un LCOH competitivo que nos permite producir mayores volúmenes de hidrógeno y percibir ingreso del mercado de corto plazo por comercialización de energía en aquellos intervalos horarios (horas punta en el SEIN) donde el costo marginal es superior. Ventaja que no gozan las alternativas en la modalidad de operación off-grid al no contar con infraestructura de interconexión a la red. Sumado a ello, cabe mencionar que la variación del costo de producción del H2V al optar con la construcción de una línea de transmisión no es mayor al 1.5%, mientras que la venta de energía ofrece una reducción de casi 5.3% en el precio de venta de H2V en bloques escalonados mientras que casi 22% en bloques horarios dado el mayor volumen de energía.

Por último, se realizó un desglose de los costos asociados a la planta de H2V que son reflejados en el cálculo del LCOH en base al escenario de seleccionado de producción escalonada on-grid. En la **Figura 3.16**, se muestran los componentes y proporción de participación en el valor del LCOH. Se identificó que los principales componentes con mayor contribución en el costo de producción de H2V es el asociado al precio de la electricidad empleada y el CAPEX del sistema de electrolizadores, con un valor de 74% y 17%, respectivamente, en el escenario de bloque escalonado on-grid, los cuales son congruentes a lo estimado en la literatura regional [12]. Cabe precisar que se empleó

tecnología PEM para la electrólisis de agua con una reducción en el horizonte 2035-2040, en caso se evalúe con tecnología alcalina se espera que la inversión requerida sea menor.

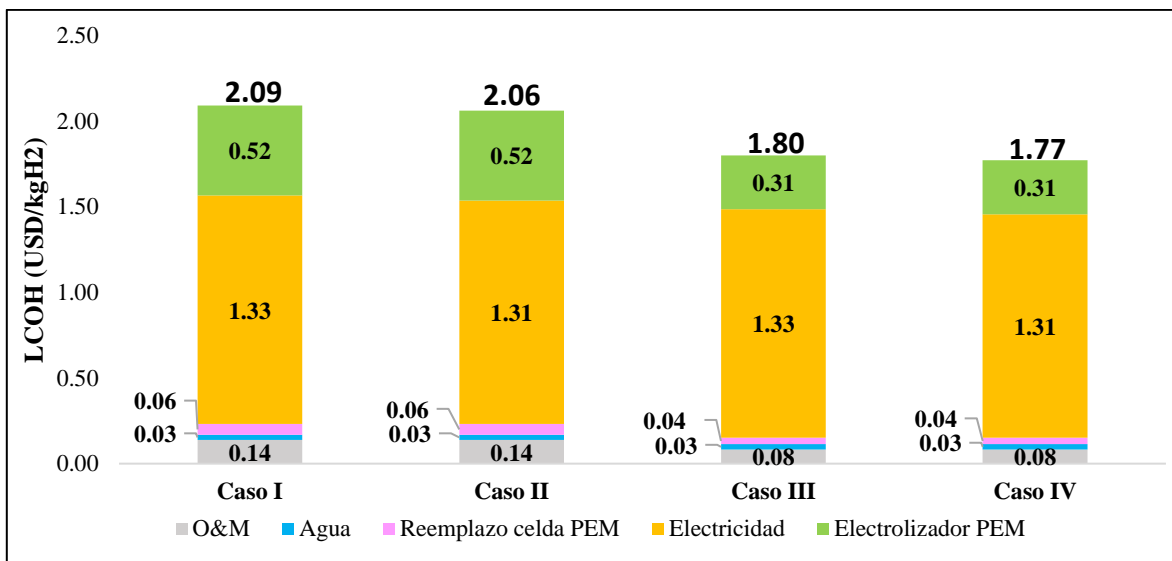


Figura 1 Desglose de costos involucrados en el LCOH

Por otro lado, la contribución restante se atribuye a la operación y mantenimiento de la planta de H₂V (5%), reemplazo de la celda de los electrolizadores (2%) y consumo hídrico (2%), lo cual nos indicó que su impacto en el LCOH no es significativo. Por lo tanto, la optimización de cálculo del valor de LCOH queda supeditada a la precisión de la estimación del precio del suministro eléctrico de la tecnología a emplear (LCOE) y la inversión requerida para el equipamiento de los electrolizadores.

3.4.3 Análisis de sensibilidad del escenario de implementación elegido

Anteriormente, se identificó que el escenario de producción de H₂V por bloques escalonados y conexión a la red para inyección de excesos es el que ofrecía las mejores prestaciones económicas. En base a ello, se realizó un análisis de sensibilidad de los parámetros económicos más relevantes en el cálculo del LCOH basado en [12], [41], de tal forma que, las variables de análisis se indican en la **Tabla 3.14**.

Variable	-10%	Valor base	+10%
WACC	5%	6%	7%

Tasa de interés	6%	7%	8%
Costo del agua	2.7 USD/m ³	3.0 USD/m ³	3.3 USD/m ³
CAPEX electrolizador	477 USD/kW	530 USD/kW	583 USD/kW
CAPEX central eólica	1,170 USD/kW	1,300 USD/kW	1,430 USD/kW

Tabla 0.14 Sensibilidad de parámetros económicos

El análisis de sensibilidad se basó en la variación porcentual de $\pm 10\%$ de los valores base indicados en la sección 2.4 Evaluación técnico-económica de los escenarios desarrollados. En ese sentido, se evaluó el impacto económico en el cálculo del LCOH del incremento o reducción de 5 variables. Los resultados de la evaluación de sensibilidad se muestran en la **Figura 3.17**.

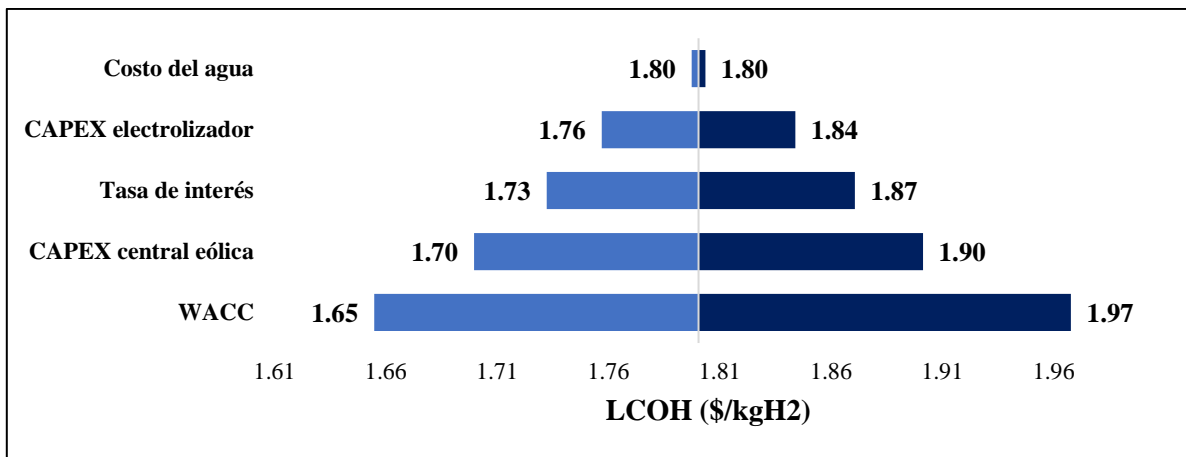


Figura 3.17 Resultados de análisis de sensibilidad de parámetros técnico-económicos

De la figura, se desprende el hecho de que la variable con menor impacto económico es el costo del agua, en vista de que su sensibilidad impactó en $\pm 0.2\%$. Dicho análisis coincide con lo descrito en [13], donde incluso se indica a esta variable como despreciable en el cálculo del LCOH. Por lo tanto, variaciones en el costo de desalación de agua de mar no resultan ser representativas. Por otro lado, seguido del costo del agua empleado en el proceso de electrólisis, se obtuvo que el CAPEX del sistema de electrolizador en $\pm 2.4\%$. Este último se debe a que se ha considerado una reducción de dicho concepto hacia el horizonte 2035-2040, por lo tanto, su efecto es reducido a comparación de los precios actuales. Caso contrario, esta variable contaría con mayor impacto en el análisis de sensibilidad. Asimismo, se analizó el impacto de variación en la tasa de interés para el financiamiento aplicado tanto a la central eólica como el sistema de

electrolizadores, el cual fue de $\pm 3.8\%$. Los resultados de esta variable resultaron ser más representativas que las mencionadas anteriormente.

En cambio, se observó una mayor variación del escenario base del LCOH obtenido con la variación del CAPEX de la central eólica, el cual incluye a los aerogeneradores, línea de transmisión y subestación eléctrica. De tal forma que un incremento o disminución del 10% generó un impacto $\pm 5.6\%$. A esta variable no se consideró factores de reducción en el horizonte temporal dado que es una tecnología con mayor grado de madurez comercial que los electrolizadores, en ese sentido, no se estima reducciones significativas en el CAPEX. Asimismo, este resultado está alineado a que el componente de costo de energía sea el de mayor impacto en el análisis de desglose de costos en el LCOH. Sin embargo, entre las 5 variables sometidas a un análisis de sensibilidad, se obtuvo que la de mayor impacto en el cálculo del LCOH fue la tasa de descuento o conocida como WACC, la cual se encuentre sujeto al esquema de financiamiento de la planta de H2V y nivel de riesgo que cuente el país en el cual se evalúa el proyecto por la mayor rentabilidad esperada en el mercado. De tal forma que con una variación de $\pm 10\%$ de esta variable, se generó una variación porcentual de $\pm 8.5\%$, lo cual implica un posible aumento o disminución de 0.16 USD/kgH₂ en comparación el caso base.

Incluso si se analiza a niveles de rentabilidad menores del 9% y 8%, siendo ambos superiores a tasa de descuento empleado en el análisis económico con un VAN positivo, el precio de venta del H2V se reduce a 4.8 y 4.5 USD/kgH₂, respectivamente. Estos resultados indican una disminución en 5 y 10% comparado con el caso base a una rentabilidad del 10%. El nivel de rentabilidad esperada para la ejecución de este proyecto quedará supeditada al nivel de riesgo que el inversionista opte para el desarrollo y promoción del hidrógeno verde en el país.

Por último, se muestran los resultados del LCOH con el caso base elegido bajo la sensibilidad de la tasa de interés para el financiamiento desde 4% hasta 8%, en base a [85], ver **Figura 3.18**.

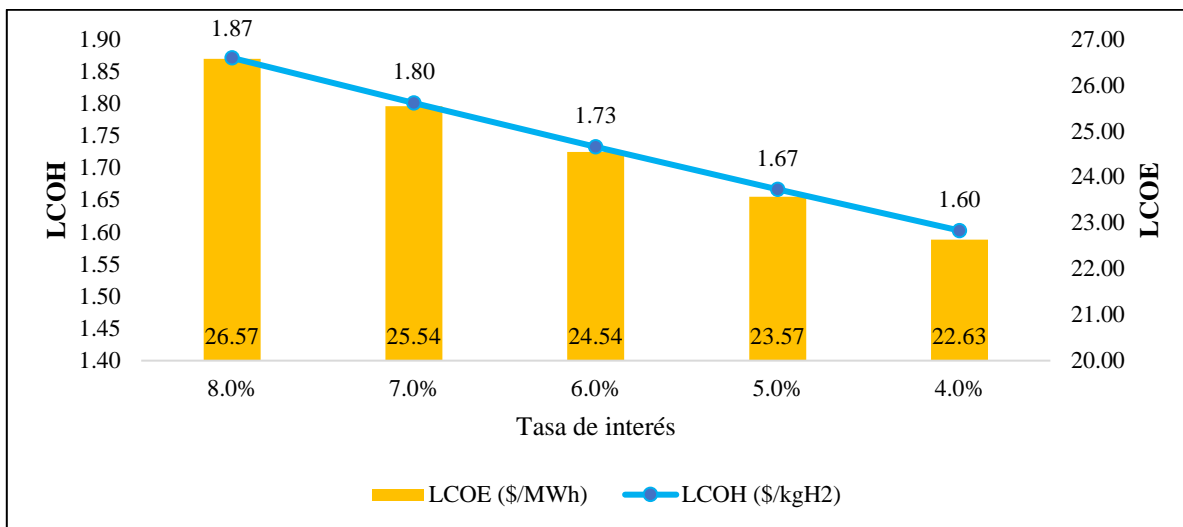


Figura 1 *Error! Utilice la pestaña Inicio para aplicar Heading 1 al texto que desea que aparezca aquí.* **18** Resultados de análisis de sensibilidad en tasa de interés del financiamiento

Se realizó este análisis dado que la tasa de interés tiene implicancias en el esquema de pagos para el financiamiento del proyecto a lo largo de los primeros 15 años de operación de la planta de H₂V, lo cual repercute directamente en la variable con mayor representatividad en el desglose de LCOH: el costo de la electricidad o también conocido como LCOE. Es así como se identificó que con tasas de financiamiento del 4% para este tipo de proyectos de coproducción (electricidad e hidrógeno verde) se puede reducir el valor del LCOE y LCOH considerablemente, de tal forma que el LCOH se redujo en 11% en comparación con el caso base a través de un valor de 1.80 USD/kgH₂.

CONCLUSIONES

1. A través de la Matriz Multicriterio, fue posible identificar hasta 7 zonas con alto potencial a lo largo del territorio peruano para el emplazamiento de una planta de H2V, ubicadas en el promedio superior de las opciones evaluadas bajo la metodología propuesta en la presente investigación. En ese sentido, la zona con mejores prestaciones para la ubicación de la planta de producción de H2V en el Perú fue la que se encuentra ubicada en el distrito de Marcona, Nazca, Ica denominada como zona Nro. 2, debido a su cumplimiento de todos los criterios de exclusión en materia ambiental, social y técnica, así como también la disposición de las mejores características técnicas y económicas, tales como fácil acceso a la zona de interés (< 2 km), proximidad a la interconexión del SEIN (< 20 km), atractivo recurso eólico (clase IIB) y ubicación estratégica ante proximidad hacia recurso hídrico en la zona costera, no superposición de concesiones temporales de proyectos de generación de energía y cercanía a zonas con consumo potencial de H2V.
2. En la evaluación multicriterio se identificaron como zonas potenciales para el emplazamiento de una planta de H2V unas 4 locaciones ubicadas en el departamento de Cajamarca con valores de velocidad de viento correspondientes a la clase IA. Sin embargo, al realizar la puntuación de los otros criterios técnicos y económicos considerados, se obtuvieron bajos puntajes ponderados a pesar de su alta disponibilidad de recurso eólico. Esto se debió al difícil grado de accesibilidad a las zonas ubicadas a más de 2000 m.s.n.m para fines de transporte de equipamiento y personal tanto en la etapa de construcción como operación, limitada infraestructura eléctrica de gran escala para la interconexión a la red eléctrica nacional y lejanía a zonas potenciales de consumo de H2V. Por tales motivos, no fue posible considerar dichas locaciones como zonas de alto atractivo para el desarrollo de este nuevo recurso energético en el contexto peruano.

3. Entre metodologías para extrapolación hacia el nivel de elevación requerido a la altura de buje del aerogenerador, se evaluó entre *Power Law* y *Log Law*, entre las cuales no se obtuvo una significativa diferencia bajo las condiciones evaluadas, lo cual nos llevó a emplear la metodología más conservadora en términos numéricos: *Log Law*. Asimismo, en miras de analizar la variabilidad del recurso eólico, es recomendable emplear datos con la mayor granularidad posible para asemejar las condiciones reales del recurso *in-situ* y reducir el grado de incertidumbre en la estimación de generación de energía. En ese sentido, se determinó que con los datos a nivel horario de la velocidad de viento fue posible cuantificar la producción de energía y su variabilidad en un perfil diario típico a lo largo de cada uno de los meses del año, el cual fue menor en un 8% a lo estimado con la Distribución de Weibull con velocidades promedio mensuales.
4. Los referentes de centrales eólicas en operación permitieron estimar una relación entre la potencia correspondiente a una central eólica con el área requerida para el emplazamiento de sus aerogeneradores en el diseño conceptual de la planta. Basado en ello, se encontró una relación de 5 MW por kilómetro cuadrado de extensión de área para la tecnología eólica *on-shore*, lo cual permitió determinar una máxima potencia de 136.8 MW en el área disponible de 27 km^2 para la planta de H2V bajo una adecuada orientación de los aerogeneradores y apropiado distanciamiento entre rotores de aerogenerador (4 veces el diámetro del rotor) y entre torres de la turbina (7 veces el diámetro del rotor). Ello, con el objetivo de emplazar adecuadamente las unidades de generación con minimización de efectos de turbulencia y maximización de aprovechamiento energético a aquellas ubicadas aguas debajo de la dirección de la velocidad predominante.
5. Se realizó escenarios de producción de energía con los modelos disponibles de los aerogeneradores indicados en la presente investigación para obtener una estimación más precisa sobre el comportamiento de específicas unidades de generación bajo las condiciones del recurso en la zona de interés debido a que existían más de un modelo de aerogenerador para la clase de viento identificada basada en la Norma Estándar IEC

61400. En ese sentido, se optó por el modelo Nordex N131/3600 de altura de buje de 112 metros y potencia instalada de 3.6 MW dado el mejor rendimiento de operación en su producción de energía anual y alcance de potencia nominal a menores velocidades de viento, el cual fue superior en casi 14% respecto al Caso II y III evaluado.

6. En los escenarios de producción de energía por bloques escalonados y bloques horarios, se identificó que el impacto económico de construir una línea de transmisión de 220 kV para la interconexión al SEIN no tiene un impacto significativo en el cálculo del LCOH, debido a que su inversión genera que el LCOH se incremente en, aproximadamente, 1.5% en comparación al obtenido en la modalidad *off-grid*. Sin embargo, la opción de conexión a la red para venta de energía al mercado de corto plazo ofreció una reducción de casi 5% en el precio de venta de H2V en bloques escalonados mientras que casi 22% en bloques horarios dado el mayor volumen de energía inyectado al SEIN para obtener un TIR del 10%. Esto se debió a que la modalidad de operación *off-grid* no considera dentro de la evaluación económica los ingresos económicos por venta de excedentes de energía porque no dispone de infraestructura eléctrica para dicha actividad. Por lo tanto, se identificó que el costo comparado con el beneficio económico que se obtiene por la implementación de una LT en la planta de H2V es bajo.

7. El escenario de operación de planta de H2V que presentó las mejores condiciones técnicas y económicas fue la de suministro energético al sistema de electrolizadores por bloques escalonados e inyección a la red eléctrica nacional los excedentes de producción de energía eólica con un LCOH de 1.80 USD/kgH₂ y un precio de venta de 5.10 USD/kgH₂ bajo un TIR del 10% y *payback* de 10 años. Esta modalidad de operación permitió maximizar la producción de hidrógeno (11.5 ktonH₂ anuales) e incrementar las horas de operación de dichas unidades desde horas tempranas del día, lo cual no sucede en los bloques horarios. Si bien su esquema de funcionamiento reduce los excesos de producción, éstos aún están presentes y con posibilidad de recibir ingresos por ellos en intervalos horarios donde el costo marginal es mayor. En ese sentido, se determinó que es posible tener bloques firmes con incrementos graduales de

producción H2V a lo largo del día y aprovechar la energía no destinada para los fines de suministro eléctrico a los electrolizadores para comercialización en el mercado de corto plazo del SEIN con el objetivo de mejorar la rentabilidad de del proyecto mediante la coproducción de electricidad y H2V con recurso eólico *on-shore* en el Perú.

8. El costo de la energía eléctrica empleada para la producción del H2V es el componente clave en la obtención del LCOH. Se identificó que su participación es cercana al 74% del valor final del costo de producción, seguido del CAPEX del sistema de electrolizadores (17%). Por lo tanto, los esfuerzos de reducción del valor del LCOH deben centrarse en la obtención de un óptimo diseño de la central de generación de energía para obtener bajos niveles de LCOE de la planta y en el despliegue de mayor avance tecnológico en la escala comercial de electrolizadores de agua para lograr reducciones significativas en su CAPEX en los próximos años. Mientras que, la variable de menor representatividad, en términos económicos, fue el costo asociado al consumo de agua (1.7%) a lo largo de la operación de la planta de H2V.

9. En el análisis de sensibilidad se identificó que las variables de mayor impacto dentro de la evaluación económica fueron: WACC, CAPEX de la central eólica y la tasa de interés, de tal forma que, variaciones del $\pm 10\%$ implicaron variaciones de $\pm 8.5\%$, $\pm 5.6\%$ y $\pm 3.8\%$ respecto al valor base del LCOH de 1.80 USD/kgH₂, respectivamente. Con respecto al primero, se determinó que el esquema de financiamiento de la planta de H2V es un componente que impacta en la tasa de descuento, así como el nivel de riesgo del país asociado a una mayor rentabilidad esperada en el mercado, el cual se ve reflejado en el WACC. Con relación al segundo, no se consideró factores de reducción en el horizonte temporal dado que goza de un mayor grado de madurez de tecnología. Por lo tanto, tiene un mayor impacto en el LCOH y se visualizó mediante el análisis de sensibilidad y desglose de costos. Por último, la tasa de interés tuvo una considerable representatividad dado el esquema de financiamiento de 80%/20%, lo cual impactó tanto en la estimación del LCOE, variable con mayor participación en el desglose de costos con un 74%, como del LCOH. En ese

sentido, obtener tasas de interés atractivas como del 4% pueden reducir hasta en 11% el LCOH.

- 10.** La reducción de los niveles de rentabilidad a tasas del 9% y 8% ($>$ WACC), cuyos resultados indican VAN positivo en el análisis económico, beneficia el precio de venta del H₂V a ofrecer en el mercado del hidrógeno debido a que se reducen a 4.8 y 4.5 USD/kgH₂, respectivamente. El nivel de rentabilidad esperada para la ejecución del escenario recomendado quedará supeditada al nivel de riesgo económico que el inversionista opte para el desarrollo y promoción del hidrógeno verde en el país. Bajo esa premisa, fue posible alcanzar una disminución en 5 y 10% comparado con el caso base a una rentabilidad del 10%.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio del Ambiente (MINAM), “INGEI 2016: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del año 2016 y actualización de las estimaciones de los años 2000, 2005, 2010, 2012 y 2014,” 2021. [Online]. Available: <http://www.ambiente.gob.ec/el-ministerio/>
- [2] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), “Balance Nacional de Energía 2019,” Lima, Perú, 2019. Accessed: Mar. 31, 2022. [Online]. Available: <https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/1902937-balance-nacional-de-energia-2019>
- [3] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “Boletín estadístico de Gas Natural - DSGN.” Lima, Perú. Accessed: Feb. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/colecciones/1480-boletin-estadistico-de-gas-natural-dsgn>
- [4] F. Castro, “SPR: El Perú puede convertirse en un hub de exportación de electrones en Sudamérica,” *Rumbo Minero*, Lima, Perú, May 22, 2021. Accessed: Mar. 31, 2022. [Online]. Available: <https://www.rumbominero.com/peru/noticias/energia/spr-el-peru-puede-convertirse-en-un-hub-de-exportacion-de-electrones-en-sudamerica/>
- [5] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Barlovento, and Vortex, “Atlas Eólico del Perú,” Lima, Perú, 2016. [Online]. Available: <http://microrenova-peru.barloventorecursos.com>
- [6] Gobierno del Perú, “Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.” Diario Oficial El Peruano, Lima, Perú, Oct. 02, 2008. Accessed: Mar. 31, 2022. [Online]. Available: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/733891-1002>
- [7] Asociación Peruana de Energías Renovables, “Reporte Estadístico Sector Eléctrico,” 2022. Accessed: Feb. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.spr.org.pe/reportes-estadisticos/>
- [8] Comité de Operación Económica del Sistema (COES), “Portal de Indicadores: Indicadores importantes del Sector Energético Peruano.” 2021. Accessed: Feb. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/generacion>

- [9] Gobierno del Perú, *Política Energética Nacional del Perú 2010-2040*. Perú, 2010. Accessed: Mar. 31, 2022. [Online]. Available: http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/DS_%20N%C3%82%C2%BA%20064-2010-EM.pdf
- [10] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “Cuarta subasta RER para suministro de energía al Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN).” 2016. Accessed: Mar. 31, 2022. [Online]. Available: <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/cuarta-subasta>
- [11] Hydrogen Council, “Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective,” Bruselas, Bélgica, Jan. 2020. [Online]. Available: www.hydrogencouncil.com.
- [12] F. I. Gallardo, A. Monforti Ferrario, M. Lamagna, E. Bocci, D. Astiaso Garcia, and T. E. Baeza-Jeria, “A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 26, pp. 13709–13728, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.050.
- [13] J. Armijo and C. Philibert, “Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 3, pp. 1541–1558, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.028.
- [14] International Energy Agency (IEA), “The Future of Hydrogen.” IEA Publications, Paris, Francia, Jun. 2019. Accessed: Mar. 31, 2022. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- [15] Comité de Operación Económica del Sistema (COES), “Indicadores BI: Datos Históricos.” 2021. Accessed: Feb. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>
- [16] Asociación Peruana de Hidrógeno, “Potencial del Hidrógeno Verde en el Perú.” 2021. Accessed: Mar. 31, 2022. [Online]. Available: https://h2.pe/uploads/20210908_H2-Peru_Estudio-final.pdf
- [17] Gobierno del Perú, “Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional del Perú. Reporte de actualización periodo 2021-2030,” Lima, Perú, 2020. Accessed: Mar. 31, 2022. [Online]. Available: <https://www.gob.pe/institucion/minam/informes-publicaciones/1682641-reporte-de-actualizacion-de-las-ndc-del-peru-al-2030>

- [18] Gobierno del Perú, “Decreto Supremo que declara de interés nacional la emergencia climática.” Diario Oficial El Peruano, Lima, Perú, Jan. 25, 2022. Accessed: Mar. 31, 2022. [Online]. Available: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/2783102/DS.%200003-2022-MINAM.pdf.pdf>
- [19] Solargis, ESMAP, and World Bank Group, “Solar resource maps of Peru.” World Bank Group, 2017. Accessed: Apr. 15, 2022. [Online]. Available: <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/peru>
- [20] Comité de Operación Económica del Sistema (COES), “Características del SEIN: Ficha técnica.” Lima, Perú, 2021. Accessed: Apr. 15, 2022. [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/Equipamiento/FichaTecnica>
- [21] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “Supervisión de contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de energía eléctrica,” 2021. Accessed: Mar. 31, 2022. [Online]. Available: <https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/MapaSEIN/informes/proyectos/construccion/202102.pdf>
- [22] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal,” Abu Dhabi, 2020. [Online]. Available: www.irena.org/publications
- [23] International Energy Agency (IEA), “Hydrogen Production and Storage,” Paris, Francia, 2006. Accessed: Apr. 16, 2022. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e19e0c2a-0cef-4de6-a559-59d0342974c3/hydrogen.pdf>
- [24] Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, and Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, “Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile 2019,” Santiago de Chile, Chile, 2019. Accessed: Apr. 16, 2022. [Online]. Available: <https://bit.ly/3xzzHGN>
- [25] M. Douak and N. Settou, “Estimation of Hydrogen Production Using Wind Energy in Algeria,” *Energy Procedia*, vol. 74, pp. 981–990, 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.07.829.
- [26] D. Corte, F. Sierra, and G. Valencia, “Validación del modelo matemático ‘Función de densidad de probabilidad (pdf) de Weibull’, evaluando el recurso eólico en la zona del caribe colombiano: caso estudio,” *Prospectiva*, vol. 13, no. 2, p. 38, Dec. 2015, doi: 10.15665/rp.v13i2.485.

- [27] International Electrotechnical Commission (IEC), “Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements.” United States of America, 2019. Accessed: Apr. 16, 2022. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/26423>
- [28] Comité de Operación Económica del Sistema (COES), “Características del SEIN - Base de Datos: Medidores de Generación.” 2021. Accessed: Apr. 16, 2022. [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/mediciones/medidoresgeneracion>
- [29] F. Bañuelos-Ruedas, C. Ángeles Camacho, and S. Rios-Marcuello, “Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region,” in *Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment*, 2011. doi: 10.5772/20669.
- [30] Ministerio del Ambiente (MINAM) and Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI), “Herramientas e indicadores de sequías.” Lima, Perú, 2020. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: <https://www.senamhi.gob.pe/?&p=sequias>
- [31] Autoridad Nacional del Agua (ANA), “Plan Nacional de Recursos Hídricos del Perú.” Lima, Perú, 2020. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: <https://snirh.ana.gob.pe/ObservatorioSNIRH/>
- [32] Ministerio del Ambiente (MINAM) and Oficina General de Asuntos Socio Ambientales (OGASA), “Informe N° 008-2021-OGASA sobre Conflictos Socioambientales,” 2021. Accessed: Apr. 16, 2022. [Online]. Available: <https://sinia.minam.gob.pe/documentos/informe-ndeg-008-2021-ogasa-conflictos-socioambientales>
- [33] Gobierno del Perú, “Plataforma Nacional de Datos Georreferenciados: Geo Perú.” 2021. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: <https://visor.geoperu.gob.pe/>
- [34] G. Soto Álvarez, M. Soto Benavides, C. Sáez Abarzúa, and M. Morales Miranda, “Desalación de agua de mar mediante sistema Osmosis Inversa y Energía Fotovoltaica para provisión de agua potable en Isla Damas, Región de Coquimbo,” Uruguay, 2013. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: [https://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/EFBE6085614A29110525811A006F2138/\\$FILE/230987S.pdf](https://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/EFBE6085614A29110525811A006F2138/$FILE/230987S.pdf)
- [35] City of Capetown, “Desalinated seawater: A New Source of Water for Cape Town,” 2020. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: https://resource.capetown.gov.za/documentcentre/Documents/Graphics%20and%20educational%20material/Desalination_Booklet_English.pdf

- [36] N. Voutchkov, G. Kaiser, R. Stover, J. Lienhart, and L. Awerbuch, “Sustainable Management of Desalination Plant Concentrate,” in *The International Desalination Association World Congress on Desalination and Water Reuse*, Dubai, 2019. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: <https://bit.ly/39DHz23>
- [37] D. L. Chandler, “Turning desalination waste into a useful resource,” *MIT News Office*, 2019. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: <https://news.mit.edu/2019/brine-desalination-waste-sodium-hydroxide-0213>
- [38] M. H. Ahmadi *et al.*, “A Thorough Economic Evaluation by Implementing Solar/Wind Energies for Hydrogen Production: A Case Study,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 14, no. 3, Feb. 2022, doi: 10.3390/su14031177.
- [39] G. G. Dranka, J. Cunha, J. D. de Lima, and P. Ferreira, “Economic evaluation methodologies for renewable energy projects,” *AIMS Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 339–364, 2020, doi: 10.3934/ENERGY.2020.2.339.
- [40] I. Staffell and R. Green, “How does wind farm performance decline with age?,” *Renew Energy*, vol. 66, pp. 775–786, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.10.041.
- [41] J. Yates *et al.*, “Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis,” *Cell Rep Phys Sci*, vol. 1, no. 10, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.xcrp.2020.100209.
- [42] Asociación Peruana de Hidrógeno, “Resumen ejecutivo: Bases y recomendaciones para la elaboración de la Estrategia de Hidrógeno Verde en el Perú.” Lima, Perú, 2022. Accessed: Apr. 16, 2022. [Online]. Available: <https://h2lac.org/archivos/bases-y-recomendaciones-para-la-elaboracion-de-la-estrategia-de-hidrogeno-verde-en-el-peru/>
- [43] A. Diez Canseco, C. Hamann, and A. Astorga, “Hydrogen Law and Regulation in Peru,” *CMM*, Lima, Perú. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/peru>
- [44] Gobierno del Perú, “Proyecto de Ley N° 6953/2020-CR.” 2020. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: https://leyes.congreso.gob.pe/Documentos/2016_2021/Proyectos_de_Ley_y_de_Resoluciones_Legislativas/PL06953-20200118.pdf
- [45] Asociación Peruana de Hidrógeno, “Proyecto de Ley de promoción del Hidrógeno Verde.” 2022.

- [46] P. Lillo, J. de D. Rivera, and R. Caro, “Proposición de estrategia regulatoria del hidrógeno en Chile,” Santiago de Chile, Chile, 2020.
- [47] Ministerio de Energía (MEN), “Estrategia Nacional Hidrógeno Verde,” Santiago de Chile, Chile, 2020. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- [48] International Energy Agency (IEA), “Hydrogen in Latin America: From near-term opportunities to large-scale deployment,” Paris, Francia, 2021. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/65d4d887-c04d-4a1b-8d4c-2bec908a1737/IEA_HydrogeninLatinAmerica_Fullreport.pdf
- [49] F. M. I. Flora, N. Donatien, R. Tchinda, and O. Hamandjoda, “Selection Wind Farm Sites Based on GIS Using a Boolean Method: Evaluation of the Case of Cameroon,” *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 09, no. 01, pp. 1–24, 2021, doi: 10.4236/jpee.2021.91001.
- [50] D. Messaoudi, N. Settou, B. Negrou, and B. Settou, “GIS based multi-criteria decision making for solar hydrogen production sites selection in Algeria,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 60, pp. 31808–31831, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.10.099.
- [51] H. Yousefi, H. Hafeznia, and A. Yousefi-Sahzabi, “Spatial site selection for solar power plants using a gis-based boolean-fuzzy logic model: A case study of Markazi Province, Iran,” *Energies (Basel)*, vol. 11, no. 7, 2018, doi: 10.3390/en11071648.
- [52] G. M. Dawod and M. S. Mandoer, “Optimum Sites for Solar Energy Harvesting in Egypt Based on Multi-Criteria GIS,” in *The First Future University International Conference on New Energy and Environmental Engineering*, Apr. 2016, pp. 450–456. Accessed: Apr. 18, 2022. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/301229851_Optimum_Sites_for_Solar_Energy_Harvesting_in_Egypt_Based_on_Multi-Criteria_GIS
- [53] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “Mapa Energético Minero.” Lima, Perú. Accessed: May 02, 2022. [Online]. Available: <https://gisem.osinergmin.gob.pe/>
- [54] Instituto Geográfico Nacional (IGN), “Centros Poblados.” Accessed: May 02, 2022. [Online]. Available: https://www.idep.gob.pe/wms/wms_ign.html

- [55] Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (SERNANP), “GEO ANP - Visor de las Áreas Naturales Protegidas.” Lima, Perú. Accessed: May 02, 2022. [Online]. Available: <https://geo.sernanp.gob.pe/visorsernanp/>
- [56] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “Concesiones Definitivas Centrales de Generación.” 2022. Accessed: Feb. 03, 2023. [Online]. Available: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/generacion/1.Concesion_Definitiva_CGE.pdf
- [57] Gobierno del Perú, “Ley de Áreas Naturales Protegidas- Ley N° 26834.” 1997.
- [58] Department of Wind Energy at the Technical University of Denmark (DTU Wind Energy) and World Bank Group, “Global Wind Atlas.” 2022. Accessed: May 02, 2022. [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/>
- [59] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN), “Concesiones temporales de centrales de generación eléctrica.” 2021. Accessed: Jun. 17, 2022. [Online]. Available: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Generaci%C3%B3n/16-CONCESION-TEMPORAL.pdf
- [60] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), “MINEM: Gobierno otorgó 4 concesiones definitivas y 7 temporales para proyectos con energías renovables.” Dec. 31, 2021. Accessed: Apr. 28, 2022. [Online]. Available: <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/573641-minem-gobierno-otorgo-4-concesiones-definitivas-y-7-temporales-para-proyectos-con-energias-renovables>
- [61] Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC), “Red Vial Nacional.” 2019. Accessed: May 02, 2022. [Online]. Available: https://portal.mtc.gob.pe/transportes/caminos/normas_carreteras/informacion_espacial.html
- [62] QGIS, “QGIS Desktop 3.16 User Guide,” 2022. Accessed: Jul. 30, 2023. [Online]. Available: <https://docs.qgis.org/3.16/pdf/es/QGIS-3.16-DesktopUserGuide-es.pdf>
- [63] Comité de Operación Económica del Sistema (COES), “PR-20 Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN,” 2021, Accessed: Jun. 30, 2022. [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>
- [64] Global Wind Atlas (GWA), “Comunicación privada.” May 2022.

- [65] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “Osinergmin informa puesta en operación comercial del parque eólico Tres Hermanas.” 2016. Accessed: May 02, 2022. [Online]. Available: <https://bit.ly/3HH3TEv>
- [66] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), “Comunicación privada.” May 2022.
- [67] “Wind turbines manufacturers.” Accessed: May 02, 2022. [Online]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com/manufacturers>
- [68] Nordex and Acciona, “The N131/3600: Solution for moderate wind.” 2023. Accessed: Mar. 11, 2023. [Online]. Available: https://www.nordex-online.com/en/product/n131-3600/?cookie_user_choice=consent&cookie_choice_nonce65adffd4c6f53bf3161bdfb835c67775=b2eda73b60&return_url=https://www.nordex-online.com/en/product/n131-3600/
- [69] N. Gupta, “A review on the inclusion of wind generation in power system studies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59. Elsevier Ltd, pp. 530–543, Jun. 01, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.01.009.
- [70] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018. [Online]. Available: www.irena.org
- [71] Siemens Energy, “PEM electrolyser technology.” Jul. 2021.
- [72] Siemens Energy, “Silyzer 300 Datasheet.” Accessed: Jun. 17, 2022. [Online]. Available: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a193b68f-7ab4-4536-abe2-c23e01d0b526/datasheet-silyzer300.pdf>
- [73] Lazard, “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis—Version 15.0,” 2021. Accessed: May 02, 2022. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>
- [74] H. T. do Thi, T. Pasztor, D. Fozer, F. Manenti, and A. J. Toth, “Comparison of desalination technologies using renewable energy sources with life cycle, pestle, and multi-criteria decision analyses,” *Water (Switzerland)*, vol. 13, no. 21, Nov. 2021, doi: 10.3390/w13213023.

- [75] R. Ben-Mansour, A. H. Al-Jabra, and R. Saidur, "Economic comparison between RO-wind and RO-PV desalination systems," *Desalination Water Treat*, vol. 156, pp. 7–19, Jul. 2019, doi: 10.5004/dwt.2019.24090.
- [76] Siemens Energy, "Overview of the PEM Silyzer Family," 2020. Accessed: Jun. 07, 2022. [Online]. Available: https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/10/10132733/20200930-SE-NEB-PEM-Electrolyzer-and-Applications_EW.pdf
- [77] H. T. do Thi, T. Pasztor, D. Fozer, F. Manenti, and A. J. Toth, "Comparison of Desalination Technologies Using Renewable Energy Sources with Life Cycle, PESTLE, and Multi-Criteria Decision Analyses," *Water (Switzerland)*, vol. 13, no. 21, Nov. 2021, doi: 10.3390/w13213023.
- [78] R. Ben-Mansour, A. H. Al-Jabra, and R. Saidur, "Economic comparison between RO-wind and RO-PV desalination systems," *Desalination Water Treat*, vol. 156, pp. 7–19, Jul. 2019, doi: 10.5004/dwt.2019.24090.
- [79] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), "Costos marginales." 2022. Accessed: Mar. 11, 2023. [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Transferencias/CostosMarginales>
- [80] REN21 Renewables, "Renewables 2021: Global status report," 2021. Accessed: May 02, 2022. [Online]. Available: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf
- [81] A. Albani, M. Z. Ibrahim, C. M. I. C. Taib, and A. A. Azlina, "The optimal generation cost-based tariff rates for onshore wind energy in Malaysia," *Energies (Basel)*, vol. 10, no. 8, Aug. 2017, doi: 10.3390/en10081114.
- [82] Gobierno de la República, "Ley de Impuesto a la Renta: Capítulo VII," 2020.
- [83] C. Columbus, M. del Rio, P. Squivel, and R. Martínez, "Planeamiento Estratégico para el Sector de Energía Eólica del Perú," Maestría, Pontificia Universidad Católica del Perú, Surco, Perú, 2018.
- [84] International Energy Agency (IEA), "World Energy Investment 2019," Paris, 2019. Accessed: Jun. 10, 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2019>
- [85] D. Feldman, M. Bolinger, and P. Schwabe, "Current and Future Costs of Renewable Energy Project Finance Across Technologies," 2020. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.

- [86] M. Rezaei, K. R. Khalilpour, and M. A. Mohamed, “Co-production of electricity and hydrogen from wind: A comprehensive scenario-based techno-economic analysis,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 35, pp. 18242–18256, May 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.03.004.
- [87] European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), “Climate reanalysis.” Accessed: Jun. 16, 2022. [Online]. Available: <https://climate.copernicus.eu/climate-reanalysis>
- [88] A. S. del Rey, I. C. Gil-García, M. S. García-Cascales, and Á. Molina-García, “Online Wind-Atlas Databases and GIS Tool Integration for Wind Resource Assessment: A Spanish Case Study,” *Energies*, vol. 15, no. 3. MDPI, Feb. 01, 2022. doi: 10.3390/en15030852.
- [89] K. Gruber, P. Regner, S. Wehrle, M. Zeyringer, and J. Schmidt, “Towards global validation of wind power simulations: A multi-country assessment of wind power simulation from MERRA-2 and ERA-5 reanalyses bias-corrected with the global wind atlas,” *Energy*, vol. 238, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.121520.
- [90] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (SEIN), “Propuesta Preliminar de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032,” 2022. Accessed: Mar. 19, 2023. [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTH>
- [91] Siemens Energy, “Workshop: Large Scale PEM Electrolysis and Sector Coupling,” 2021. Accessed: Jun. 07, 2022. [Online]. Available: https://www.heattofuel.eu/wp-content/uploads/2021/03/6_Ilona-Dickschas.pdf

ANEXOS

ANEXO 1: Centrales eólicas con concesiones temporales vigentes y definitivas en fase de estudios y/o construcción

Central (C.E)	Titular de la Concesión	Potencia Instalada (MW)	Tipo de Concesión
C.E. Taita	Enel Green Power Perú S.A.	100.00	Temporal
C.E. Parque Eólico Los Vientos	Kallpa Generación S.A.	350.00	Temporal
C.E. Parque Eólico Hermano	Fenix Power Perú S.A.	250.00	Temporal
C.E. Vientos de Negritos	Cordillera Solar I S.A.C	150.00	Temporal
C.E. Lomitas Plus	Engie Energía Perú S.A.	200.00	Temporal
C.E. Parque Eólico Samaca 2	Empresa de Generación Eléctrica Las Salinas S.A.	168.00	Temporal
C.E. Parque Eólico Tres Quebradas	Fenix Power Perú S.A.	250.00	Temporal
C.E. Parque Eólico Céfiro	Céfiro Energía S.A.C.	300.00	Temporal
C.E. Parque Eólico Piletas	Fenix Power Perú S.A.	250.00	Temporal
C.E. San Juan	Energía Renovable del Sur S.A.	131.10	Definitiva
C.E. Punta Lomitas	Engie Energía Perú S.A.	260.00	Definitiva
C.E. Wayra I Ampliación	Enel Green Power Perú S.A.	108.00	Definitiva

ANEXO 2: Valores de cada criterio de evaluación de las 16 posibles zonas

Zona	Disponibilidad de recurso eólico (m/s)	Proximidad de recurso hídrico (km)	Proximidad de punto de conexión (km)	Ubicación geográfica	Superposición con concesiones temporales	Nivel de elevación (m.s.n.m)	Proximidad de vías de acceso (km)	Disponibilidad de área (km^2)
1	10.17	1.36	12.56	Sur	No	< 1000	7.87	5.29
2	9.33	3.90	18.18	Sur	No	< 1000	1.62	27.70
3	9.54	1.78	22.04	Sur	Total	< 1000	0.98	11.67
4	10.84	0.81	49.30	Sur	Total	< 1000	56.57	25.71
5	10.7	17.02	21.65	Sur	Parcial	< 1000	19.37	47.13
6	8.84	2.90	34.68	Norte	No	< 1000	8.87	56.84
7	8.61	8.46	29.43	Norte	Parcial	< 1000	5.93	49.02
8	8.70	2.44	18.29	Norte	No	< 1000	13.33	36.63
9	8.68	1.70	4.27	Norte	No	< 1000	2.68	22.25
10	9.95	1.21	38.36	Sur	No	< 1000	0.62	13.90
11	12.34	110.11	12.68	Norte	No	> 2000	5.28	23.56
12	14.56	112.60	9.79	Norte	No	> 2000	5.46	16.08
13	12.61	126.60	21.34	Norte	No	> 2000	0.23	5.91
14	11.27	78.04	13.54	Norte	No	> 2000	5.19	7.67
15	11.19	99.31	5.45	Norte	No	> 2000	4.32	14.13
16	9.92	1.19	28.97	Sur	No	< 1000	0.67	12.79

ANEXO 3: Valores de puntuación de cada criterio de evaluación

Zona	Disponibilidad de recurso eólico (m/s)	Proximidad de recurso hídrico (km)	Proximidad de punto de conexión (km)	Ubicación geográfica	Superposición con concesiones temporales	Nivel de elevación (m.s.n.m)	Proximidad de vías de acceso (km)	Disponibilidad de área (km ²)
1	3	3	3	3	3	3	2	1
2	2	3	3	3	3	3	3	2
3	2	3	1	3	1	3	3	1
4	3	3	1	3	1	3	1	2
5	3	2	2	3	2	3	1	3
6	2	3	1	1	3	3	2	3
7	2	2	2	1	2	3	2	3
8	2	3	2	1	3	3	2	2
9	2	3	3	1	3	3	3	2
10	2	3	1	3	3	3	3	1
11	3	1	2	1	3	1	2	2
12	3	1	2	1	3	1	2	2
13	3	1	1	1	3	3	3	1
14	3	1	3	1	3	3	2	1
15	3	1	3	1	3	3	2	1
16	2	3	2	3	3	3	3	1

ANEXO 4: Índices de velocidad horaria en temporalidad mensual

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
01:00	1.1	1.18	1.27	1.38	1.18	1.07	1.11	1.1	1.07	1.16	1.21	1.21
02:00	1.1	1.15	1.22	1.31	1.08	1.01	1.05	1.02	0.99	1.05	1.16	1.19
03:00	1.06	1.1	1.12	1.22	0.98	0.97	1.02	0.97	0.93	0.98	1.09	1.13
04:00	1.01	1.05	1.03	1.18	0.91	0.93	0.99	0.95	0.91	0.93	1.04	1.08
05:00	0.95	0.99	0.96	1.13	0.84	0.9	0.95	0.93	0.86	0.88	1	1.03
06:00	0.89	0.91	0.89	1.07	0.8	0.87	0.92	0.9	0.8	0.83	0.95	0.97
07:00	0.83	0.84	0.81	1.02	0.8	0.86	0.92	0.88	0.77	0.81	0.91	0.91
08:00	0.77	0.78	0.73	0.99	0.82	0.84	0.93	0.88	0.77	0.81	0.88	0.86
09:00	0.73	0.75	0.68	0.96	0.83	0.84	0.95	0.88	0.78	0.81	0.87	0.83
10:00	0.69	0.73	0.65	0.93	0.82	0.84	0.95	0.89	0.81	0.82	0.88	0.83
11:00	0.67	0.74	0.63	0.9	0.8	0.83	0.95	0.9	0.83	0.84	0.91	0.83
12:00	0.67	0.74	0.63	0.89	0.81	0.84	0.97	0.92	0.86	0.86	0.95	0.86
13:00	0.66	0.71	0.64	0.88	0.79	0.84	0.97	0.9	0.84	0.86	0.93	0.86
14:00	0.74	0.75	0.69	0.84	0.74	0.81	0.93	0.88	0.86	0.9	0.94	0.89
15:00	0.89	0.88	0.85	0.93	0.84	0.9	0.99	1	1	1.03	1.04	1
16:00	0.97	0.99	0.97	1.03	0.97	1.05	1.11	1.12	1.1	1.1	1.09	1.06
17:00	1.02	1.06	1.04	1.09	1.03	1.11	1.16	1.15	1.14	1.14	1.13	1.11
18:00	1.05	1.1	1.1	1.13	1.06	1.11	1.16	1.15	1.16	1.16	1.15	1.14
19:00	1.07	1.13	1.14	1.17	1.09	1.13	1.17	1.15	1.16	1.17	1.16	1.16
20:00	1.08	1.14	1.16	1.2	1.11	1.14	1.17	1.17	1.16	1.19	1.17	1.16
21:00	1.09	1.14	1.18	1.22	1.13	1.15	1.18	1.18	1.17	1.21	1.17	1.16
22:00	1.09	1.13	1.18	1.23	1.14	1.15	1.19	1.17	1.18	1.22	1.17	1.16
23:00	1.08	1.11	1.18	1.25	1.14	1.14	1.18	1.15	1.18	1.22	1.18	1.16
24:00	1.09	1.1	1.19	1.26	1.14	1.12	1.17	1.1	1.15	1.2	1.2	1.16

ANEXO 6: Bloques escalonados de producción de energía para H2V

Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	27	34	18	53	35	50	70	63	43	50	61	53
2	27	34	18	53	35	50	70	63	43	50	61	53
3	27	34	18	53	35	50	70	63	43	50	61	53
4	27	34	18	53	35	50	70	63	43	50	61	53
5	27	34	18	53	35	50	70	63	43	50	61	53
6	27	34	18	53	35	50	70	63	53	53	61	53
7	27	34	18	53	35	50	70	63	53	53	61	53
8	27	34	18	53	35	50	70	63	53	53	61	53
9	65	63	53	53	53	50	70	63	53	53	61	88
10	65	63	53	53	53	88	88	88	88	88	88	88
11	88	88	53	88	88	88	88	88	88	88	88	88
12	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
13	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
14	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
15	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
16	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
17	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
18	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
19	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
20	88	88	88	88	88	61	88	70	69	88	88	88
21	88	88	88	88	48	61	70	70	69	53	88	88
22	65	88	65	88	48	61	70	70	69	53	70	88
23	65	69	65	88	48	61	70	67	48	53	70	88
24	65	69	65	88	48	61	70	67	48	53	70	88