

Análisis de la Viabilidad Técnico-Financiera y Ambiental del Uso de Energía Eólica Offshore
para el Abastecimiento de un Gasoducto Colombiano.

Gustavo Adolfo Pérez Muñoz

Juan Felipe Pabón Parra

Universidad Industrial De Santander
Facultad De Ingeniería Fisicoquímicas
Escuela De Ingeniería De Petróleos
Ingeniería De Petróleos

Bucaramanga

2023

Análisis de la Viabilidad Técnico-Financiera y Ambiental del Uso de Energía Eólica Offshore
para el Abastecimiento de un Gasoducto Colombiano.

Gustavo Adolfo Pérez Muñoz

Juan Felipe Pabón Parra

Trabajo De Grado Para Optar Al Título De Ingeniero De Petróleos

Director

Erik Giovany Montes Páez

Msc. Ingeniería De Hidrocarburos

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingeniería Físicoquímicas

Escuela De Ingeniería De Petróleos

Ingeniería De Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Primeramente, a Dios por el entendimiento y ángeles que colocó a mi alrededor para enfrentar cada uno de los obstáculos que se presentaron en el camino y demostrarme que su

Amor y misericordia es incondicional.

A Blanca, Adolfo y Khaterin por ser mi soporte y motivación para cumplir cada uno de mis sueños. Por su Amor inquebrantable y por ser parte de la unión que tenemos como familia,

este logro también es suyo.

A Natalia Díaz, por todos sus consejos y experiencias llenas de Amor que siempre necesitaré, por enfrentar este camino de ser profesionales juntos, por su empatía, por su incondicionalidad, por su paciencia y dedicación, a ella también le debo parte de este logro.

A mis amigos y a todos los que hicieron parte de mi etapa universitaria, por lo que aprendimos juntos y nos hizo crecer como personas y profesionales.

Gustavo Adolfo Pérez Muñoz

Dedicatoria

A mi madre Roció y mi abuela Nubia, quienes me brindaron un gran apoyo incondicional y amor a lo largo de mi carrera, gracias a ellas conseguí este logro académico.

A mi compañera de vida Fernanda, por ser de vital importancia en estos últimos años, gracias por su confianza, sus consejos, su paciencia y sobre todo su amor.

A mi tío Oscar, por ser ese ejemplo a seguir.

Juan Felipe Pabón Parra

Agradecimientos

A nuestras familias por su apoyo sincero e incondicional.

A nuestro director de tesis Erik Montes, por ser el guía en el desarrollo del proyecto a través de su conocimiento y experiencia.

Al grupo de investigación Galileo, por dejarnos formar parte de su semillero y aportarnos las bases en el inicio y culminación de este logro.

A nuestros profesores, amigos y compañeros de carrera, por haber compartido horas de estudio y experiencias gratas en el camino de nuestro crecimiento profesional y personal.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por ser nuestra segunda casa y darnos todas las herramientas y oportunidad para convertirnos en profesionales.

Gustavo y Felipe.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	21
1 Objetivos	23
1.1 Objetivo General	23
1.2 Objetivos Específicos.....	23
2 Gasoductos	24
2.1 Marco Teórico.....	24
2.1.1 Partes de un Gasoducto	25
2.2 Situación Actual del Transporte de Gas Natural en el Mundo	31
2.2.1 Gasoductos que se Encuentran en Operación	35
2.2.2 Construcción y Desarrollo de Nuevos Gasoductos.....	37
2.3 Breve Historia del Transporte de Gas por Medio de Gasoductos en Colombia	39
2.4 Situación Actual del Transporte de Gas Natural en Colombia	40
2.4.1 Proyectos en Desarrollo para el Transporte de Gas Natural en Colombia	46
3 Energía Eólica Offshore	50
3.1 Marco Teórico.....	51
3.1.1 Turbinas Eólicas Offshore	52
3.1.2 Subsistemas de una Turbina Eólica Offshore	55
3.1.3 Estructuras de Soporte para las Turbinas Eólicas Offshore	58
3.1.4 Fundamentos Técnicos de las Turbinas Eólicas	62
3.2 Ventajas y Desventajas de la Eólica Offshore	64
3.2.1 Principales Ventajas:.....	64

3.2.2	Principales Desventajas:	65
3.3	Situación Actual de la Energía Eólica Offshore en el Mundo	65
3.4	Situación Actual de la Energía Eólica Offshore en Colombia.....	72
3.4.1	Proyectos Eólicos Offshore en Desarrollo	75
4	Predicción del Consumo Energético de un Gasoducto	76
4.1	Caso de Estudio 1.....	77
4.2	Caso de Estudio 2.....	79
4.3	Caso de Estudio 3.....	80
4.4	Caso de Estudio 4.....	82
4.5	Estimación en el Contexto Colombiano	84
5	Simulación del Parque Eólico Offshore	91
5.1	Zonas Prospecto	91
5.2	Recurso Eólico	92
5.3	Selección de la Turbina Eólica	100
5.4	Diseño del Parque Eólico.....	104
5.5	Pérdidas en el Sistema Eólico Offshore.....	110
5.6	Simulación Financiera	111
5.6.1	Gastos de Capital (CAPEX).....	113
5.6.2	Gastos de Operación y Mantenimiento (O&M).....	118
5.6.3	Factor de Capacidad (FC)	120
5.6.4	Costo nivelado de energía (LCOE).....	121
5.6.5	Resultados de la Simulación del Proyecto.	127
6	Evaluación Costo Beneficio	129

6.1	Zona Prospecto 1: Atlántico – Magdalena.....	129
6.1.1	Periodo de Recuperación de la Inversión en la Zona 1.....	131
6.2	Relación Beneficio Costo en la Zona 1.....	132
6.3	Zona Prospecto 2: La Guajira	132
6.3.1	Periodo de Recuperación de la Inversión en la Zona 2.....	134
6.4	Relación Beneficio Costo en la Zona 2.....	135
7	Impactos Ambientales Asociados	136
7.1	Áreas Protegidas y Hábitats Críticos	138
7.2	Diversidad Marina (Especies y Hábitats Vulnerables).	142
7.3	Zonas para la Protección de Aves Residentes y Migratorias, y Murciélagos.	146
7.4	Condiciones climáticas y sismicidad.	148
7.5	Paisaje (Impacto Visual y Dinámica paisajística).....	151
7.6	Emisiones Atmosféricas de Dióxido de Carbono	152
8	Conclusiones	156
9	Recomendaciones.....	158
	Referencias Bibliográficas	160
	Apéndices.....	168

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Tipos de estaciones compresoras.....	28
Tabla 2 Gas natural en el mundo.	32
Tabla 3 Tipos de transporte para el gas natural.	33
Tabla 4 Los principales desarrolladores de gasoductos del mundo.	39
Tabla 5 Red de gasoductos en Colombia.....	44
Tabla 6 Volumen de gas transportado anualmente en Colombia.	46
Tabla 7 Características técnicas de la planta de regasificación.	47
Tabla 8 Características de la planta de regasificación en Buenaventura.	48
Tabla 9 Estructuras con cimentación fija.....	59
Tabla 10 Estructuras flotantes.....	60
Tabla 11 Nuevos objetivos frente a la energía eólica offshore.....	69
Tabla 12 Mediciones de la red de transporte de gas.	79
Tabla 13 Consumo energético de la estación compresora.	80
Tabla 14 Consumo de energía en XQ.....	82
Tabla 15 Capacidad de las estaciones compresoras.....	84
Tabla 16 Tramo de gasoducto a estudiar.	88
Tabla 17 Datos del recurso eólico en la zona 1.	98
Tabla 18 Datos del recurso eólico en la zona 2.	98
Tabla 19 Especificaciones técnicas de la turbina eólica SWT-6.0-154.	103
Tabla 20 Datos de dirección del viento.....	107
Tabla 21 Justificación de los escenarios de innovación tecnológica.	113

Tabla 22	Desglose del CAPEX.....	114
Tabla 23	Desglose del O&M.	119
Tabla 24	Valores mínimos y máximos de los parámetros financieros de un proyecto eólico offshore.	123
Tabla 25	Costos del sistema offshore para la zona 1.	126
Tabla 26	Costos del sistema offshore para la zona 2.	126
Tabla 27	Resultados de la simulación en la zona 1 y en la zona 2.	128
Tabla 28	Balance de energía de los parques eólicos.....	129
Tabla 29	Recuperación de la inversión del proyecto en la zona 1.....	131
Tabla 30	Relación costo beneficio del proyecto en la zona 1.....	132
Tabla 31	Recuperación de la inversión del proyecto en la zona 2.....	134
Tabla 32	Relación costo beneficio del proyecto en la zona 2.....	135
Tabla 33	Escenarios de impacto ambiental, en la zona del caribe colombiano para el desarrollo de las actividades eólicas offshore.....	138
Tabla 34	Factor de emisión de la Matriz energética colombiana para el año 2021.....	153
Tabla 35	Consumo promedio del equipo eléctrico y las emisiones totales de GEI de una estación de compresión de gas.....	154
Tabla 36	Generación de energía en las áreas de interés para el desarrollo del proyecto y sus respectivas emisiones GEI.....	155

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Transporte del gas natural.	25
Figura 2 Tipos de compresores.	29
Figura 3 Principales movimientos comerciales de gas natural y LNG en el mundo.	34
Figura 4 Red de gasoductos en el mundo.	35
Figura 5 Longitud de las redes de gasoductos en el mundo.	36
Figura 6 Longitud de los nuevos proyectos de gasoductos.	38
Figura 7 Gas natural en Colombia.	41
Figura 8 Red de transporte del gas natural en Colombia.	42
Figura 9 Estaciones compresoras de gas en Colombia.	45
Figura 10 Esquema exterior de un aerogenerador.	53
Figura 11 Esquema interior de un aerogenerador.	54
Figura 12 Subsistemas de un aerogenerador.	56
Figura 13 Estructuras fijas y flotantes para la eólica offshore.	61
Figura 14 Energía eólica offshore instalada mundialmente.	66
Figura 15 Proyecciones de la energía eólica offshore a 2050.	68
Figura 16 Proyecciones de las innovaciones en las turbinas eólicas offshore.	70
Figura 17 Emisiones de GEI para las distintas formas de generación de energía.	71
Figura 18 Potencial eólico offshore en la costa Caribe.	74
Figura 19 Diagrama del sistema de transporte de gas natural.	77
Figura 20 Estructura del sistema de transporte de gas Yamal-Europa en territorio polaco.	78
Figura 21 Diagrama de flujo de la estación compresora.	80

Figura 22	Esquema del tramo de gasoducto.	83
Figura 23	Modelos de motores eléctricos para el accionamiento de compresores y su diseño. ..	89
Figura 24	Zonas de interés para el desarrollo del proyecto.	92
Figura 25	Recurso eólico en SAM.....	93
Figura 26	Mapa eólico offshore de la costa caribe colombiana en 2022.....	94
Figura 27	Mapa del recurso eólico en la zona 1.	95
Figura 28	Mapa del recurso eólico en la zona 2.	96
Figura 29	Mapa del parámetro de forma K de la distribución Weibull para la velocidad del viento.	97
Figura 30	Curva de distribución de Weibull para la zona 1.	99
Figura 31	Curva de distribución de Weibull para la zona 2.	100
Figura 32	Datos de la turbina eólica en SAM.....	101
Figura 33	Dimensiones de la turbina eólica Siemens Gamesa SWT-6.0-154.	102
Figura 34	Curva de potencia de la turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154.	104
Figura 35	Diseño del parque eólico en SAM.....	105
Figura 36	Mapa de la dirección del viento en la costa caribe colombiana.	106
Figura 37	Mapa de la dirección del viento en la zona 1.	108
Figura 38	Mapa de la dirección del viento en la zona 2.	108
Figura 39	Diseño final del parque eólico para la zona 1.....	109
Figura 40	Diseño final del parque eólico para la zona 2.....	109
Figura 41	Pérdidas del sistema eólico en SAM.	110
Figura 42	Proyecciones de los parámetros de la energía eólica offshore para distintos escenarios.	112

Figura 43 Variación del CAPEX a lo largo del tiempo para la energía eólica offshore.....	115
Figura 44 CAPEX para 2 tipos de turbinas eólicas offshore.	116
Figura 45 Costos de instalación en SAM.....	117
Figura 46 Sistema de costo para un parque eólico offshore en SAM.	118
Figura 47 Tendencias históricas, estimaciones actuales y proyecciones futuras del FC.	120
Figura 48 Tendencia del LCOE para la tecnología eólica offshore.	122
Figura 49 CAPEX del proyecto para la zona 1 en SAM.	124
Figura 50 CAPEX del proyecto para la zona 2 en SAM.	124
Figura 51 Modelo del sistema de costo offshore en la zona 1.	125
Figura 52 Modelo del sistema de costo offshore en la zona 2.	125
Figura 53 Flujo de caja neto zona 1.	130
Figura 54 Flujo de caja neto zona 2.	133
Figura 55 Mapa de zonas de conservación de la biodiversidad.....	137
Figura 56 Mapa de zonas legalmente protegidas en el caribe colombiano.....	139
Figura 57 Mapa de áreas de biodiversidad significativa en el caribe colombiano.	140
Figura 58 Mapa de la zona de influencia del proyecto en las áreas de biodiversidad significativa en el caribe colombiano.	141
Figura 59 Mapa de áreas de especies marinas sensibles en el caribe colombiano.	143
Figura 60 Mapa de ubicación de peces y mamíferos en el caribe colombiano.....	144
Figura 61 Mapa de la zona de influencia del proyecto en la ubicación de peces y mamíferos en el caribe colombiano.	145
Figura 62 Mapa de áreas de importancia para la conservación de aves en el caribe colombiano.	147

Figura 63 Mapa de la zona de influencia del proyecto en áreas de tránsito de especies migratorias y residentes.....	148
Figura 64 Mapa del histórico de eventos sísmicos en Colombia.....	149
Figura 65 Mapa del histórico de huracanes en el caribe colombiano.	150

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Simulación en el software SAM.	168
Apéndice B. Mapas elaborados en ArcGIS.	168
Apéndice C. Figuras modificadas en CorelDraw.	168

Glosario

Capacidad instalada: es la capacidad máxima de producción eléctrica que un aerogenerador puede alcanzar en condiciones óptimas. Los niveles de capacidad suelen ser determinados a través de pruebas de rendimiento y son utilizados por las empresas de servicios públicos para proyectar la carga máxima de electricidad que un generador puede soportar. La medición de capacidad se realiza comúnmente en unidades de megavatios (MW) o kilovatios (kW) (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2019).

CAPEX: es el acrónimo en inglés de "capital expenditures" o gastos de capital. Se refiere a los recursos financieros que una empresa destina a la adquisición de activos fijos como maquinarias, equipos, inmuebles, entre otros.

GEI: son las siglas de gases de efecto invernadero. Estos gases son liberados a la atmósfera como resultado de diversas actividades humanas, como la quema de combustibles fósiles, la deforestación, entre otras. Estos gases son capaces de retener el calor en la atmósfera y contribuyen al calentamiento global y cambio climático (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2022).

HP: siglas en inglés de "horsepower" o caballo de potencia, una unidad de medida de potencia utilizada en motores y máquinas. Un HP equivale a 746 vatios (W).

kWh: siglas de "kilovatio hora", una unidad de medida de energía eléctrica. Un kWh es igual a la energía consumida por una carga de 1 kW durante 1 hora. Es una medida comúnmente utilizada para medir el consumo eléctrico en hogares y empresas.

LCOE: siglas en inglés de "levelized cost of electricity" o costo nivelado de la electricidad. Es una medida utilizada en la industria de la energía para comparar el costo de producción de

diferentes fuentes de energía eléctrica. El LCOE tiene en cuenta todos los costos relacionados con la construcción, operación y mantenimiento de una central eléctrica durante su vida útil, así como el costo de financiamiento.

Mpcd: siglas que significan "Millones de pies cúbicos por día". Es una medida utilizada en la industria del petróleo y gas para expresar la capacidad de producción de gas natural.

MWh: siglas de "megavatio hora", es una unidad de medida de energía que representa un millón de vatios-hora, o mil kilovatios-hora. Esta unidad se utiliza comúnmente en la industria de la energía eléctrica para medir la producción y el consumo de electricidad a gran escala.

psig: unidad de medida de presión que significa "pounds per square inch gauge" o "libras por pulgada cuadrada manométrica". Se utiliza comúnmente en la industria para medir la presión de gases y líquidos en sistemas cerrados.

Relación costo beneficio: es una técnica de evaluación de proyectos que mide la eficiencia económica de una inversión al comparar los costos y beneficios asociados con la misma. Se utiliza para determinar si un proyecto es viable económicamente y para comparar diferentes opciones de inversión. La relación costo-beneficio se calcula dividiendo el valor presente de los beneficios netos del proyecto por el valor presente de los costos de este. Si la relación costo-beneficio es mayor que 1, entonces se espera que el proyecto genere un retorno económico positivo, mientras que una relación menor que 1 indica que el proyecto puede no ser viable económicamente (Morales y Morales, 2009).

SAM: system advisor model, es un software gratuito desarrollado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos que permite realizar la evaluación técnica y económica de sistemas de energía renovable. SAM es utilizado por investigadores, empresas y gobiernos para tomar

decisiones informadas sobre la inversión y el desarrollo de proyectos de energía renovable (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2014).

Sitios Ramsar: son áreas designadas por los países miembros del tratado Ramsar como humedales de importancia internacional. Estos sitios son identificados por su valor ecológico, cultural, científico y recreativo, y deben cumplir con criterios específicos para ser incluidos en la lista de Sitios Ramsar. La designación de un sitio Ramsar implica un compromiso por parte del país miembro de proteger y conservar el humedal, así como de promover su uso sostenible (World Wide Fund for Nature (WWF), 2019).

TIR: tasa interna de retorno, es una medida financiera utilizada para evaluar la rentabilidad de un proyecto o inversión. La TIR se define como la tasa de descuento que hace que el valor actual neto (VAN) de un proyecto sea igual a cero. Se utiliza comúnmente en la toma de decisiones de inversión para comparar la rentabilidad de diferentes proyectos o inversiones. (Morales y Morales, 2009).

TonCO₂eq: toneladas de dióxido de carbono equivalente, es una unidad de medida utilizada para expresar las emisiones de gases de efecto invernadero en términos equivalentes a la emisión de dióxido de carbono (CO₂) para facilitar la comparación y la contabilidad de las emisiones. Esta medida se utiliza comúnmente en los informes de sostenibilidad de las empresas y en las políticas públicas relacionadas con el cambio climático.

VPN: valor presente neto, es una herramienta utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que permite determinar si un proyecto es viable económicamente. El VPN es el valor actual de los flujos de caja futuros esperados del proyecto, descontados a una tasa de descuento adecuada. Si el VPN es mayor que cero, el proyecto se considera rentable y puede ser recomendado para su implementación.

Resumen

Título: Análisis de la viabilidad técnico-financiera y ambiental del uso de energía eólica offshore para el abastecimiento de un gasoducto colombiano *

Autor: Gustavo Adolfo Pérez Muñoz, Juan Felipe Pabón Parra **

Palabras Clave: Energía eólica, Fuente de energía renovable, Energía eléctrica, Industria energética, Recursos de gas, Combustible, Viento, Medio ambiente.

Descripción:

La implementación de nuevas tecnologías requiere en cualquier caso una evaluación previa de la viabilidad y el impacto en todos los aspectos que pueden verse influenciados de una u otra forma, es este el principal objetivo de este proyecto de investigación, en el que a través del uso del software system advisor model, se planteó analizar la viabilidad técnica, financiera y ambiental del uso de energía eólica offshore para el abastecimiento de un gasoducto en Colombia. El punto de partida son los antecedentes de proyectos eólicos en el país, los que permitieron conocer algunas características importantes para el desarrollo de la simulación como el modelo del aerogenerador, por otra parte, se evaluó la velocidad promedio del viento en el caribe offshore a fin de establecer dos zonas prospecto, además se estudiaron las características de los gasoductos y principalmente de las estaciones turbocompresoras ubicadas a lo largo de estos. Finalmente, con la información recabada se llevó a cabo la simulación, de la cual se obtuvo el modelo de la distribución de la granja eólica y datos de costos, con los que fue posible determinar que en ambos escenarios como proyecto de inversión no es viable. En cuanto a el análisis ambiental se realizó consultando las áreas protegidas en el territorio, debido a que no existen políticas que se adapten a las características del proyecto, de esto se obtuvo que una de las zonas podría provocar un mayor impacto, sin embargo, existen alternativas de mitigación implementadas alrededor del mundo que deben ser analizadas a fondo. Por lo tanto, se pudo establecer que esta puede ser una de las alternativas más costosas de implementar pero que pueden contribuir significativamente a la matriz energética nacional.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Erik Giovany Montes Páez. Msc. Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Analysis of the technical-financial and environmental viability of the use of offshore wind energy to supply a Colombian gas pipeline*

Author(s): Gustavo Adolfo Pérez Muñoz, Juan Felipe Pabón Parra**

Key Words: Wind energy, Renewable energy source, Electrical energy, Energy industry, Gas resources, Fuel, Wind, Environment.

Description: The implementation of new technologies requires, in any case a prior evaluation of the feasibility and impact on all aspects that may be influenced, this is the main objective of this research project, in which through the use of system advisor model (SAM) software, it was proposed to analyze the technical, financial and environmental feasibility of using offshore wind energy for the supply of a gas pipeline in Colombia. The starting point is the background of wind projects in the country, which allowed to know some important characteristics for the development of the simulation as the model of the wind turbine, and the average wind speed in the offshore Caribbean was evaluated to establish two prospective areas, also studied the characteristics of the pipelines and mainly of the turbo-compressor stations located along them. Finally, with the information gathered, the simulation was carried out, from which the wind farm distribution model and cost data were obtained, with which it was possible to determine that in both scenarios it is not viable as an investment project. As for the environmental analysis, it was carried out by consulting the protected areas in the territory, because there are no policies that adapt to the characteristics of the project, from this it was obtained that one of the areas could cause a greater impact, however, there are mitigation alternatives implemented around the world that should be thoroughly analyzed.

Therefore, it was possible to establish that this could be one of the most expensive alternatives to implement but that it could contribute significantly to the national energy matrix.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical. School of Petroleum Engineering. Director Erik Giovany Montes Páez. Msc. Hydrocarbon Engineering.

Introducción

A lo largo de la historia el ser humano ha buscado desarrollar sistemas que permitan optimizar diferentes actividades, tal es el caso de los oleoductos y gasoductos, los cuales han permitido trasladar hidrocarburos de forma más eficiente, logrando así que estas redes de tubería recorran grandes distancias incluso a través del mar o de zonas de difícil acceso.

En Colombia la industria del gas ha tenido un desarrollo más lento respecto al del crudo. No fue sino hasta la década de los noventa que el gobierno nacional considera la necesidad de una alternativa que permitiera conectar a lo largo del territorio los campos productores en todo el país con algunos centros de consumo y distribución, así se inicia con el desarrollo de 2.000 km de gasoductos (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2013). En el panorama actual las reservas probadas de gas natural en Colombia en el año 2021 llegaron a los 3.164 giga pies cúbicos (ANH, 2022), lo que equivale a 8 años de abastecimiento, un panorama poco alentador pero que ha mejorado con los años. En cuanto a redes para la distribución, el país cuenta aproximadamente con 7.750 km de gasoductos (Promigas, 2021), de los cuales una importante extensión se encuentra en el caribe colombiano, conectando desde el departamento de la Guajira hasta Córdoba.

A lo largo de los gasoductos se ubican las estaciones compresoras de gas, las cuales juegan un papel fundamental, se encargan de comprimir el gas para que siga fluyendo a través de la red de tuberías y finalmente es gracias a estas que logra llegar a su destino. Típicamente las estaciones usan uno o más compresores, sistemas de enfriamiento, filtros y depuradores, esto resulta en que estas estaciones tienen una energética, la cual se suple generalmente con energía proveniente de hidrocarburos.

En aras de propender por una transición energética gradual que pueda beneficiar a toda la industria se ha logrado identificar en el caribe colombiano un importante potencial para el desarrollo de energía eólica offshore, el cual podría proveer el suministro energético de las estaciones compresoras de gas, logrando así una reducción de costos a largo plazo y una disminución en las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera.

Esta investigación busca evaluar la viabilidad técnico – financiera y ambiental de la implementación de la energía eólica offshore para el suministro de las estaciones compresoras de gas en el caribe colombiano, esto pensando en los aspectos técnicos y económicos en un contexto actual. Para este desarrollo juega un papel muy importante la información del consumo de estas estaciones y el software system advisor model (SAM) que permitirá el desarrollo de la simulación y las evaluaciones del proyecto.

1 Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar la viabilidad técnico-financiera y ambiental del uso de energía eólica offshore para el abastecimiento de un gasoducto colombiano.

1.2 Objetivos Específicos

Establecer pronósticos de generación eléctrica de un parque eólico offshore para suplir las necesidades energéticas de las estaciones compresoras de gas de un gasoducto colombiano.

Realizar una simulación numérica con ayuda de la herramienta SAM para la predicción de rendimiento y la estimación de costos para el uso de la energía eólica offshore como suministro energético para un gasoducto colombiano.

Analizar y describir los distintos escenarios donde se pueden presentar impactos ambientales asociados a la implementación de un proyecto eólico offshore en Colombia.

Desarrollar un análisis de costo eficiencia para el uso de la energía eólica offshore como alternativa a los generadores de energía convencionales usados en las estaciones de un gasoducto colombiano.

2 Gasoductos

2.1 Marco Teórico

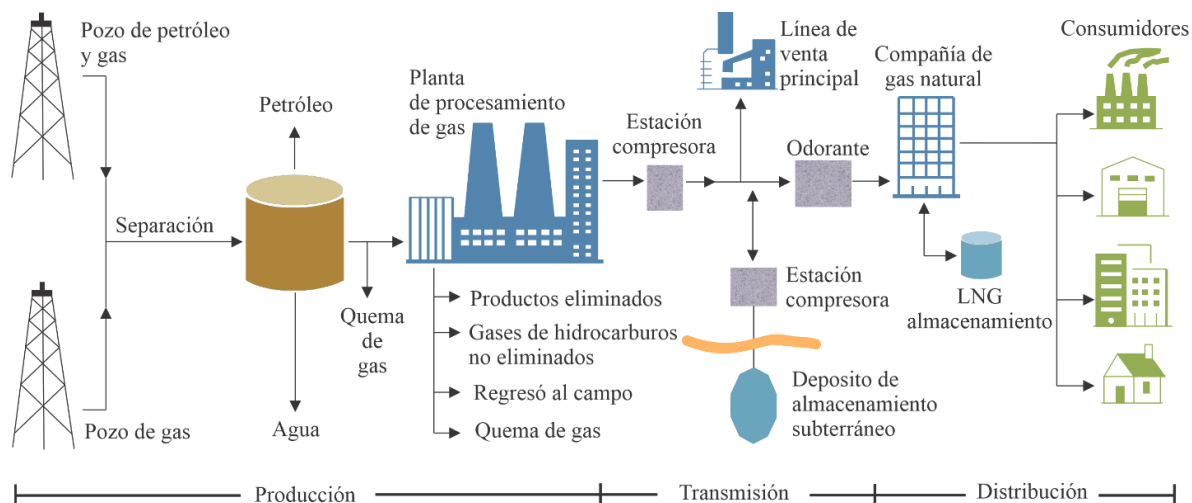
El gas natural es una fuente de energía importante en la producción de energía a nivel mundial, ya que se considera una opción viable para reemplazar al carbón y al petróleo en varios campos y aplicaciones. Aunque el proceso de extracción es similar al del petróleo, el transporte del gas natural presenta desafíos adicionales, puesto que requiere de una ingeniería especializada para llevarlo de manera segura y eficiente a los lugares de consumo.

Una vez el gas entra en la red nacional, se transporta hasta los lugares finales mediante gasoductos de alta, media o baja presión. Estas infraestructuras son canalizaciones integradas por tubos de acero de alto límite elástico, con todas sus uniones soldadas, y revestidos con una lámina de polietileno para evitar la corrosión (Valles, 2012).

Para llevar a cabo el transporte del gas natural, es necesario contar con una fuerza que permita mover el fluido a través de las tuberías. La presión es la propiedad clave que permite que los fluidos fluyan a través del medio poroso del reservorio, la tubería de producción y en superficie, y también es esencial para el transporte del gas a lo largo del gasoducto. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la presión disminuye con el tiempo y debido a otros factores que afectan al gas cuando alcanza una determinada distancia en el ducto (Otálora y Tinoco, 2016). La solución a esta problemática de caída de presión con respecto al tiempo de transporte hace necesario la construcción de sistemas que inyecten presión nuevamente al flujo de gas (estaciones compresoras) hasta que llegue al destino deseado.

Las etapas del transporte del gas natural que consolidan la red de tuberías que se conocen como gasoductos son (ver Figura 1):

- **Producción:** Se extrae el gas natural de los yacimientos subterráneos y se transporta por las facilidades de superficie hasta la planta de procesamiento.
- **Transmisión:** El gas natural se transporta a través de tuberías de alta presión, para ser trasladado desde las plantas de tratamiento hasta los mercados de consumo.
- **Distribución:** Se entrega a los consumidores finales a través de tuberías de baja presión, conocidas como redes de distribución.

Figura 1*Transporte del gas natural.*

Nota. Esquema de las etapas del transporte del gas natural por medio de gasoductos. Adaptado de *Natural gas explained*, por U.S. Energy Information Administration (EIA), 2022.

2.1.1 Partes de un Gasoducto

Los gasoductos están compuestos por 6 partes esenciales que conjuntamente logran el funcionamiento de una red de transporte de gas natural:

2.1.1.1 Sistema de Recolección. La recolección de gas natural inicia con la captura del gas crudo en la superficie o en la boca del pozo, el cual está compuesto principalmente por metano, pero también incluye otros hidrocarburos como etano, propano y butano, conocidos colectivamente como líquidos del gas natural (LGN). Además, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno, helio, sulfuro de hidrógeno y agua. Según Tallant (2016), esta corriente de gas crudo es transportada a través de tuberías de pequeño diámetro (8 pulgadas) hacia líneas de recolección más grandes, y luego a una planta de procesamiento para eliminar los LGN y otros componentes no hidrocarburos (mediante separación y deshidratación), y para mejorar la calidad del gas hasta el nivel requerido para el transporte mediante gasoductos, según las especificaciones de cada estado.

El transporte del gas dentro del sistema de recolección necesita de la presencia de compresores que permitirán su fácil y eficiente transporte, los compresores son los encargados de aumentar la presión del gas para empujarlo a lo largo de las tuberías de recolección hasta la planta de procesamiento o al gasoducto.

2.1.1.2 Sistema de Transmisión. Una vez procesado el gas, se comprime y transporta en tuberías mucho más grandes conocidas como líneas de transmisión, que pueden tener hasta 48 pulgadas o más de diámetro (Tallant, 2016). Estas líneas se caracterizan por transportar un caudal de gas constante a alta presión en coordinación con la demanda de los centros de mercado, empresas de distribución, usuarios comerciales, plantas químicas o depósitos de almacenamiento.

La presión es un factor importante en el transporte de gas natural a través de tuberías. El valor de la presión se determina en función de la zona geográfica por donde se transporta el gas natural, generalmente variando entre 300 y 1.200 libras por pulgada cuadrada (psi) (Otálora y Tinoco, 2016). Se controla el valor de presión como medida de seguridad. Sin embargo, las

tuberías se construyen con un margen de seguridad, con un valor de presión máxima de operación de 2,25 veces superior al valor de operación (Otálora y Tinoco, 2016).

2.1.1.3 Estaciones de Compresión. Las estaciones de compresión son una parte esencial de los gasoductos. Su función principal es estabilizar el flujo y la presión del gas que se transporta por las tuberías, represarizar y conducirlo de nuevo al sistema, con el fin de corregir las pérdidas de presión a lo largo de las líneas y continúe fluyendo a la velocidad deseada. La compresión del gas tiene como consecuencia un aumento de su temperatura, lo cual genera una disminución de la presión. Esta situación provoca también un incremento en la velocidad del gas y una caída de presión en la tubería debido al aumento del volumen específico medio del gas. Para mitigar estos efectos negativos y proteger el revestimiento de la tubería, se implementan enfriadores de gas en la salida de la estación que utilizan aire ambiental para enfriar el gas.

Un compresor es una máquina rotativa con la capacidad de impulsar por una tubería un fluido compresible (gases) desde un punto inicial hasta otro punto de entrega o demanda, según sea necesario, por medio del aumento de su presión. Un compresor admite gas o vapor a una presión inicial dada, para luego entregarlo a una presión final (mayor a la inicial). La energía necesaria para efectuar este trabajo de aumento de presión al flujo de gas está proporcionada por un motor o una turbina. Las estaciones de compresión suelen usar entre 1 o más motores a diésel, gas natural o eléctricos, dependiendo de la capacidad que se requiera y lo moderno de cada estación, estos motores alimentan a los compresores que reciben el flujo de gas entrante, lo comprimen aumentando su presión de flujo y canalizan de nuevo a la línea de transporte para dirigirse a su destino final u otra próxima estación.

Estas estaciones se encuentran al inicio, a lo largo y al final de los gasoductos, y su ubicación es determinada por la topografía del terreno, la distancia y la capacidad de transporte.

De igual manera, las estaciones de compresión se clasifican según la etapa del proceso de transporte del gas natural en la que se encuentre, como se definen en la Tabla 1.

Por otro lado, además de comprimir el gas, las estaciones de compresión también realizan otras tareas importantes que van desde poder medir el caudal de gas, regular la presión y la temperatura en la tubería, y monitorear la calidad del gas. También pueden ser utilizadas para almacenar gas durante períodos de alta demanda.

Tabla 1

Tipos de estaciones compresoras.

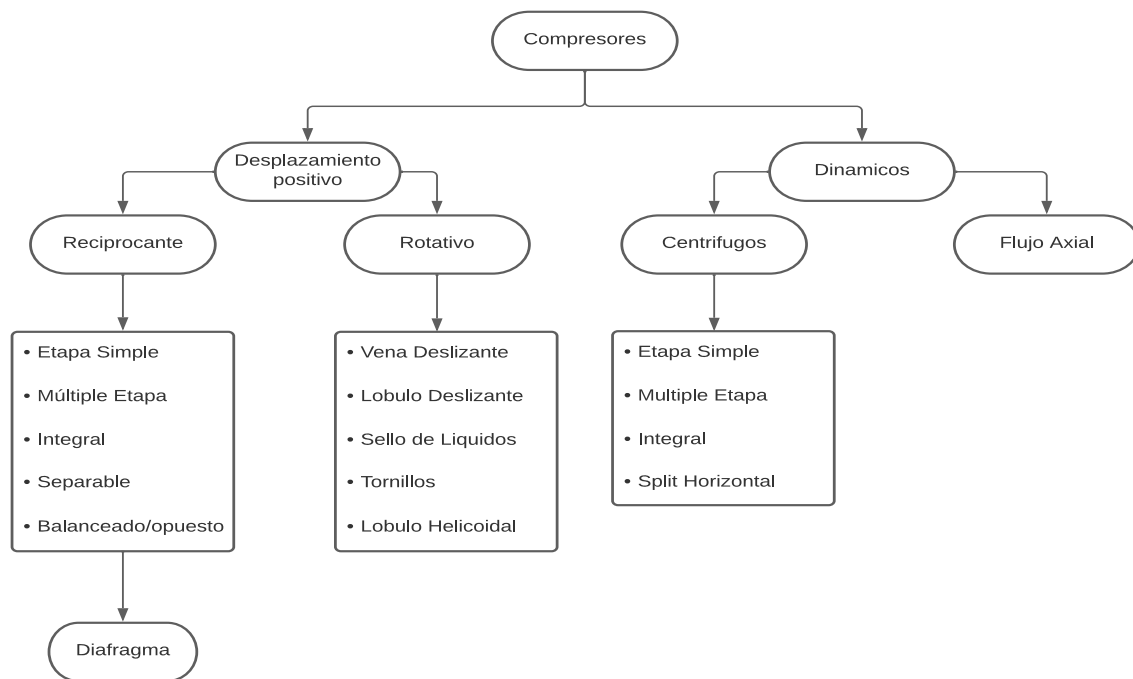
Tipo de estación	Función	Características
Estación de compresión de campo	Se encuentran en los campos de producción de gas natural y su función es aumentar la presión del gas para que pueda ser transportado a través de los gasoductos.	Suelen ser pequeñas y operan en condiciones extremas.
Estación de compresión intermedia	Se encuentran a lo largo de los gasoductos y su función es aumentar la presión del gas para que pueda continuar su viaje.	Son más grandes que las estaciones de compresión de campo y operan en condiciones más moderadas.
Estaciones de compresión de usuario final	Estas estaciones se encuentran cerca del destino final y su función es reducir la presión del gas para que pueda ser utilizado por los clientes finales.	Suelen ser las más grandes y operan en condiciones ideales.
Estaciones de compresión móviles, de repuesto, de almacenamiento y de procesamiento	Cada una de estas estaciones tiene características y funciones específicas, y son utilizadas en diferentes etapas del proceso de transporte de gas natural.	

Nota. La tabla define los tipos de estaciones compresoras según su posición en el gasoducto.

Las unidades compresoras que conforman estas estaciones se clasifican en: compresores de desplazamiento positivo, funcionan mediante el desplazamiento de un volumen fijo de gas hacia un recipiente de mayor tamaño; compresores dinámicos, funcionan mediante el uso de un rotor que gira a alta velocidad para comprimir el gas (ver Figura 2).

Figura 2

Tipos de compresores.



Nota. Modificado de *Guía para la selección, instalación y mantenimiento de compresores reciprocantes de gas*, por J. Ariza, 2016.

Cada tipo de compresor tiene sus propias ventajas y desventajas, y la elección del compresor adecuado dependerá de las necesidades específicas de la aplicación y el tipo de estación a formar, por ejemplo:

- Los compresores reciprocantes utilizan un pistón para comprimir el gas mediante el movimiento de este. Son ideales para aplicaciones de baja capacidad y suelen ser utilizados en estaciones de compresión de usuario final.
- Los compresores rotativos utilizan dos o más tornillos para comprimir el gas mediante el cambio en el espacio entre estos. Son ideales para aplicaciones de compresión continua y suelen ser utilizados en aplicaciones de transporte de gas a larga distancia.
- Los compresores centrífugos utilizan una rueda de rotor para comprimir el gas mediante la fuerza centrífuga. Son ideales para aplicaciones de alta capacidad y suelen ser utilizados en estaciones de compresión de campo y estaciones de compresión intermedia.

2.1.1.4 Líneas de Almacenamiento. Los gasoductos tienen planes estratégicos de contingencia para situaciones adversas, entre estos se encuentran los que para contrarrestar una fluctuación en la demanda o producción de gas se implementa la construcción de líneas de tuberías aisladas en sectores específicos de la red de transporte que almacenan un cierto caudal de manera eficiente, para suplir la demanda en caso de ser necesario.

2.1.1.5 Estaciones de Seccionamiento. Las estaciones de seccionamiento cumplen un papel importante en la red de distribución del gas natural, puesto que son las instalaciones que se encargan de recibir el gas que se transporta por las líneas de transmisión de alta presión y que ha llegado a su punto de destino, estas instalaciones suelen recibir distintas líneas de gasoductos para luego ser entregadas a las líneas de transporte de las empresas de distribución local. Estas instalaciones, tal y como lo menciona Otálora y Tinoco (2016) cumplen 3 funciones:

- Se reduce la presión de los niveles de transmisión del gas a $\frac{1}{4}$ del rango.
- Se añade odorante (en general mercaptanos), con el fin de darle el olor que distingue el gas natural, de tal forma que los usuarios podrán detectar cualquier fuga o anomalía.

- Se mide la tasa de flujo de gas natural con el fin de determinar la cantidad de gas que recibe.

2.1.1.6 Sistema de Distribución. Los sistemas de distribución del gas natural se encuentran ya dentro de los centros poblados en donde se va a suplir una demanda, estos sistemas son los que reciben finalmente el gas transportado y lo entrega a los distintos tipos de clientes (domiciliario, industrial, entre otros), acá juega un papel importante la compañía de gas, debido a que es la encargada de monitorear la tasa de flujo (aproximadamente entre 300 y 1.200 psi) y la presión en los distintos puntos del sistema asegurando la distribución segura a los clientes (Otálora y Tinoco, 2016).

2.2 Situación Actual del Transporte de Gas Natural en el Mundo

La producción de gas natural es una actividad importante que se realiza alrededor del mundo. Según las estimaciones más recientes, la producción global de gas natural se estima en 4.036,9 mil millones de metros cúbicos en el año 2021 (BP p.l.c., 2022), marcando un nuevo aumento luego de la caída en producción de 2020, como se muestra en la Tabla 2.

La lista de los principales productores de gas natural en el mundo la inicia Estados Unidos con una producción a 2021 estimada en los 934,2 mil millones de metros cúbicos (BP p.l.c., 2022). Rusia es el segundo mayor productor, con una producción estimada en 701,7 mil millones de metros cúbicos (BP p.l.c., 2022). Irán es el tercer mayor productor, con una producción estimada en 256,7 mil millones de metros cúbicos (BP p.l.c., 2022), seguido de cerca por China y Qatar.

El panorama global actual del transporte de gas se caracteriza por una combinación de diferentes modos de transporte, que incluyen a los gasoductos, barcos cisterna de gas natural licuado (GNL) y vehículos cisterna. Como se puede ver en la Tabla 3 los gasoductos siguen siendo la forma principal para el transporte de grandes cantidades de gas natural a largas distancias, conectando las principales zonas productoras con los mercados de consumo. Su importancia se

refleja en el desarrollo de estas infraestructuras a nivel tecnológico para expandir su capacidad de transporte, por ejemplo, la construcción de los gasoductos submarinos y en regiones remotas.

Tabla 2

Gas natural en el mundo.

Gas natural	2019	2020	2021
Producción (Mil millones de metros cúbicos)	3.967,70	3.861,50	4.036,90
Consumo (Mil millones de metros cúbicos)	3.906,30	3.845,60	4.037,50
Exportaciones (Mil millones de metros cúbicos)	507,5	454,1	505,6
Precio (US dólares por millón de BTU)	2,51	1,99	3,84

Nota. La tabla muestra los cambios anuales en las estadísticas del gas natural hasta 2021. Datos tomados de *bp Statistical Review of World Energy 2022*, por BP p.l.c., 2022.

Las exportaciones de gas natural por gasoductos son una parte importante de la economía mundial y del comercio energético. Según las estadísticas más recientes, las principales exportaciones de gas natural provienen de Rusia, Noruega y Estados Unidos, mientras que Europa se consolida como la región con más importaciones (ver Figura 3).

Rusia es el mayor exportador de gas natural del mundo, con un volumen de exportaciones en 2021 de 201,7 mil millones de metros cúbicos (BP p.l.c., 2022). La mayor parte de las exportaciones de gas rusas se dirigen a Europa, especialmente a países como Alemania, Italia y Francia.

En segundo lugar, se encuentra Noruega, con un volumen de exportaciones a 2021 estimado en alrededor de los 112,9 mil millones de metros cúbicos (BP p.l.c., 2022). La mayor

parte de las exportaciones de gas noruegas se dirigen a Europa, en especial a países como Reino Unido y España.

Estados Unidos es el tercer mayor exportador de gas natural, con un volumen de exportaciones en 2021 estimado en 84,3 mil millones de metros cúbicos (BP p.l.c., 2022), cantidad que entrega a sus países vecinos Canadá y México.

Europa reportó entradas de gas natural por 369,1 mil millones de metros cúbicos (BP p.l.c., 2022), cantidad de gas que la convierte en la principal región importadora de gas, sólo seguida por Norteamérica con 160,2 mil millones de metros cúbicos de gas importado.

Tabla 3

Tipos de transporte para el gas natural.

Tipo de transporte	Porcentaje de transporte (%)
Gasoductos	80 – 90
Barcos de GNL	5 – 10
Camiones o trenes	1 – 5

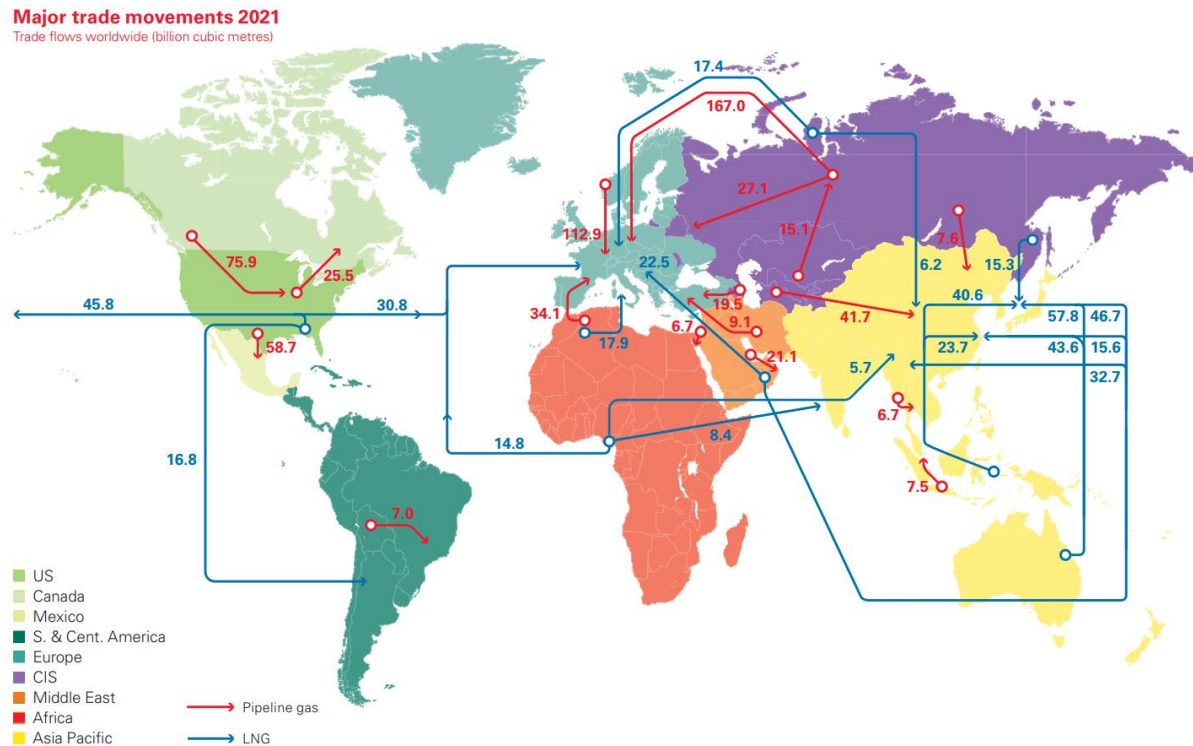
Nota. Estos porcentajes pueden variar significativamente dependiendo de la región o el país. Datos tomados de *Monthly Gas Statistics*, por International Energy Agency (IEA), 2022.

En los últimos años, se ha producido un aumento en las exportaciones de GNL, debido a la creciente demanda de gas natural en los mercados internacionales y a la posibilidad de transportar el gas licuado a través de barcos cisternas especialmente diseñados para este transporte, permitiendo el comercio de gas natural a países que no están conectados con redes de gasoductos.

En la Figura 3 se puede encontrar información detallada sobre los movimientos más importantes del gas natural y GNL entre países en todo el mundo que se realizaron durante el año 2021.

Figura 3

Principales movimientos comerciales de gas natural y LNG en el mundo.



Nota. La figura enseña las principales exportaciones de gas natural hechas por gasoductos y de GNL en miles de millones de pies cúbicos para 2021. Adaptada de *bp Statistical Review of World Energy 2022*, por BP p.l.c., 2022.

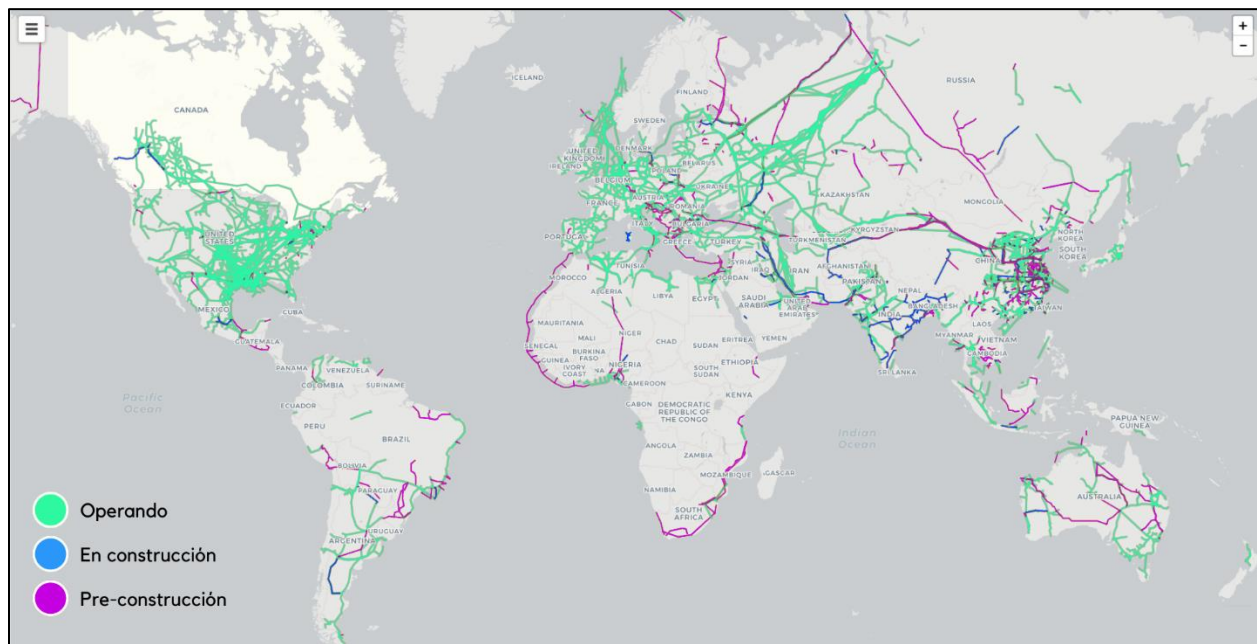
Según Langen Brunner et al. (2022), el número de gasoductos que comenzaron a operar en 2021 alcanzó su punto más bajo desde el año 1996, con solo 6.500 km de infraestructura nueva.

Esta caída se debió en gran medida a los problemas económicos y logísticos causados por el fenómeno de la pandemia de Covid-19. Sin embargo, países líderes como China, Rusia, India, Australia, Nigeria, Estados Unidos y Brasil actualmente están impulsando los planes para construir miles de kilómetros de gasoductos nuevos en 2023, lo que indica una expansión importante en la

red mundial de transporte de gas. La Figura 4 presenta una visión global de los gasoductos en operación, construcción y los proyectos que se encuentran previos a su construcción.

Figura 4

Red de gasoductos en el mundo.



Nota. La figura ubica las redes que se encuentran en operación, construcción y en planeación en 2022. Modificado de *Global Gas Infrastructure Tracker*, Global Energy Monitor (GEM), 2022.

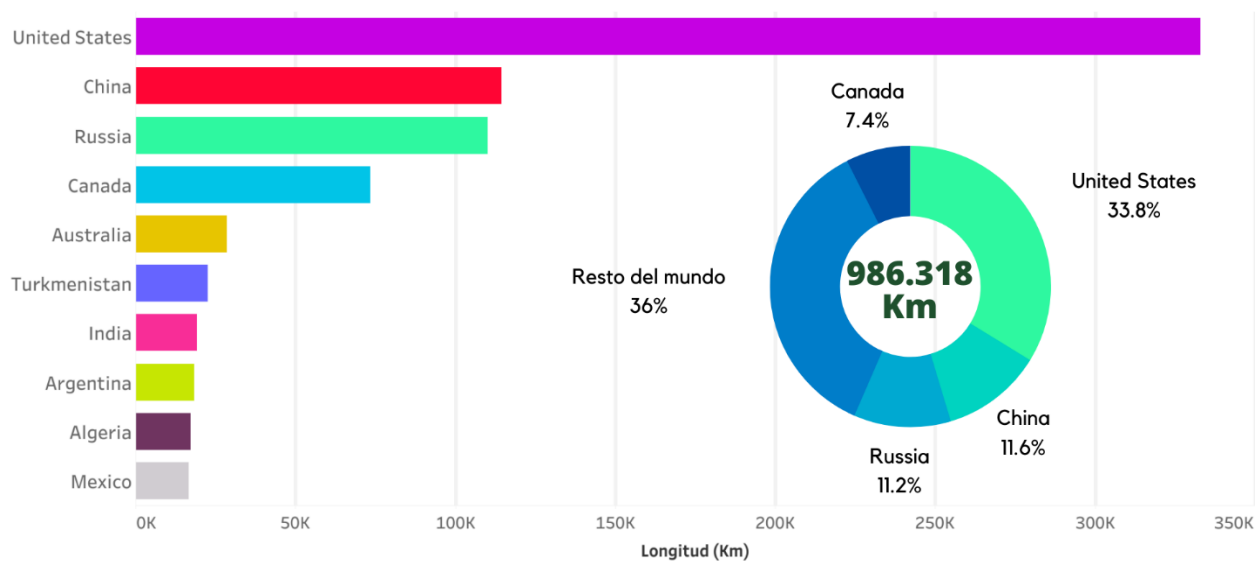
2.2.1 Gasoductos que se Encuentran en Operación

Como se ve en la Figura 5, a nivel mundial los gasoductos en operación suman 986.318 km de longitud, de los cuales solo Estados Unidos, China y Rusia completan el 56,6% (Global energy monitor (GEM), 2022). Los gasoductos más importantes de la red de transporte de gas natural mundial que se encuentran operando hoy día no son aquellos con una mayor longitud, son los que transportan grandes cantidades de gas natural desde los campos productores hasta los

mercados consumidores y que repercuten de manera significativa en la economía y la política energética global.

Figura 5

Longitud de las redes de gasoductos en el mundo.



Nota. La longitud representa la sumatoria de los gasoductos que inician su infraestructura en un mismo país. Elaboración propia a partir de los datos tomados de *Global Gas Infrastructure Tracker*, por GEM, 2022.

Algunos de los gasoductos más importantes según los criterios que se definieron antes, son:

- **Gasoducto Nord Stream:** este gasoducto conecta Rusia con Alemania a través del Mar Báltico y es uno de los principales proveedores de gas natural a Europa. Tiene una capacidad de transportar hasta 55 mil millones de metros cúbicos de gas natural al año (GEM, 2022).

- **Gasoducto Southern Gas Corridor:** este gasoducto conecta Azerbaiyán con Europa a través de Georgia, Turquía, Grecia y Albania, convirtiéndose en uno de los principales proveedores de gas natural a Europa. Tiene una capacidad de transportar hasta 33 mil millones de metros cúbicos de gas natural al año (GEM, 2022).
- **Gasoducto West-East Gas:** este gasoducto en China es uno de los más largos del mundo, conecta las regiones productoras de gas natural en el oeste de China con las regiones consumidoras en el este y sur del país, es uno de los principales proveedores de gas natural en Asia. Tiene una capacidad de transportar hasta 30 mil millones de metros cúbicos de gas natural al año (GEM, 2022).
- **Gasoducto Trans-Anatolian:** este gasoducto conecta Azerbaiyán con Turquía a través de Georgia, también es uno de los principales proveedores de gas natural a Europa. Tiene una capacidad de transportar hasta 16 mil millones de metros cúbicos de gas natural al año (GEM, 2022).

2.2.2 Construcción y Desarrollo de Nuevos Gasoductos

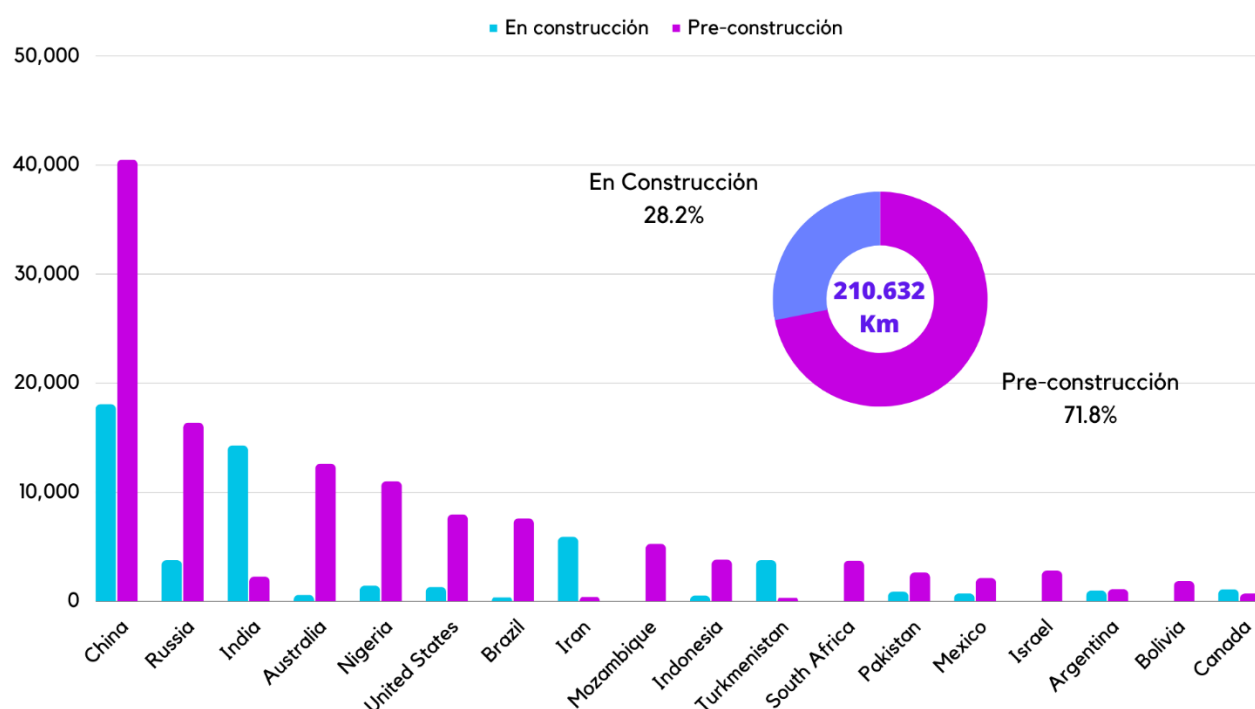
Como lo establece GEM (2022), se encuentran en construcción o en la etapa previa a iniciar su construcción unos 832 nuevos gasoductos, que suman 210.632 km. De igual forma, se encuentran en planificación 510 proyectos de expansión de capacidad y mejoras a la infraestructura de distintos ductos en el mundo. De manera más específica, hay 59.300 km de tuberías en construcción, con 151.333 km adicionales en desarrollo previos a ser construidos (ver Figura 6), los cuales en conjunto costarían un capital que supera los 485.800 millones de USD (GEM, 2022).

En la Figura 6, se puede ver como China lidera el mundo en el desarrollo de nuevo gasoductos por mucho, con 18.059 km de gasoductos de transmisión de gas en construcción y 40.482 km adicionales propuestos, lo que representa unos activos superiores a 89.100 millones de

USD. El auge de los gasoductos chinos está ocurriendo bajo la dirección del nuevo conglomerado PipeChina, uno de los mejores y grandes desarrolladores de gasoductos en el mundo (Langenbrunner et al., 2022).

Figura 6

Longitud de los nuevos proyectos de gasoductos.



Nota. Se hace una sumatoria (km) de los proyectos propuestos o en construcción para cada país.

Elaboración propia a partir de los datos de *Global Gas Infrastructure Tracker*, por GEM, 2022.

Como se mencionó antes, el gas natural a experimento una combinación de avances y retrasos en los proyectos de expansión o construcción de gasoductos que se buscaban iniciar en 2021, por tal motivo los operadores de las redes de gas natural en mercados maduros (ver Tabla 4) comenzaron a buscar oportunidades para construir y operar redes transfronterizas.

Tabla 4

Los principales desarrolladores de gasoductos del mundo.

Compañía	En desarrollo (km)	En operación (km)
Gazprom	20.226,34	105.620,32
Kinder Morgan	46,25	79.766,82
TC Energy	2.877,41	74.662
National Petroleum and Natural Gas Pipeline Network Group	18.575,16	59.484,45
Energy Transfer	767,50	37.924,36
Berkshire Hathaway	290,71	34.671,44
Enbridge	327,33	28.110,18
Boardwalk Pipeline Partners	5,50	22.627,18
Williams Companies	130,52	17.690,79
Total	43.246,72	460.557,54

Nota. La longitud en desarrollo hace referencia a la suma de los proyectos en fase de construcción y pre-construcción por cada compañía. Datos tomados de *Global Gas Infrastructure Tracker*, por GEM, 2022.

Por ejemplo, en los Estados Unidos los volúmenes adicionales de gas asociado a la cuenca Permian aseguraron la ruta a las opciones de exportación a México y la Costa del país. con la finalización del gasoducto Permian Highway de KinderMorgan y el sistema de recolección Aqua Blanca Delaware de Whitewater/MPLX, que se conecta a Whistler.

En resumen, el panorama actual del transporte de gas natural es cada vez más diverso y complejo, con una combinación de diferentes tecnologías y proyectos como los gasoductos submarinos, en busca de satisfacer la creciente demanda de gas natural en todo el mundo.

2.3 Breve Historia del Transporte de Gas por Medio de Gasoductos en Colombia

El desarrollo de la infraestructura para el transporte del gas natural en Colombia es reciente, según Promigas (2021), comenzó en 1958 con el inicio la producción de petróleo en los pozos de

Cicuco en Mompox, los cuales también contenían una cantidad significativa de gas natural. Esto llevó a la empresa Colombian Petroleum Company a investigar la posibilidad de utilizar este combustible en la ciudad de Barranquilla. Como resultado de esta investigación, se decidió crear la compañía Gas Natural Colombiano S.A. y el transporte del gas por medio de tuberías especiales (gasoducto) para transportar el gas desde Cicuco hasta Barranquilla, convirtiendo a esta ciudad en la primera del país en recibir gas natural por medio de un gasoducto. Es hasta 1973, debido a la disminución de los yacimientos en Cicuco y el descubrimiento de nuevas reservas en La Guajira, se construyó un nuevo gasoducto entre estos 2 puntos para atender las necesidades del sector industrial en la costa Atlántica.

En 1986, se creó un plan nacional para aumentar el uso del gas natural, llamado "Gas para el cambio". Sin embargo, las limitaciones en las reservas y las políticas subsidiadas de energía impidieron su desarrollo hasta 1993, cuando el Gobierno Nacional decidió que Ecopetrol liderará la construcción de las conexiones entre los principales yacimientos y centros de consumo a través de aproximadamente 2.000 km de gasoductos. En 1997, se creó un fondo para facilitar el acceso del gas natural a los estratos socioeconómicos más necesitados y se separó la actividad del transporte de gas de la empresa Ecopetrol, creando la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS) que más tarde se convirtió en la Transportadora de Gas del Interior (TGI S.A. E.S.P.) cuando la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) compró la mayoría de las acciones en 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2021).

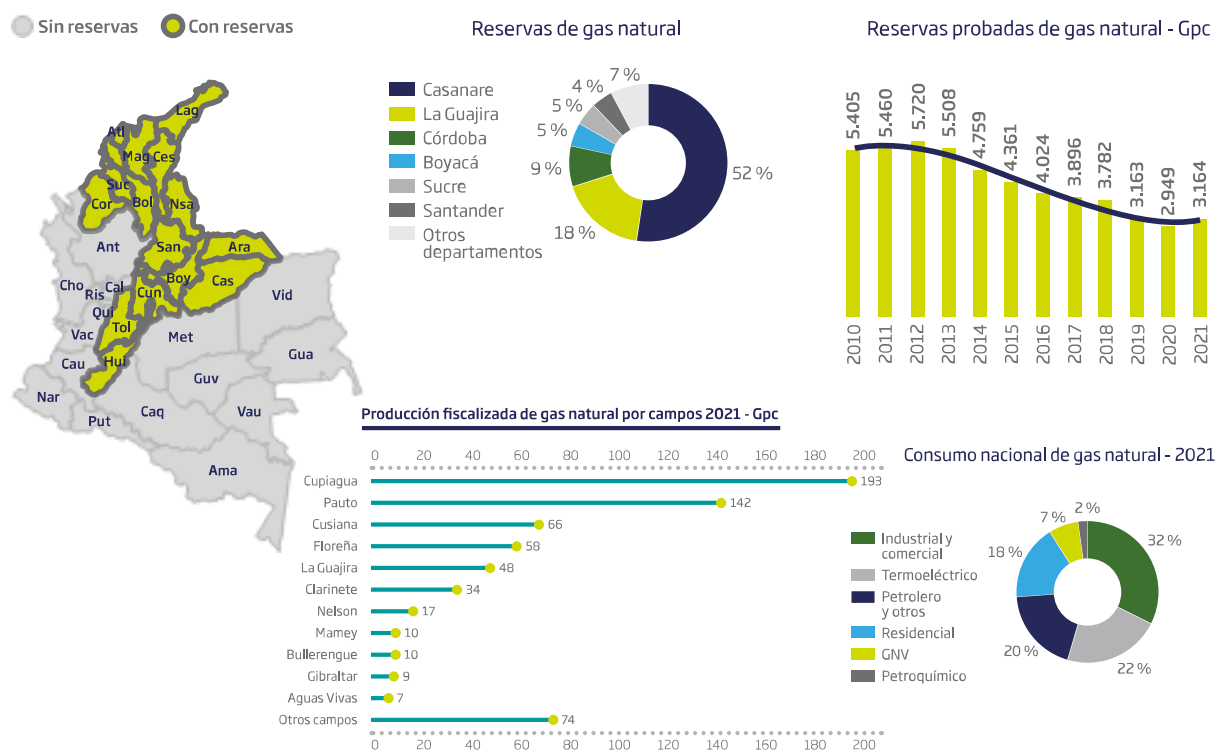
2.4 Situación Actual del Transporte de Gas Natural en Colombia

Luego de una tendencia a la baja desde 2014 en las reservas de gas natural probadas en el país, según las cifras publicadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (2022), se ha registrado una ligera mejoría en este aspecto y en la matriz energética del país en general. Las

reservas probadas de gas natural en Colombia se estiman alrededor de los 3.164 giga pies cúbicos en 2021 (Promigas, 2022). En la Figura 7 se grafican las estadísticas de reservas, producción y el consumo de gas natural en Colombia para el año 2021.

Figura 7

Gas natural en Colombia.



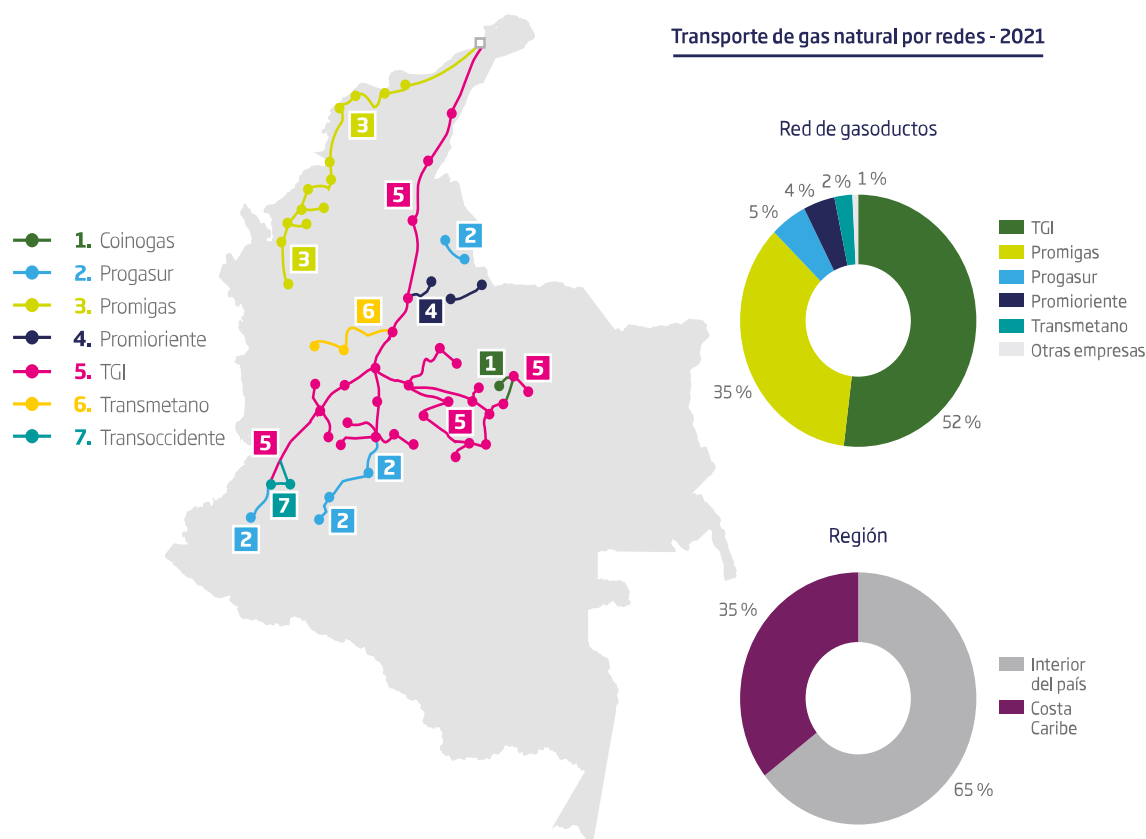
Nota. Modificado de *Informe del Sector Gas Natural Colombia 2022*, por Promigas, 2022.

Según lo menciona Promigas (2022), las reservas probadas de gas en el país son el 71% de las reservas totales, debido a que hay otro 15% de reservas probables y el restante 14% son reservas posibles. Así mismo, las reservas de gas del país están concentradas en Casanare y La Guajira, que representan el 73% del total de las reservas probadas.

La actividad de transporte de gas natural en Colombia se realiza mediante una red de tuberías que conectan los lugares donde se extrae el gas con los sistemas de distribución y los clientes que están conectados directamente al sistema nacional de transporte de gas natural (SNT). En la Figura 8 se muestra un mapa con las principales tuberías del SNT. En Colombia, hay 7 compañías dedicadas al transporte de gas por estas líneas con una longitud total cercana a los 7.762 kilómetros (GEM, 2022).

Figura 8

Red de transporte del gas natural en Colombia.



Nota. La figura ubica los tramos operados por las 7 empresas transportadoras de gas en Colombia.

Modificado de *Informe del Sector Gas Natural Colombia 2022*, por Promigas, 2022.

Básicamente, la red de gasoductos colombianos se puede dividir en dos secciones como se ve en la Figura 8:

- la sección operada por TGI, que tiene un 52% del total de las redes (Promigas, 2022), y conecta las principales zonas productoras de gas en el interior del país y La Guajira con los principales mercados de consumo en el interior, como Bogotá, Medellín y Cali.
- y la sección operada por Promigas con un 35% del total de las redes (Promigas, 2022), la cual tiene como objetivo el transporte del gas natural desde la costa Caribe hacia las poblaciones no productoras de esta misma región y algunas otras regiones del interior del país.

Cómo se aprecia en la Tabla 5 desde el año 2017 a 2021, el Sistema nacional de transporte reportó la puesta en operación de 304 km nuevas líneas de gasoductos en el país.

De lo anterior, se destaca a Promigas con una participación de 200 km pertenecientes a la puesta en marcha del gasoducto Jobo-Majaguas (85 km) y la estación compresora de gas Filadelfia, logrando la suma de nuevas reservas de gas natural de los campos del Valle inferior del Magdalena; de igual manera la incorporación de los gasoductos Mamonal-Paiva y Paiva-Barranquilla, encargados de transportar 50 Mpcd de gas adicionales a Barranquilla (Promigas, 2022).

En los últimos años, las transportadoras de gas han realizado esfuerzos para expandir y modernizar la infraestructura de transporte de gas natural en Colombia, con el objetivo de mejorar la disponibilidad y accesibilidad del gas natural para la industria y los consumidores. Por lo anterior, se pueden ver los desarrollos e inversiones en las estaciones de compresión de gas, con la puesta en marcha de las estaciones de Malena (Transmetano, 2017), Los Pinos (Promioriente, 2018), Paratebueno y Villavicencio (TGI, 2018), Hobo (Progasur, 2022), Filadelfia y Paiva (Promigas, 2020).

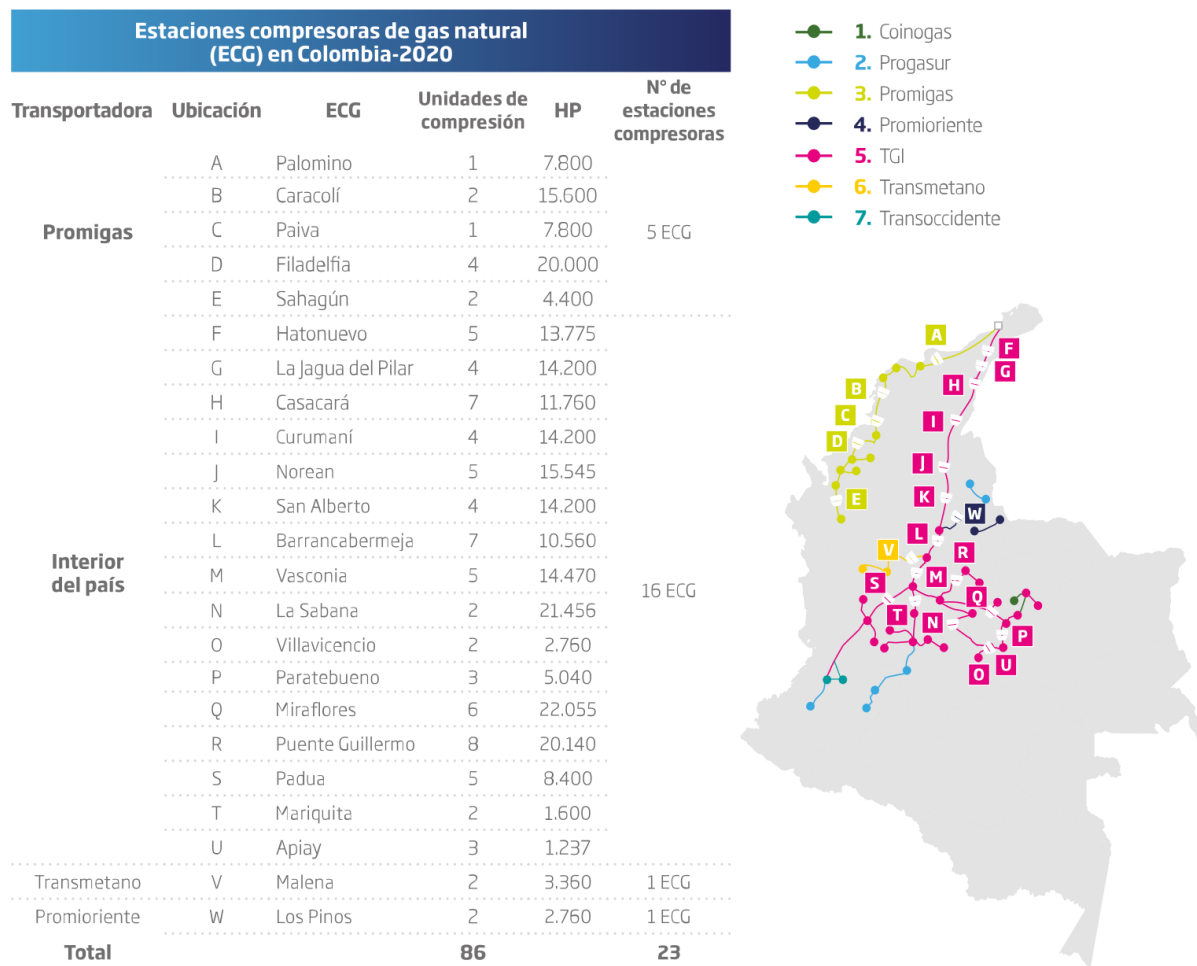
Tabla 5*Red de gasoductos en Colombia.*

Empresa	2017	2018	2019	2020	2021
TGI (km)	3.957	3.994	3.994	4.017	4.033
Promigas (km)	2.556	2.561	2.688	2.756	2.752
Progasur (km)	392	392	392	392	392
Promioriente (km)	335	335	335	335	335
Transmetano (km)	190	190	190	190	190
Coinogas (km)	18	49	49	49	49
Transoccidente (km)	11	11	11	11	11
Total	7.458	7.532	7.659	7.749	7.762

Nota. La tabla muestra los cambios de longitud en los tramos de gasoducto de cada empresa transportadora de gas para el último lustro. Datos tomados de *Global Gas Infrastructure Tracker*, por GEM, 2022.

En total hay 227.158 caballos de potencia instalados en las 23 estaciones de compresión (Promigas, 2021) que operan en Colombia. En la Figura 9, se ubican cada una de las estaciones compresoras que conforman el SNT, su operador, la cantidad de unidades compresoras y su potencia instalada.

Las circunstancias adversas presentadas en los 2 últimos años (2020 – 2021), como lo fue la pandemia del Covid-19 y el paro nacional, afectaron en menor escala los volúmenes anuales de gas natural transportado por las empresas (ver Tabla 6). Como lo menciona Promigas (2022), para 2018 y 2019 se presentaron los valores más altos en volumen de gas transportado del último lustro debido principalmente a las afectaciones que dejó en Colombia el fenómeno de El Niño. De forma más específica, este fenómeno natural causó una bajada en los niveles de agua de los embalses con los que el país crea electricidad por medio de las hidroeléctricas; aumentando los volúmenes de gas destinados a las plantas térmicas nacionales.

Figura 9*Estaciones compresoras de gas en Colombia.*

Nota. Se ubican las estaciones compresoras de gas, su potencia y su empresa operadora al año 2020. Modificado de *Informe del Sector Gas Natural Colombia 2021*, por Promigas, 2021.

Sin embargo, aún existen grandes desafíos en el transporte de gas natural en Colombia, como son la necesidad de construir nuevas y más grandes infraestructuras, potencializar la inversión en nuevas tecnologías, y la necesidad de mejorar la seguridad y la regulación nacional del sector.

Tabla 6

Volumen de gas transportado anualmente en Colombia.

Región	Empresa	2017	2018	2019	2020	2021
Interior del país	TGI (Mpcd)	430	446	478	464	480
	Progasur (Mpcd)	19	19	19	18	18
	Promioriente (Mpcd)	36	34	31	30	22
	Transmetano (Mpcd)	51	50	50	47	51
	Coinogas (Mpcd)	8	9	10	9	13
	Transoccidente (Mpcd)	45	48	47	36	37
Costa Caribe	Promigas	334	369	351	347	328
Total		922	977	985	949	949

Nota. Volúmenes de gas que se transportaron anualmente desde 2017 por cada una de las empresas.

Datos tomados de *Informe del Sector Gas Natural Colombia 2022*, por Promigas, 2022.

2.4.1 Proyectos en Desarrollo para el Transporte de Gas Natural en Colombia

En cuanto a los proyectos a futuro, el transporte de gas natural en el país sigue creciendo de manera favorable con el fin de salvaguardar la seguridad energética del país. Para el año 2020 El Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (2019 – 2028), elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en la cual se incluye la implementación de 8 proyectos para asegurar el abastecimiento de gas natural en el país.

Las obras buscan recaudar en inversiones unos US \$800 millones (UPME, 2020), y se configuran en 2 proyectos que no están asociados a una infraestructura existente y 6 proyectos que sí lo están.

A continuación, se describen los 2 proyectos presentados por la UPME que no están asociados a una infraestructura existente y forman en conjunto la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico:

- **Planta de Regasificación del Pacífico:**

En la bahía de Buenaventura se desarrolla la principal obra del plan de abastecimiento (ver Tabla 7), que busca diversificar las fuentes de producción y transporte de gas natural, y seguridad ante eventuales problemáticas como el fenómeno de El Niño, el cual impactaría al sector gasífero y eléctrico del país (Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40304, 2020).

Tabla 7

Características técnicas de la planta de regasificación.

Planta de Regasificación en Buenaventura	
Capacidad de regasificación (Mpcd)	400
Capacidad de almacenamiento (m ³) de GNL	170.000
Fecha de puesta en operación	Enero 2024
Costo estimado de la Inversión (US)	327 millones

Nota. Datos tomados de *Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural*, por UPME, 2020.

- **Gasoducto Buenaventura – Yumbo:**

Esta es una obra complementaria a la nueva Planta de Regasificación del Pacífico, busca conectar a la planta con un punto de entrega al SNT en el municipio de Yumbo - Valle del Cauca (Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40304, 2020), sus detalles técnicos se muestran en la Tabla 8.

En octubre de 2021, UPME canceló la licitación para la terminal de GNL del Pacífico y el proyecto del gasoducto debido a la falta de interés. Pero, a finales de 2022 el proceso se relanzó incluyendo el aumento en la capacidad de almacenamiento, y de la cual se debe anunciar la adjudicación del contrato para mayo de 2023.

Tabla 8

Características de la planta de regasificación en Buenaventura.

Gasoducto Buenaventura - Yumbo	
Capacidad de transporte (Mpcd)	400
Longitud (km)	110
Fecha de puesta en operación	Enero 2026
Costo estimado de la Inversión (US)	248 millones

Nota. Datos tomados de *Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural*, por UPME, 2020.

Ahora bien, se describirán los proyectos presentados por UPME que están asociados a una infraestructura existente:

- **Capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday:**

UPME estudió la demanda energética en los departamentos de Tolima, Huila, Caquetá a los cuales este gasoducto alimenta. Se estima la superación de la capacidad de transporte para este tramo, debido al crecimiento progresivo en la demanda mientras que se disminuye la producción de los campos en la zona. Se debe incrementar la capacidad del tramo Mariquita - Gualanday a 20 Mpcd, este objetivo se puede lograr por medio de la construcción de una nueva estación compresora de aproximadamente 2.500 HP (Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40304, 2020).

- **Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena:**

En pro de mantener la seguridad en el suministro de gas natural entre la costa y varias ciudades del interior del país se hace necesaria la implementación de la bidireccionalidad del tramo de gasoducto Ballena - Barrancabermeja para una capacidad de transporte de 100 Mpcd (Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40304, 2020). En cuanto a los costos, serían

marginales dado que ya se contaría con las estaciones de compresión existentes entre las 2 ciudades.

- **Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena:**

Para el aprovechamiento de las capacidades en las nuevas fuentes de suministro de la costa Caribe. Según establece la UPME (2020), se hace necesario el diseño, adecuación y montaje de la infraestructura de flujo de gas natural en dirección Barranquilla - Ballena con capacidad de 170 Mpcd (Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40304, 2020), permitiendo la importación de gas por Cartagena y que este pueda ingresar al interior del país, mitigando el riesgo de seguridad energética ante cualquier dificultad posterior.

- **Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena - Barrancabermeja:**

Proyecto complementario al proyecto anterior, se hace necesario para este proyecto el diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria que pueda garantizar la interconexión del tramo Barranquilla - Ballena (Costa Caribe) y el tramo Ballena- Barrancabermeja (Interior del país) con una capacidad de transporte bidireccional de 170 Mpcd (Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40304, 2020). De igual manera, este proyecto debe estar entrando en funcionamiento para finales de 2022 en pro de asegurar el suministro de gas en todo el territorio según lo establecido por la UPME.

- **Ampliación de la capacidad de transporte del ramal Jamundí - Valle del Cauca:**

Este es un plan de acción para finales de 2022, en la búsqueda de subsanar el aumento de la demanda de gas natural en el Valle del Cauca, concretamente para las plantas térmicas de la región. Como lo menciona UPME (2020), se establece la adecuación y el montaje de la infraestructura necesaria para ampliar la capacidad en el nodo Popayán de 3 Mpcd y en pro de lograr una presión de entrada no menor de 250 psig.

- **Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita:**

En búsqueda de la seguridad en abastecimiento de gas natural se busca disponer de un transporte de gas natural entre Yumbo y Vasconia (bidireccionalidad).

Es decir, gracias a construcción de la nueva Planta de Regasificación el transporte de gas entre Yumbo y Mariquita según lo estima UPME (2020), debe tener una capacidad de 300 Mpcd saliendo de Yumbo y 250 Mpcd entregados en Mariquita.

3 Energía Eólica Offshore

En la actualidad, la energía eólica está experimentando un crecimiento sin precedentes en la canasta energética mundial, lo que ha llevado al desarrollo de nuevas y mejores tecnologías en este campo. Un ejemplo de ello es la utilización del recurso eólico en el mar, que está demostrando ser cada vez más competitivo en comparación con otras fuentes de producción de energía. Esta tendencia al alza en el uso de la energía eólica se debe en gran medida a la necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático. La energía eólica no solo es una fuente de energía renovable y limpia, sino que también es una de las tecnologías más maduras y probadas en el sector de las energías renovables.

Los sectores continentales con mayor potencial del recurso eólico ya están siendo explotados, ahora la mirada se ha dirigido a los mares trayendo consigo el desarrollo de avances tecnológicos importantes que han permitido la construcción de gigantescas granjas eólicas en el mar, las mismas que hoy suplen con sus grandes capacidades de generación parte de la demanda energética de varios países en el mundo.

3.1 Marco Teórico

La energía es usada, transformada y transmitida por las personas cada día. Pero en la actualidad es necesario la obtención de energía externa para el uso cotidiano y el crecimiento del mundo tal cual se conoce. El avance del ser humano ha sido medido por su consumo de energía, pero el abuso de los combustibles fósiles ha llevado a un patrón insostenible con consecuencias perjudiciales para el medio ambiente (Poggi et al., 2009).

El uso de la fuerza del viento por parte de las personas a lo largo de la historia puede demostrar que ha sido un recurso indispensable para la realización de actividades que sencillamente serían imposibles de completar, hoy en día mantiene su papel relevante, como una de las alternativas más fuertes y completas como fuente de generación eléctrica.

Para la producción de energía eólica se necesita la presencia de aerogeneradores o turbinas eólicas, siendo estos la versión moderna de los molinos de vientos que se usaban antiguamente, capaces de captar toda la intensidad del viento creando un movimiento rotatorio en las aspas que activa un rotor que se encuentra en la parte trasera de estas (en la góndola), todo este movimiento en el rotor causado por el viento se transmite a un sistema conformado por un multiplicador y un alternador los cuales en conjunto básicamente, transforman la energía mecánica en electricidad. La electricidad producida es conducida por cables hacia un transformador que recoge toda la producción eléctrica y la conecta con la red de transmisión nacional.

Una de las principales ventajas de esta tecnología es su compatibilidad con el entorno natural, ya que no causa un gran daño a la flora, el aire o el clima, y no supone ningún riesgo para la salud humana. Las centrales funcionan sin necesidad de quemar ningún tipo de sustancias y no emiten gases nocivos al ambiente. Los requerimientos de espacio para la instalación de los equipos eólicos son menores al 5% de la superficie de los predios; es decir, para instalar energía eólica en

algún terreno no se requiere de mucho espacio (Poggi et al., 2009). La energía eólica es actualmente un competidor directo de las centrales térmicas de hidrocarburos a nivel internacional debido a su impresionante crecimiento. En comparación con las centrales térmicas, la energía eólica tiene un tiempo de construcción más corto y un menor impacto ecológico, lo que la convierte en una de las mejores opciones para generar energía eléctrica limpia a gran escala. Esto se ve reflejado en los distintos proyectos de parques eólicos gigantes que se están ejecutando y que han superado las expectativas en cuanto a eficiencia y producción.

3.1.1 Turbinas Eólicas Offshore

Las turbinas eólicas son dispositivos que utilizan la energía del viento para generar electricidad. Están compuestas por un rotor con varias palas o aspas que gira gracias al viento, y un generador eléctrico que convierte la energía mecánica generada por el rotor en energía eléctrica.

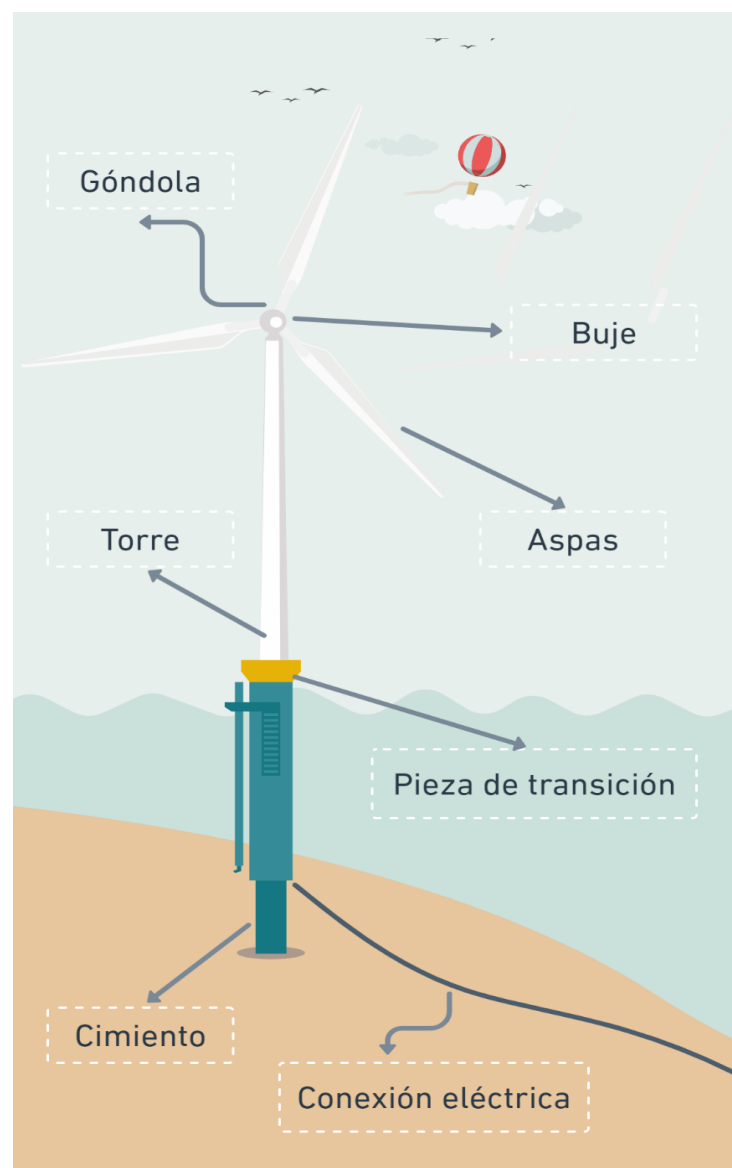
La potencia máxima que puede proporcionar una turbina eólica depende en gran medida de dos factores: la velocidad del viento y el diámetro de las hélices. De hecho, la potencia generada es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que significa que se requiere un lugar con vientos fuertes durante la mayor parte del año para obtener una turbina de alta potencia (Poggi et al., 2009). Además, existen tres leyes fundamentales que rigen el comportamiento de la turbina eólica:

- La primera ley establece que la energía generada es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad del viento.
- La segunda ley relaciona la energía generada con el área de las hélices, elevada al cuadrado y multiplicada por la longitud de estas.
- La tercera ley establece que la eficiencia teórica de las turbinas eólicas es de aproximadamente el 59% (Instituto de Hidráulica Ambiental, 2017).

Por otro lado, las partes físicas externas que conforman un aerogenerador, como la góndola, el buje, las aspas, la torre, la pieza de transición, el cimiento y la conexión eléctrica, se detallan en la Figura 10.

Figura 10

Esquema exterior de un aerogenerador.

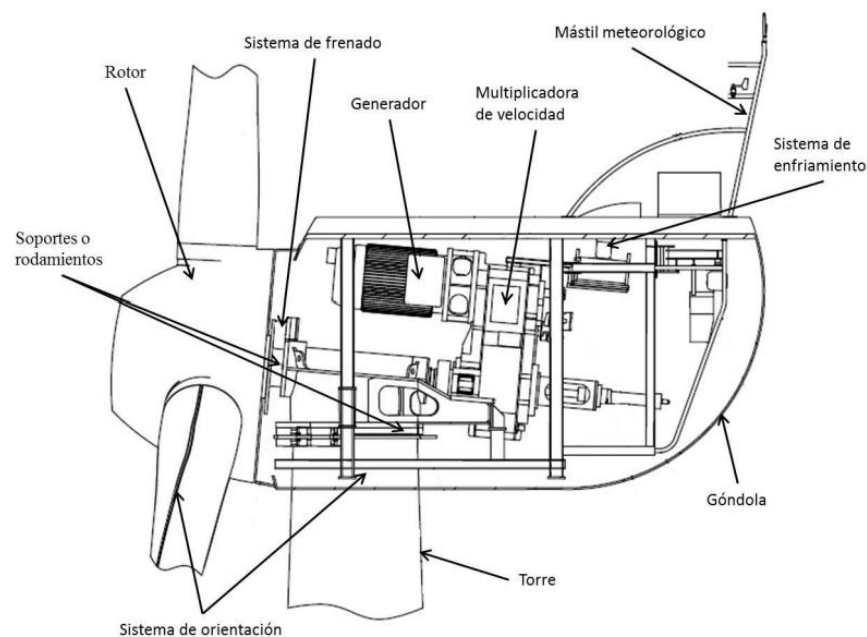


Nota. La figura ubica los componentes externos que conforman una turbina eólica offshore.

De igual manera, en la Figura 11 se muestran los elementos esenciales que conforman la sección interna de un aerogenerador (interior de la góndola), durante el proceso de generación de energía.

Figura 11

Esquema interior de un aerogenerador.



Nota. Adaptado de *Modelo de comportamiento de una turbina eólica*, por U. García, 2016.

La construcción de turbinas eólicas específicas para la instalación en el mar se justifica por la necesidad de adaptarse a las condiciones corrosivas del agua salada y a los vientos marinos (pueden llegar a ser extremos), así como a la infraestructura de almacenamiento y transporte de energía en alta mar, lo que resulta diferente a la infraestructura terrestre. En consecuencia, las turbinas convencionales necesitan de adaptaciones significativas para funcionar en estas condiciones. Actualmente, la tecnología de las turbinas offshore todavía está en una etapa de

desarrollo, lo que limita la disponibilidad global de estas turbinas a alrededor del 80-95% (Prado, 2018).

En los últimos diez años, se han desarrollado diversos diseños de turbinas eólicas específicas para su uso en alta mar, las cuales son más grandes y están diseñadas para soportar las duras condiciones del entorno marino. Además, estas turbinas han mejorado en cuanto a confiabilidad y durabilidad.

En 2018, los mayores fabricantes de turbinas a nivel mundial fueron las multinacionales Siemens Gamesa y MHI Vestas, que en conjunto instalaron más del 95% de las turbinas eólicas offshore en ese año (Wind Europe, 2021).

3.1.2 Subsistemas de una Turbina Eólica Offshore

En una turbina eólica, cada uno de sus subsistemas cumple una función específica y esencial para asegurar su correcto funcionamiento y maximizar la generación de energía eléctrica a partir del recurso eólico. En la Figura 12 los subsistemas están dispuestos en un diagrama secuencial según su función dentro de la turbina eólica.

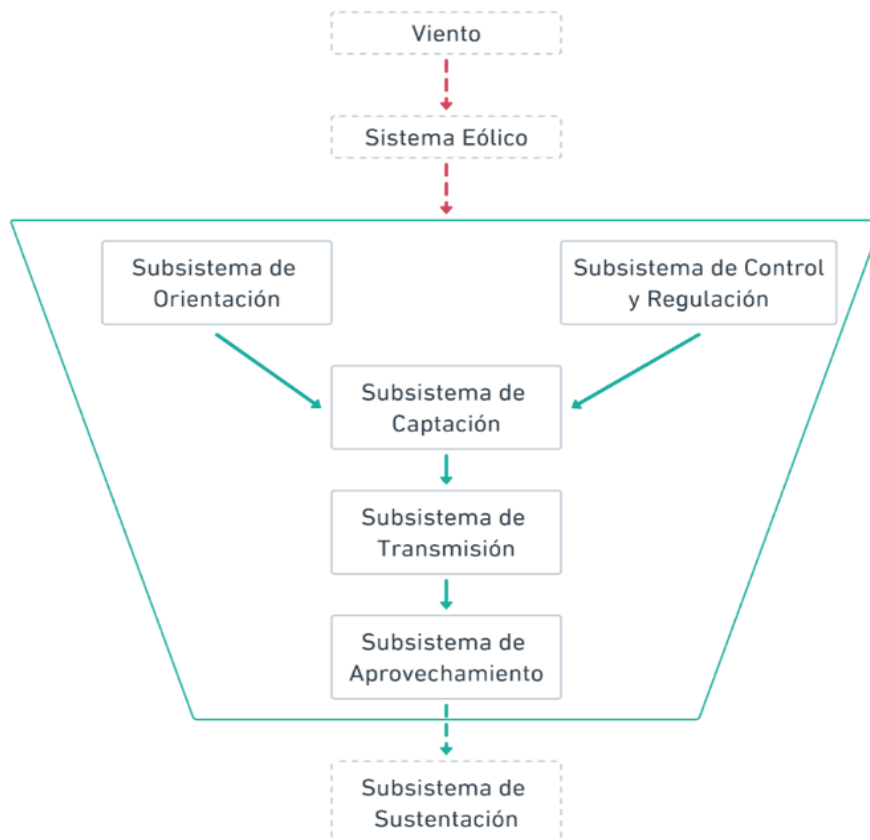
3.1.2.1 Subsistema de Orientación. Este es uno de los subsistemas más importantes, se encarga de orientar la turbina eólica para que pueda capturar la energía del viento de manera eficiente. Compuesto por un conjunto de elementos mecánicos y electrónicos que permiten orientar la turbina en la dirección del viento, sensores que miden la velocidad y un controlador que recibe la información de los sensores y realiza los ajustes necesarios en el sistema.

3.1.2.2 Subsistema de Control y Regulación. Es otro subsistema importante, se encarga de regular y controlar el correcto funcionamiento de la turbina eólica, y asegurar que la energía eléctrica generada sea de alta calidad y cumpla con los estándares requeridos. Este subsistema está compuesto por:

- **Controlador de velocidad:** que regula la velocidad del rotor para que se mantenga en un rango óptimo de operación.
- **Sistema de frenado:** que permite detener el rotor en caso de emergencia o cuando se alcanzan ciertos límites de operación.
- **Sistema de monitorización y diagnóstico:** que permite supervisar el funcionamiento de la turbina y detectar posibles problemas.

Figura 12

Subsistemas de un aerogenerador.



Nota. Modificado de *Estudio de implantación de un parque eólico offshore flotante en la costa de Cantabria*, por I. Prado, 2018.

3.1.2.3 Subsistema de Captación. Este subsistema se encarga de capturar la energía del viento y convertirla en energía mecánica. Este subsistema está compuesto por:

- **El rotor:** es el conjunto de hélices o aspas que gira para capturar la energía del viento. El rotor está conectado al eje del generador eléctrico y su giro es el que permite generar electricidad.
- **El eje:** es el que conecta el rotor con el generador eléctrico.

Entre otras cosas, el rotor es uno de los componentes más importantes de una turbina eólica offshore, ya que es el elemento que captura directamente la energía del viento y la convierte en energía mecánica, la cual es utilizada para generar electricidad. La configuración y diseño de las hélices es esencial para maximizar la eficiencia de captación de la energía del viento.

3.1.2.4 Subsistema de Transmisión. Este subsistema se encarga de transmitir de manera eficiente la energía mecánica generada por el rotor al generador eléctrico. Este subsistema está compuesto por:

- **El sistema de transmisión mecánica:** que puede ser una caja de engranajes, un sistema de poleas y correas o un sistema hidráulico, que permite transmitir la energía mecánica del rotor al generador eléctrico.
- **El generador eléctrico:** que convierte la energía mecánica transmitida por el sistema de transmisión en energía eléctrica.

3.1.2.5 Subsistema de Aprovechamiento. Se encarga de aprovechar la energía eléctrica generada en la turbina eólica para su uso, venta o para su inyección a la red eléctrica nacional. Este subsistema está compuesto por:

- **El sistema de regulación y control:** que permite regular y controlar la corriente y el voltaje generados para cumplir con los estándares de calidad de energía requeridos.

- **El sistema de conexión a la red eléctrica:** que permite conectar el aerogenerador a la red eléctrica para que la energía generada esté disponible para su uso o venta.

3.1.2.6 Subsistema de Sustentación. El subsistema de sustentación es un componente importante de un aerogenerador, se encarga de sostener la estructura de la turbina eólica. Este subsistema está compuesto por:

- **La torre:** que es la estructura que sostiene la turbina eólica y permite colocarla a la altura necesaria para capturar la energía del viento de manera eficiente.
- **El sistema de fijación:** que permite fijar la torre al fondo marino, brindando estabilidad y seguridad a la estructura.
- **El sistema de amortiguación:** que ayuda a reducir las vibraciones y el estrés en la estructura causado por el viento, el movimiento del mar y las condiciones climáticas (que pueden llegar a ser extremas).

3.1.3 Estructuras de Soporte para las Turbinas Eólicas Offshore

La eólica offshore y la eólica onshore tienen una principal diferencia en torno al tipo de estructura utilizada para fijar y sostener a los aerogeneradores, ya que en la offshore estos son elevados sobre el nivel del mar en función de la profundidad.

Hay dos tipos principales de tecnologías de soporte en la eólica offshore, aquellas basadas en estructuras fijas al fondo marino y aquellas con estructuras flotantes sujetas mediante cables o cadenas.

3.1.3.1 Cimentación Fija. La cimentación fija se ha consolidado como una de las opciones preferidas para proyectos de energía eólica offshore en aguas someras. Esto se debe a que estas cimentaciones están diseñadas para soportar las cargas y condiciones ambientales que se presentan en el entorno marino, lo que las convierte en una opción muy adecuada y confiable.

Además, permite una mayor capacidad de generación de energía gracias a su capacidad de instalar y soportar turbinas más grandes y, por lo tanto, más potentes. La Tabla 9 muestra las estructuras más populares utilizadas en la cimentación fija.

Tabla 9

Estructuras con cimentación fija.

Estructura	Funcionamiento	Profundidad
Monopilote	Consiste en un pilote de acero o de concreto que se clava en el fondo marino y sostiene la torre de la turbina eólica. Es usada por su capacidad para soportar las cargas y las condiciones ambientales del entorno marino.	< 15 metros Suelo arenoso-arcilloso
De apoyo por gravedad	En lugar de clavar un pilote en el fondo del mar, esta solo se apoya en el fondo del mar mediante su propio peso, reduciendo su capacidad de carga, el impacto ambiental y los costos de construcción.	15 – 30 metros Preparación previa del suelo
Jackets	Estructura de acero o de concreto con varios pilares clavados en el fondo del mar que se unen en la parte superior y forman una estructura rígida. Son costosas y complejas, pero son más estables y con mayor capacidad de carga.	>30 metros Suelos no rocosos

Nota. Datos tomados de *Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España*, por Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), 2021.

La Figura 13 (a), enseña cómo se verían las 3 estructuras de cimentación fija más usadas para esta tecnología y que fueron definidas en la Tabla 9.

3.1.3.2 Estructuras Flotantes. Las estructuras flotantes permiten la instalación de turbinas eólicas en lugares más alejados de la costa, lo que no era posible con las técnicas de cimentación fija. Esta capacidad de instalación remota se traduce en una mayor generación de energía, ya que los vientos suelen ser más fuertes y constantes en áreas más alejadas de la costa.

La restricción de profundidad en este caso estaría dada por las infraestructuras eléctricas submarinas necesarias para transportar la energía generada, las cuales pueden alcanzar profundidades significativas. En la Tabla 10 se describe el funcionamiento y profundidad operacional para las 4 estructuras flotantes más usadas en el mundo de la eólica offshore.

Tabla 10

Estructuras flotantes.

Estructura	Funcionamiento	Profundidad
Barge	Su gran superficie de contacto con el agua les proporciona estabilidad. Al igual que los barcos, estas estructuras pueden moverse y distribuir las cargas de manera equitativa, previniendo sobrecargas y tensiones en la estructura.	>50 metros
Semi-sumergible	Estas plataformas están diseñadas para mantenerse parcialmente sumergidas en el agua, brindando estabilidad y reduciendo la exposición de la plataforma y los aerogeneradores a las condiciones climáticas extremas.	>50 metros
SPAR	Están compuestas por un cuerpo cilíndrico, que se sumerge varios metros debajo de la superficie del mar y se mantiene en posición vertical mediante un sistema de anclaje. Son altamente estables debido a su diseño, lo que permite que sean utilizadas en aguas profundas y con vientos fuertes.	>120 metros
Tensioned legs Platform (TLP)	La estructura flotante se mantiene en posición vertical mediante cables tensados y se utiliza para colocar generadores eólicos en ambientes marinos profundos.	>50 metros

Nota. Las estructuras flotantes semisumergibles y TLP son plataformas propias de la industria petrolera que han sido adaptadas a las turbinas eólicas offshore. Datos tomados de *Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España*, por MITECO, 2021.

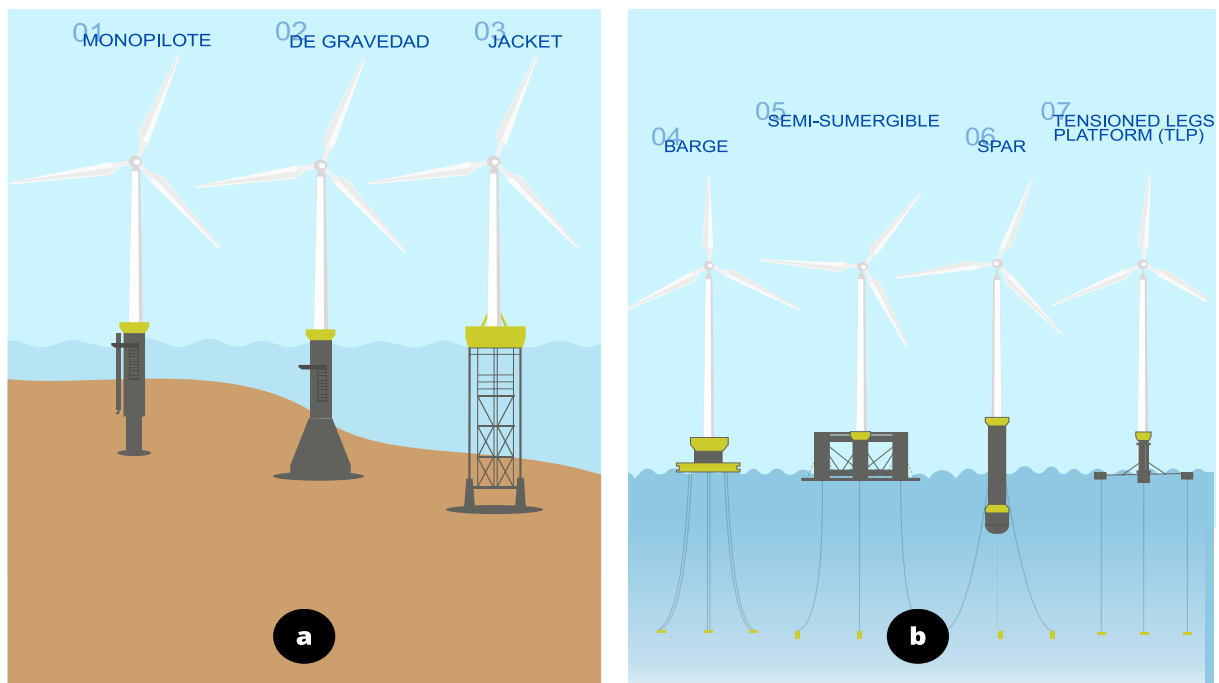
La construcción de un parque eólico offshore implica tomar en cuenta diversos factores, entre ellos, la profundidad del mar en la zona de instalación y la clase de turbina a emplear. La elección de la estructura más adecuada dependerá en gran medida de estos factores. Además, la

profundidad del mar también afectará el costo y la complejidad de la construcción y mantenimiento de los parques eólicos. Las condiciones ambientales como las fuertes corrientes y olas marinas también pueden tener un impacto significativo en la estabilidad de las estructuras utilizadas en los parques eólicos offshore. En consecuencia, es importante tener en cuenta estos factores al planificar y diseñar parques eólicos offshore para garantizar una operación segura y rentable a largo plazo.

La Figura 13 (b), enseña cómo se verían las 4 mejores estructuras de cimentación flotante descritas en la Tabla 10.

Figura 13

Estructuras fijas y flotantes para la eólica offshore.



Nota. La figura enseña el diseño de las estructuras fijas y flotantes definidas en la Tabla 9 y la Tabla 10. Modificado de *Cimentaciones de aerogeneradores*, por Iberdrola S.A., 2021.

3.1.4 Fundamentos Técnicos de las Turbinas Eólicas

Las turbinas eólicas son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica, mediante el uso de un rotor con aspas que gira debido al flujo de aire. El movimiento del rotor se transfiere a un generador eléctrico, que produce electricidad. La cantidad de energía obtenida por la turbina depende de la magnitud del viento y se relaciona directamente al lugar en el que está instalado como se muestra a continuación.

3.1.4.1 Energía del Viento. La potencia de salida, P , de un aerogenerador viene dada por la conocida expresión:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3 \quad (1)$$

ρ = densidad del aire (1.225 kg/m^3)

C_p = coeficiente de potencia

A = área barrida por el rotor

V = velocidad del viento

Como lo menciona Burton et al. (2001), la densidad del aire es bastante baja, 800 veces menor que la del agua que alimenta una planta hidroeléctrica, y esto conduce directamente al gran tamaño de una turbina eólica. La densidad del aire varía como una función de la temperatura ambiental y la altura del sitio sobre el nivel del mar, si la densidad del aire a presión atmosférica estándar es 1.225 kg/m^3 y la temperatura ambiental es de 15°C (Poggi et al., 2009):

$$P = 0.6125 A V^3 \quad (2)$$

A = Área en m^2

V = Velocidad del viento en m/s

El coeficiente de potencia describe la fracción de la potencia del viento que la turbina puede convertir en trabajo mecánico. Tiene un valor máximo teórico de 0.593 (el límite de Betz) y en la práctica se alcanzan valores máximos más bajos. El coeficiente de potencia de un rotor varía con la relación de velocidad de punta (la relación entre la velocidad de punta del rotor y la velocidad del viento libre) y es solo un máximo para una relación de velocidad de punta única. Continuamente se buscan mejoras incrementales en el coeficiente de potencia mediante cambios detallados en el diseño del rotor y, al operar a velocidad variable, es posible mantener el máximo coeficiente de potencia en un rango de velocidades del viento. Sin embargo, estas medidas sólo darán un modesto aumento en la potencia de salida (Burton et al., 2001).

Recapitulando, la única forma de hacer que la potencia de salida de un aerogenerador sea mayor o tenga un aumento considerable solo se consigue aumentando el área de barrido del rotor o en su defecto la ubicación de los aerogeneradores en sectores con una velocidad de viento mayor.

3.1.4.2 Velocidad del Viento. Se mencionó que el aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las hélices del rotor. La cantidad de energía que el viento transfiere al rotor de la turbina eólica depende de varios factores, incluyendo la densidad del aire, el área de barrido de las aspas y la velocidad del viento (Poggi et al., 2009). Si se ve de otra forma, entre más denso o “pesado” sea el aire más energía obtendrá el aerogenerador. Es importante tener en cuenta que el viento es un fenómeno muy variable y su comportamiento puede cambiar de forma significativa de un momento a otro, incluso en una misma zona. Es por esto por lo que se recomienda el uso de datos estadísticos de al menos un año de duración para eliminar la incertidumbre y obtener información más precisa y fiable.

3.1.4.3 Área de Barrido. Como ya se definió, el área de barrido (A) es proporcional a la potencia del viento, esta área de barrido está dada por:

$$A = \pi R_2 \quad (3)$$

De lo cual se puede comprobar que un pequeño cambio en el radio de barrido representará un gran aumento del área de barrido y al mismo tiempo la potencia. La mayoría de las veces tiene mayor importancia la información referida al área de barrido que la propia potencia nominal de los aerogeneradores (Poggi et al., 2009).

3.2 Ventajas y Desventajas de la Eólica Offshore

Teniendo en cuenta el fuerte papel que ha tomado la energía eólica en el mundo y las estimaciones de crecimiento exponencial en los próximos años, se prevé que la gran mayoría de proyectos eólicos futuros se desarrollarán en el mar. Es importante tener en cuenta que, aunque la tecnología de la energía eólica offshore ofrece importantes beneficios, también presenta algunos desafíos y desventajas que deben ser abordados y considerados en la planificación y el diseño de los proyectos.

3.2.1 Principales Ventajas:

- Es una energía que contribuye a la reducción de emisiones de dióxido de carbono, al ser una tecnología renovable y limpia de contaminantes que se puedan liberar a la atmósfera, en este mismo sentido, en offshore el impacto paisajístico y visual es mucho menor.
- La superficie marina en el planeta es de aproximadamente 3 veces la terrestre, por lo cual en teoría se tiene un área de utilización más amplia que si fuese en tierra. Además, no se ocupa espacio valioso como las zonas densamente pobladas o con usos del suelo ya establecidos.
- Las granjas eólicas offshore están libres de los obstáculos que pueden impedir que el viento llegue con su total intensidad hasta los aerogeneradores. Es decir, se eliminan los

obstáculos causados por el relieve y la morfología de este, así como los originados por las construcciones humanas.

- Fuente de energía predecible; el viento es una fuente de energía predecible, por ende, esta tecnología contará con una producción de energía que puede ser prevista con una cierta precisión.
- Entre otras cosas, uno de los aspectos más llamativos de la energía eólica offshore es la frecuencia del viento, ya que en alta mar suele aumentar sobre un 40% y son mucho más regulares que en tierra. Esto implica que la energía eólica en alta mar es mucho más eficiente que en los parques eólicos convencionales (Prado, 2018).

3.2.2 *Principales Desventajas:*

- La principal desventaja de la implementación de esta tecnología es el costo de construcción, ensamblaje y la puesta en marcha de los aerogeneradores en alta mar, ya que se aumenta de forma significativa los costos.
- La construcción del cableado submarino extenso para lograr la conexión de las turbinas eólicas con las redes de distribución, también en alta mar, suponen un precio adicional en los proyectos.
- El impacto ambiental de estas instalaciones en la fauna marina y el ecosistema costero sigue siendo objeto de estudio y debate. La construcción de las estructuras puede afectar a las aves marítimas y a los animales marinos, así como a los ecosistemas costeros.

3.3 **Situación Actual de la Energía Eólica Offshore en el Mundo**

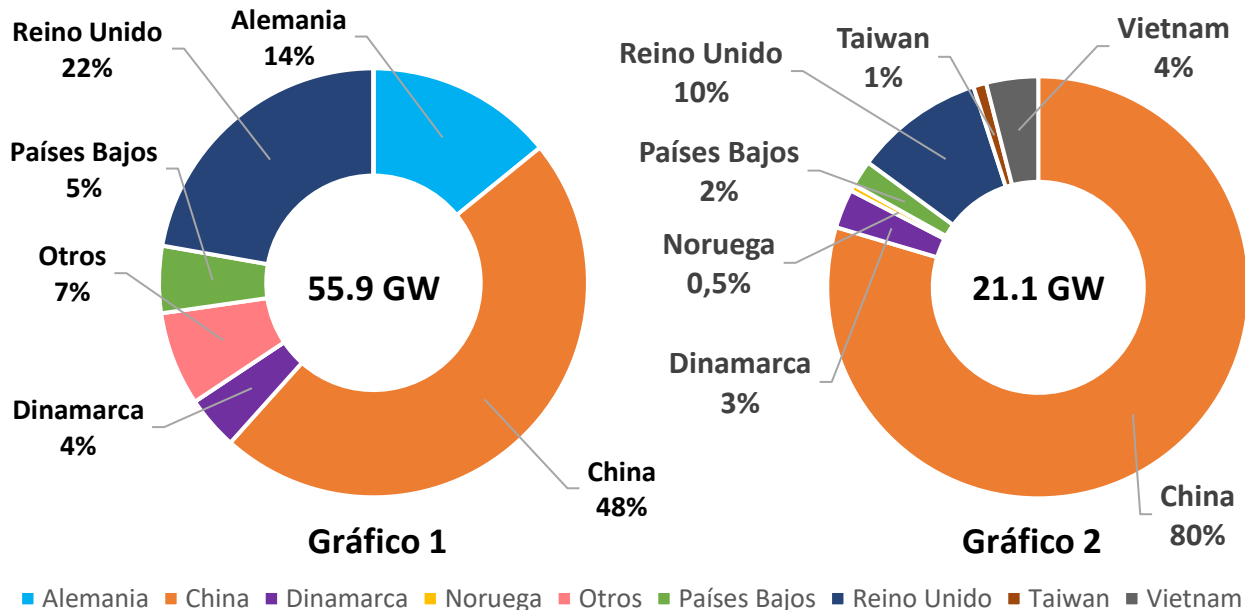
Como lo establece Global Wind Energy Council (GWEC) (2022), la energía eólica offshore se ha convertido en una fuente central de energía renovable global, confiable, asequible y sin emisiones de carbono, con una capacidad de 55,9 GW instalados en todo el mundo (ver

Figura 14). En la búsqueda de lograr los objetivos climáticos de cero emisiones para 2050 el mundo necesitará desplegar la energía renovable con el mayor potencial de descarbonización por MW instalado, para desplazar la generación basada en combustibles fósiles. En la Figura 15 se muestran las proyecciones a 2030 y 2050 para cumplir estos objetivos climáticos de cero emisiones, en base a la capacidad instalada en 2022.

Según GWEC (2022), hay un gran potencial de energía eólica offshore en el mundo, se estima en más de 71.000 GW de recursos técnicamente extraíbles y aproximadamente una cuarta parte de todo este potencial se encuentra en aguas de países en desarrollo.

Figura 14

Energía eólica offshore instalada mundialmente.



Nota. La gráfica 1 muestra los países con mayor energía eólica offshore instalada y la gráfica 2 los países con nuevas instalaciones. Elaboración propia a partir de los datos de *global offshore wind report 2022*, por GWEC, 2022.

Por lo anterior, lograr la implementación en estos mercados es necesario para lograr la transición a fuentes de energía renovable. Sin embargo, a pesar de los beneficios de esta tecnología, todavía hay desafíos a superar en cuanto a costos y logística que impiden acelerar su puesta en marcha. Es necesario que en estos países los gobiernos se enfoquen en este tipo de oportunidades y establezcan los cinco componentes fundamentales para desarrollar la energía eólica offshore mencionados por la Ocean Renewable Energy Action Coalition (OREAC) (2020): políticas regulatorias estables; visibilidad de los proyectos; instituciones dotadas de recursos; un público que apoye y se comprometa; y un entorno competitivo, en pro del desarrollo de esta tecnología.

Tras la implementación y crecimiento agigantado de la eólica offshore en Europa y China durante la última década, esta energía ha logrado ser competitiva frente a los combustibles fósiles gracias a su increíble reducción de costos, con un coste nivelado de energía (LCOE) que ha disminuido en casi dos tercios, y los expertos predicen que continuarán cayendo durante las próximas décadas. Esta fiabilidad y previsibilidad hacen de la eólica offshore una fuente de energía renovable, estable y con un enorme valor.

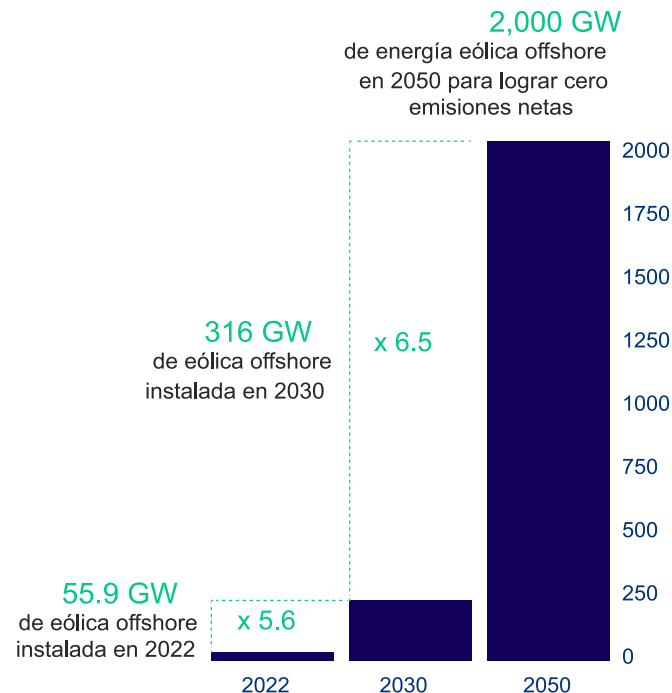
En el informe mundial sobre la energía eólica offshore para 2022, se describen los aspectos más relevantes según la GWEC (2022):

- El sector de energía eólica generada en alta mar tuvo un récord histórico en el año 2021 y, junto con el aumento en la ambición hacia esta tecnología, las expectativas previstas para 2030 aumentaron en un 16,7% (45 GW) logrando alcanzar un total de 316 GW instalados (Figura 15) en ese mismo año.
- Debido a las tecnologías en desarrollo y las metas mundiales aumentadas, se espera que haya más años récord en el sector eólico offshore a partir de 2025.
- Se logró la conexión a la red 21,1 GW de nueva capacidad.

- China representó el 80% de la capacidad eólica offshore añadida en todo el mundo en 2021, con lo que su capacidad instalada ascendió a 27,7 GW.
- El 2023 iniciará con Asia siendo el mayor mercado mundial de energía eólica offshore.
- Europa podría tardar hasta 2031 en recuperar esa posición.
- La cuota de la eólica offshore en las instalaciones eólicas mundiales se prevé que pasará del 23% en 2021 al 30% en 2031.
- La nueva tecnología de eólica offshore flotante pasó de la fase preliminar de demostración a la fase pre-comercial, con 57 MW de nuevas instalaciones en todo el mundo.

Figura 15

Proyecciones de la energía eólica offshore a 2050.



Nota. La gráfica estima las capacidades instaladas para lograr los objetivos climáticos de cero emisiones a 2050. Datos tomados de *global offshore wind report 2022*, por GWEC, 2022.

La reciente Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26) en Glasgow ha sido un punto de inflexión para el impulso de la energía eólica offshore en todo el mundo. Los gobiernos de varios países han establecido objetivos ambiciosos y han intensificado sus esfuerzos para aumentar la capacidad de generación de energía eólica en el mar. Por ejemplo, algunos de los países participantes en la COP26 han establecido objetivos específicos de energía eólica offshore por primera vez, mientras que otros han aumentado significativamente sus objetivos previos en respuesta a la creciente crisis energética global y a los compromisos internacionales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (ver Tabla 11).

Tabla 11

Nuevos objetivos frente a la energía eólica offshore.

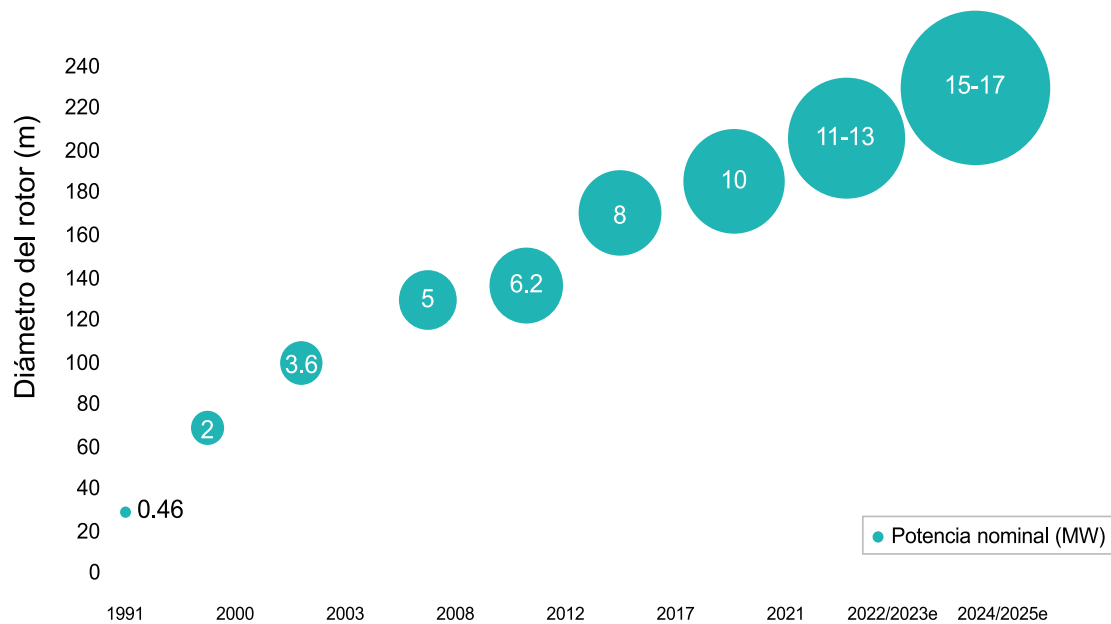
Países	Nuevos objetivos
La Comisión Europea	El plan REPowerEU, cuyo objetivo es lograr la independencia de Europa de los combustibles fósiles rusos mucho antes de 2030.
Los países del Mar del Norte (Dinamarca, Países Bajos, Bélgica y Alemania)	150 GW de energía eólica offshore para 2050.
Reino Unido (Inglaterra, Escocia, Irlanda del Norte y Gales)	Aumentó de 10 GW a sus objetivos para un total de 50 GW en 2030.
Vietnam	Propone un enorme aumento de la eólica offshore en su PDP8 (Plan de Desarrollo Energético 8).
Estados Unidos	Sus objetivos aumentaron en un 28,6%, llegando hasta casi los 50 GW en un año.
Australia	Ha fijado un objetivo de 9 GW de energía eólica marina para 2030
Brasil	Ha publicado el Decreto 10.946/2022, que sienta las bases reguladoras de la energía eólica offshore.

Nota. La tabla resume los nuevos objetivos para la eólica offshore que se han planteado los principales países luego del COP26. Datos tomados de *Global offshore wind report 2022*, por GWEC, 2022.

Los avances en tecnología han sido una fuerza impulsora en la reducción de costos de las energías renovables, por ejemplo, ha permitido que la eólica offshore se convierta en una importante fuente de energía. Desde que se instaló el primer aerogenerador marino en 1991 en Vindeby Dinamarca (GWEC, 2022), la capacidad de los aerogeneradores marinos ha crecido significativamente. Como se muestra en la Figura 16, el tamaño promedio de las turbinas eólicas marinas ha superado los hitos de 1,5 MW en 2000, 2,5 MW en 2005 y 6,0 MW en 2020. Excluyendo a China y Vietnam, donde se han instalado más modelos de turbinas marinas de menor tamaño, se espera que el tamaño promedio de las nuevas turbinas alcance los 8,1 MW en 2021 y supere los 12 MW en 2025 (GWEC, 2022).

Figura 16

Proyecciones de las innovaciones en las turbinas eólicas offshore.



Nota. La gráfica muestra una tendencia de crecimiento del tamaño del rotor y la potencia nominal en las turbinas offshore. Modificado de *Global offshore wind report 2022*, por GWEC, 2022.

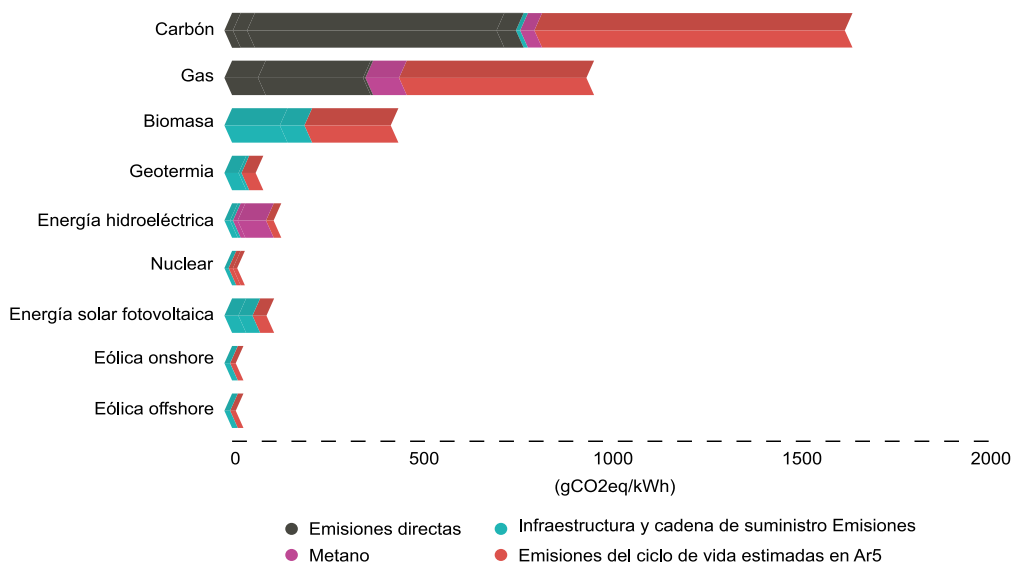
De igual modo, debido a la innovación continua, tiene la energía eólica offshore de fondo fijo unos factores de capacidad bastante altos, muy superiores a los de todas las demás tecnologías de energías renovables. La nueva tecnología que está por entrar al mercado, la eólica offshore flotante, tiene un potencial para aumentar aún más la productividad en este campo.

El informe AR5 del The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2022), realizó una importante evaluación donde compara las emisiones de GEI a lo largo de todo el ciclo de vida de las distintas tecnologías de generación eléctrica. La evaluación se muestra en la

Figura 17, donde se estima que hay varias clases de tecnologías que pueden proporcionar electricidad con menos del 5% de las emisiones de GEI, en comparación con las emisiones registradas de la generación eléctrica a partir del carbón, entre todas las estudiadas la eólica offshore fue la tecnología energética con menor huella de estas emisiones a lo largo de su vida útil.

Figura 17

Emisiones de GEI para las distintas formas de generación de energía.



Nota. Modificado de *global offshore wind report 2022*, por GWEC, 2022.

De lo anterior se resalta que, en el caso de la energía eólica offshore las emisiones de GEI pueden seguir reduciéndose debido a que estas se encuentran asociadas principalmente a las labores de fabricación e instalación.

En resumen, la industria de la energía eólica offshore está en un momento clave en su desarrollo. Después de años de evolución y reducción de costos, esta tecnología se ha convertido en un sector estable y maduro. A pesar de los aumentos recientes en los costos, sigue siendo competitiva en comparación con la energía fósil, especialmente en el contexto actual de precios elevados en estos combustibles. No cabe duda de que la energía eólica offshore a gran escala será una parte esencial del sistema eléctrico del futuro, desprovisto de emisiones contaminantes.

3.4 Situación Actual de la Energía Eólica Offshore en Colombia

Más allá de que Colombia cuenta con un gran potencial para la generación de energía no convencional, en el campo de la energía eólica offshore tiene algunas de las mejores condiciones naturales del mundo. Son estas características las que han traído las miradas de importantes organizaciones internacionales, como el Grupo Banco Mundial. Desde un punto de vista estratégico, la eólica offshore representa para Colombia la seguridad de un suministro estable, más equidad y sostenibilidad, beneficios económicos, inversiones, mejores infraestructuras y descarbonización, y exportaciones en pro de lograr el objetivo de cero emisiones netas de carbono para 2050.

Colombia ha iniciado el desarrollo de proyectos de energía eólica offshore en el mar Caribe gracias a la Hoja de Ruta de Energía Eólica Costa Afuera presentada por el Ministerio de Minas y Energía en 2022, que fue elaborada en colaboración con el Banco Mundial, el programa para América Latina de la International Energy Agency (IEA) y el gobierno del Reino Unido (Líder mundial en la eólica offshore). Es de resaltar, que esta hoja de ruta hace parte de un conglomerado

de estudios en pro de acelerar la implementación de esta tecnología en los mercados en desarrollo, pertenecientes al Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP).

Así como lo establece The Renewables Consulting Group & ERM (2022), el plan de acción fue determinar las posibilidades y obstáculos que existen en Colombia para el progreso de la generación de energía eólica offshore.

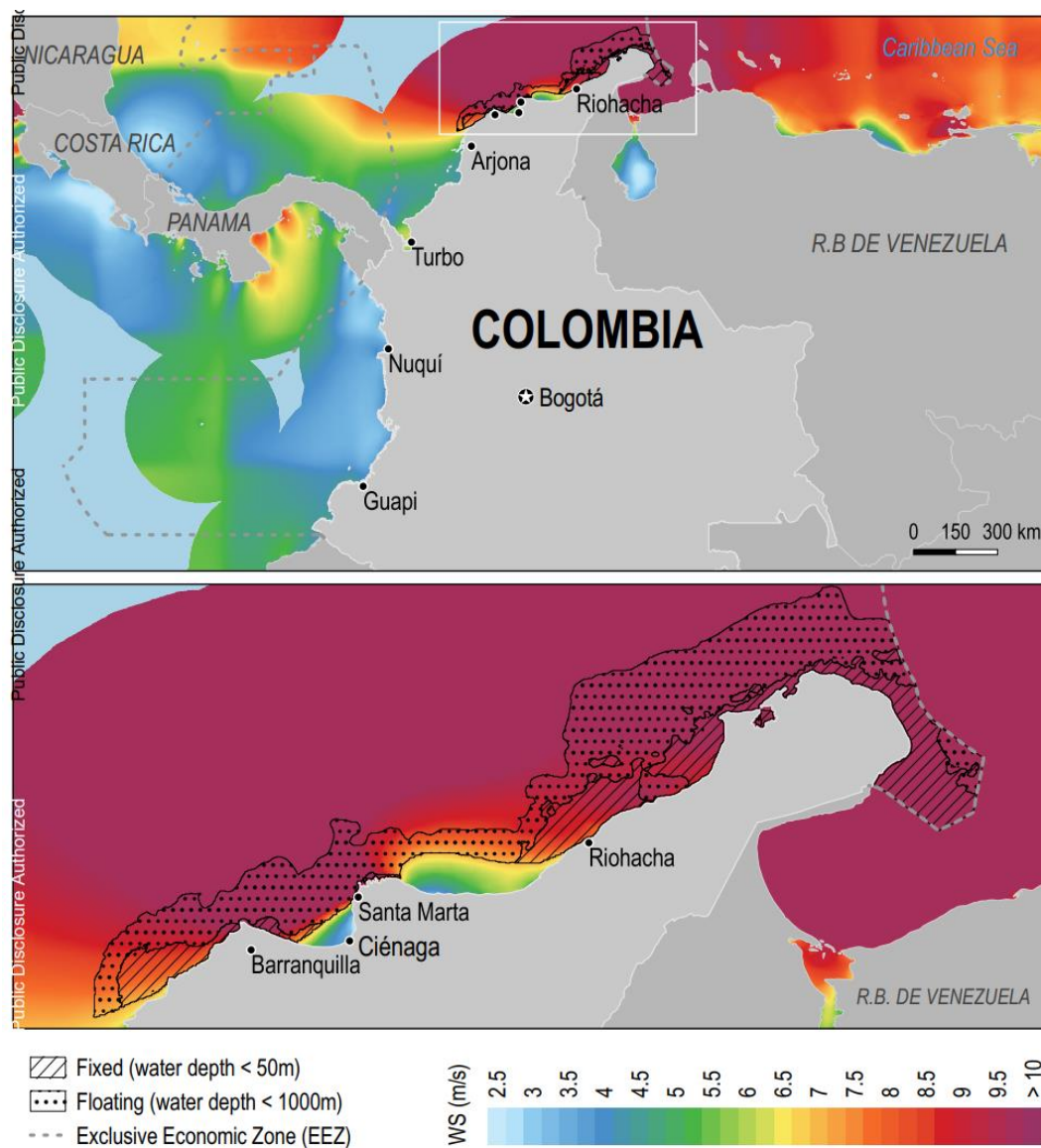
La costa Caribe cuenta con una gran cantidad de recursos eólicos, con un potencial técnico total estimado en 109 GW, de los cuales 31 GW se pueden explotar con proyectos de cimentación fija y 78 GW para proyectos de plataformas flotantes (ESMAP, 2020). Las velocidades del viento, especialmente en la región de La Guajira, superan regularmente los 10 metros por segundo (ver Figura 18) y los factores de capacidad neta estimados para proyectos representativos. Por ejemplo, en La Guajira se acerca al 70% (The Renewables Consulting Group & ERM, 2022) y está entre los más altos del mundo.

Sin embargo, en esta parte del país se encuentran numerosas zonas protegidas, ecosistemas vitales y preocupaciones ambientales. Como lo explica The Renewables Consulting Group & ERM (2022), sus aguas son utilizadas por pescadores comerciales y artesanales, y las tierras son importantes para las comunidades indígenas. Además, existen áreas designadas para actividades relacionadas con los hidrocarburos, así como rutas de tráfico marítimo intensas.

Teniendo en cuenta los obstáculos medioambientales, sociales y técnicos explicados en la Hoja de Ruta de Energía Eólica Costa Afuera, se estima que el potencial de desarrollo es de aproximadamente 50 GW en 21 áreas delimitadas en este mismo estudio, lo cual equivale a 2,8 veces la capacidad instalada en todo el país que pueden traer inversiones importantes del orden de los 27 billones de dólares, apalancar diferentes eslabones de la cadena de suministro e impulsar el desarrollo portuario (The Renewables Consulting Group & ERM, 2022).

Figura 18

Potencial eólico offshore en la costa Caribe.



Nota. Modificado de *Offshore Wind Technical Potential in Colombia*, por ESMAP, 2020.

Desde el punto de vista de Latino América, Colombia y Brasil son los países que encabezan el desarrollo de esta tecnología en la región. Pero, Colombia se adelanta en cuanto a lo regulatorio por tener publicadas zonas prospecto, la versión final del decreto para la concesión de áreas

marinas y ya está tramitando algunos proyectos prometedores. Finalmente, el Ministerio de Minas y Energía estableció las proyecciones de la eólica offshore para:

- 2030: 1 GW instalado
- 2040: 3 GW instalado
- 2050: 9 GW instalado

Logrando para 2050 cerca del 20% de la capacidad instalada y un aproximado de 244 millones de toneladas de CO₂ en emisiones evitadas (The Renewables Consulting Group & ERM, 2022), en la búsqueda de los objetivos de cero emisiones netas.

3.4.1 Proyectos Eólicos Offshore en Desarrollo

El Parque Eólico Vientos Alisios es un hito importante en la historia de la generación de energía en Colombia, al ser el primer proyecto eólico offshore en el país y estar ubicado en las aguas del Mar Caribe, en Galerazamba, Santa Catalina, al norte de Bolívar. El proyecto ha recibido la prefactibilidad de la DIMAR (2021) y otros organismos que han sido listados por esta entidad.

BlueFloat Energy es la empresa española que lleva a cabo la dirección del proyecto de la mano de Enerxia Renovables, socio estratégico que cuenta con amplia experiencia en proyectos de generación de energía renovable en el país. Vientos Alisios busca el aprovechamiento del recurso eólico mar adentro mediante la instalación de unos 35 aerogeneradores para constituir una oferta de conexión de 200 MW ya tramitada ante la UPME el 28 de abril de 2022, pero se estima que el proyecto proporcionará 500 MW, con una inversión de más de US \$1.000 millones (BlueFloat Energy, 2022), la construcción del parque eólico generará importantes beneficios para la economía local y regional, incluyendo la creación de empleo, la mejora de la infraestructura y la promoción de la industria de energías renovables en el país. Se espera que el proyecto esté listo aproximadamente para 2027.

4 Predicción del Consumo Energético de un Gasoducto

Para garantizar un transporte eficiente de gas natural, es esencial considerar la complejidad de los sistemas de transporte, que constan de diversos componentes, incluyendo largas tuberías, estaciones, compresores, fluidos, factores ambientales externos, entre otros. La mejora en la eficiencia de estas redes de gas es crucial para reducir los costos y, por lo tanto, maximizar la inversión en ellas. Es importante buscar opciones que sean sostenibles a largo plazo y beneficiosas para el medio ambiente, especialmente al considerar el impacto ambiental de las redes que contienen gas ácido. La mayoría de las estaciones de compresión están compuestas de tres componentes principales (ver Figura 19):

- Compresores para impulsar el gas,
- una turbina de gas y un compresor de aire incorporado para proporcionar energía a los compresores de gas
- y enfriadores intermedios/posteriores para reducir la temperatura del gas comprimido.

La energía para la turbina suele provenir de combustibles fósiles o energía eléctrica, pero en la mayoría de los casos el gas natural que se está transportando es la opción más favorable.

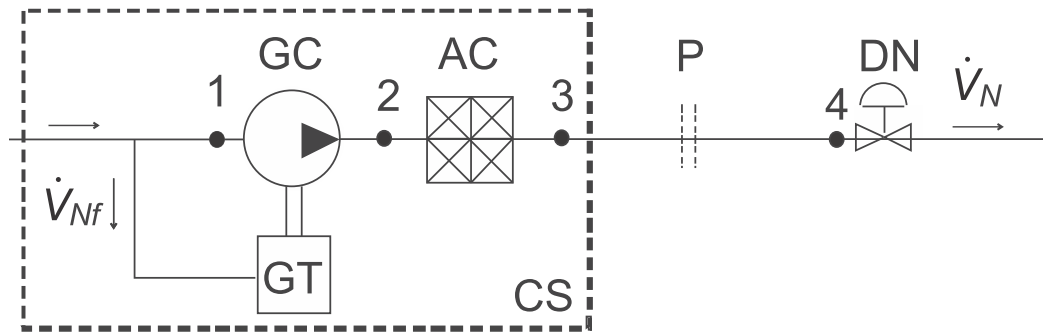
En una estación, son posibles diferentes configuraciones de compresores dependiendo de la relación de compresión requerida y del caudal necesario. Los compresores pueden ser instalados de tres maneras diferentes: en paralelo, en serie y combinados.

Como lo menciona Liu et al. (2014), la optimización de las operaciones de un gasoducto inicia desde 1961, implementando algoritmos y la construcción de modelos que se han perfeccionado con el paso del tiempo para lograr una reducción en el consumo de energía. La necesidad energética presente en un gasoducto depende de muchos factores que intervienen a la

hora de hacer esa estimación. Los factores que afectan pueden ir desde el tamaño de las estaciones, los tipos de compresores si son a gas o eléctricos, la ubicación geográfica del gasoducto y las características propias del fluido que se transporta. En conclusión, la necesidad energética de un gasoducto nunca será la misma.

Figura 19

Diagrama del sistema de transporte de gas natural.



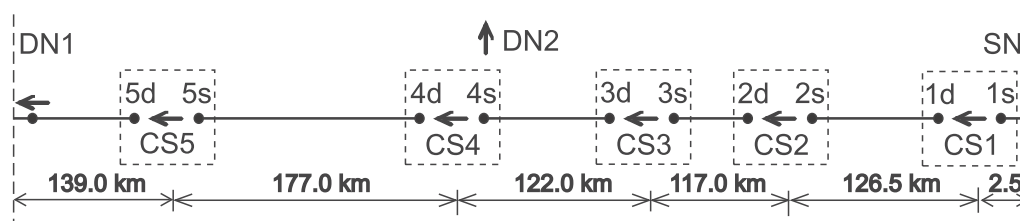
Nota. CS - estación de compresión, GC - compresor de gas, GT - turbina de gas, AC - enfriador de aire (postenfriador), P - tubería, DN - nodo de entrega. Modificado de *Exergy-based analysis of gas transmission system with application to Yamal-Europe pipeline*, por M. Chaczykowski, 2011.

4.1 Caso de Estudio 1

En resumen, el estudio de Chaczykowski et al. (2011) tiene como objetivo analizar de forma termodinámica un sistema de transporte de gas, compuesto por 5 estaciones compresoras del gasoducto Yamal-Europa como se ve en la Figura 20, considerando un compresor y un enfriador a gas. Se utilizó un modelo de flujo de gas no isotérmico y en estado estacionario para comparar el rendimiento del gasoducto con diferentes ajustes en el funcionamiento del enfriador.

Figura 20

Estructura del sistema de transporte de gas Yamal-Europa en territorio polaco.



Nota. SN - nodo de envío, DN1-2 - nodos de entrega, CS1-5 - denotan las estaciones de compresión, s - nodo de succión, d - nodo de descarga. Adaptado de *Exergy-based analysis of gas transmission system with application to Yamal-Europe pipeline*, por M. Chaczykowski, 2011.

En las estaciones CS1 y CS4 hay instalados cuatro compresores centrífugos de dos etapas, y el resto de las estaciones están equipadas con tres unidades compresoras. Por regla general, al menos una de las unidades en cada una de las estaciones se mantiene en modo de espera.

La potencia máxima de diseño en el eje de las turbinas de gas que funcionan como accionamiento mecánico de los compresores es de 25,40 MW con un rendimiento a plena carga de 35,1% a una velocidad de la turbina de 7.700 rpm. Se supone que el rendimiento mecánico del compresor de gas es de 98,5%.

Los enfriadores están compuestos por 8 ventiladores, la potencia de un solo ventilador es de 60 kW. La potencia nominal de enfriamiento a una temperatura del aire de entrada de 20 °C es de 14 MW.

Como se puede apreciar en la Tabla 12, por lo que respecta a la configuración básica con refrigeración (BCWC), cabe señalar que la refrigeración del gas ha reducido la potencia motriz necesaria para comprimir el gas del sistema en 7,54 MW, de 250,60 MW a 243,06 MW, y, en

consecuencia, la cantidad de combustible necesaria para accionar los compresores en $0,424 \text{ m}^3/\text{s}$, de $20.442 \text{ m}^3/\text{s}$ a $20.018 \text{ m}^3/\text{s}$. Para la refrigeración de configuración alternativa (ACC), las cifras fueron de $10,24 \text{ MW}$ y $0,604 \text{ m}^3/\text{s}$, respectivamente.

Tabla 12

Mediciones de la red de transporte de gas.

Turbina de Gas	Mediciones	Configuración
Potencia (MW)	250,6	BC
Tasa de Combustible (m^3/s)	20.442	
Potencia (MW)	243,06	BCWC
Tasa de Combustible (m^3/s)	20.018	
Potencia (MW)	240,36	ACC
Tasa de Combustible (m^3/s)	19.838	

Nota. Datos tomados de *Exergy-based analysis of gas transmission system with application to Yamal-Europe pipeline*, por M. Chaczykowski, 2011.

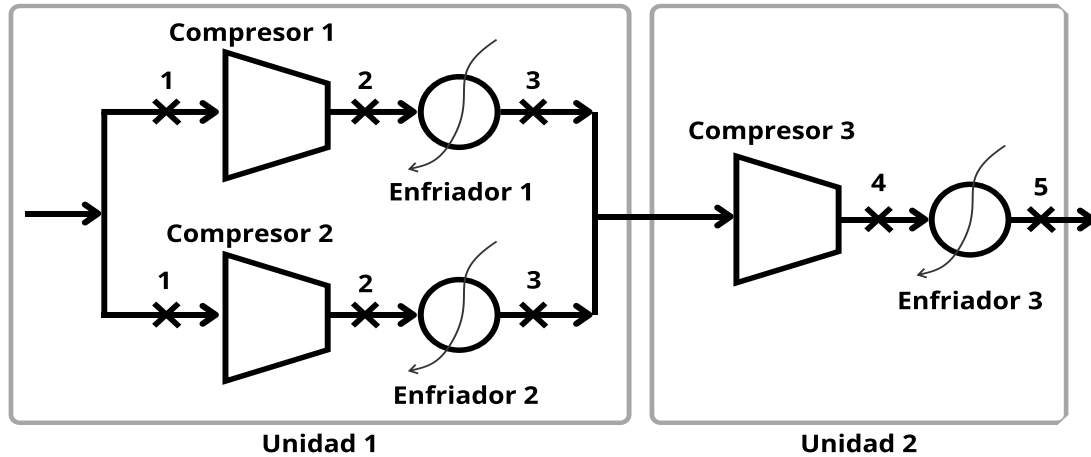
4.2 Caso de Estudio 2

En este estudio, Mohamadi et al. (2014) evaluó de manera cuantitativa la exergía en una estación compresora localizada en el sur de Irán, perteneciente a un gasoducto de gas ácido. Se analizaron distintas configuraciones de las unidades compresoras para encontrar la configuración más eficiente en términos de consumo de combustible.

La configuración elegida para 3 compresores centrífugos se muestra en la Figura 21, constituida por una unidad en paralelo y un compresor en serie. Según los resultados del estudio (ver Tabla 13), las configuraciones con unidades paralelas son más eficientes por: a) los cambios en la densidad del gas debido a la compresión; b) reducción del rendimiento del compresor debido al consumo de combustible; y c) la ubicación en la envolvente de rendimiento del compresor.

Figura 21

Diagrama de flujo de la estación compresora.



Nota. 1-5 nodos de envío/entrega. Adaptado de *Exergetic Approach to Investigate the Arrangement of Compressors of a Pipeline Boosting Station*, por M. Mohamadi, 2014.

Tabla 13

Consumo energético de la estación compresora.

Unidad	Potencia de la turbina (MW)	Consumo de combustible (kg/s)
1	13,29	1,7718
2	15,08	1,17

Nota. Datos tomados de *Exergetic Approach to Investigate the Arrangement of Compressors of a Pipeline Boosting Station*, por M. Mohamadi, 2014, Energy Technology.

4.3 Caso de Estudio 3

En este estudio, Liu et al. (2014) aplicaron técnicas de optimización para evaluar el ahorro de energía en el gasoducto chino llamado por ellos XQ. Mediante la optimización del plan de encendido, la presión en la estación de importación y los parámetros de temperatura, se lograron

niveles de consumo energético óptimos, con una reducción entre el 11 y un 16% en el consumo de energía en comparación con los datos medidos en la Tabla 14. Además, se desarrolló un modelo matemático efectivo para determinar el consumo energético mínimo en un sistema de transporte de gas.

Durante el funcionamiento, el principal consumo de energía de la tubería procede del accionamiento del compresor. Por lo tanto, Liu et al. (2014) estableció una función matemática razonable y precisa para conocer el consumo mínimo de la unidad compresora, y se expresa como:

$$F = \frac{(S_p \omega_1 + S_g \omega_2)}{T_{ur}} \quad (4)$$

donde F es el consumo unitario de producción de la tubería en $kgce/(10^7 Nm^3 \cdot km)$, S_p es el consumo de energía en $kW \cdot h$, S_g es el consumo de gas en m^3 , ω_1 es el coeficiente de conversión del carbón en electricidad basado en la norma nacional china estándar, de $0.1229 kgce/(kW \cdot h)$, ω_2 es el coeficiente de conversión del carbón en gas basado en la norma nacional china estándar, de $1.33 kgce/m^3$, y T_{ur} es la rotación en $10^7 Nm^3 \cdot km$.

El consumo de energía S_p se obtiene de:

$$S_p = \sum_{i=1}^n \frac{N_i t_p}{\eta_{ei}} \quad (5)$$

El consumo de gas S_g puede expresarse como:

$$S_g = \sum_{i=1}^n \frac{N_i t_p}{\eta_{gi}} ge \quad (6)$$

donde n es el número de compresores, N_i es la potencia en el eje del compresor en kW, t_i es el tiempo de funcionamiento en h, η_{ei} es el rendimiento del motor de accionamiento del

compresor, η_{gi} es el rendimiento de la turbina, y g_e es la tasa de pérdida de gas de la turbina en $Nm^3/(kW \cdot h)$.

La rotación T_{ur} puede expresarse como:

$$T_{ur} = 10^{-4} \sum_{i=1}^n Q_i L_i t \quad (7)$$

donde Q_i es el caudal volumétrico del tramo del gasoducto en Nm^3/d , L_i es la longitud en km, y t es el tiempo de entrega en días. El estudio contempla la operación mensual (durante 7 meses) de un tramo del gasoducto compuesto por 22 estaciones compresoras de baja capacidad, de las cuales 17 funcionan con turbinas a gas y las restantes 5 con turbinas eléctricas.

Tabla 14

Consumo de energía en XQ.

Mes	Consumo de Energía ($10^4 kW \cdot h$)	Consumo de Gas ($10^4 Nm^3$)
1	5.302	8.980
2	5.825	8.335
3	6.996	9.529
4	5.345	4.377
5	4.195	5.011
6	5.194	5.487
7	4.612	6.424

Nota. Datos tomados de *Optimal Energy Consumption Analysis of Natural Gas Pipeline*, por E.

Liu et al., 2014, Hindawi Publishing Corporation.

4.4 Caso de Estudio 4

En el artículo, Zamotorin et al. (2018) discute cómo mejorar la eficiencia de las estaciones de compresión de gas mediante el control de los compresores centrífugos. Se enfatiza en la

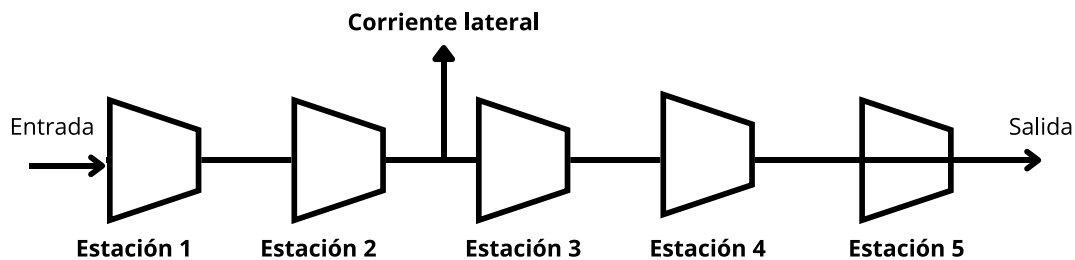
importancia de contar con sistemas de control basados en parámetros medibles y fiables, y se mencionan dos métodos para lograrlo: controlar todos los compresores para alcanzar una reducción específica o controlar todas las turbinas de gas para alcanzar una carga específica.

Además, el artículo presenta diferentes estrategias de optimización, incluyendo algoritmos sencillos, técnicas de equilibrio y métodos que combinan la optimización de las turbinas y la optimización de la hidráulica de tuberías.

El tramo del gasoducto que se pretende simular para su optimización se describe en el diagrama de la Figura 22.

Figura 22

Esquema del tramo de gasoducto.



Nota. Adaptado de *Exergetic Approach to Investigate the Arrangement of Compressors of a Pipeline Boosting Station*, por M. Mohamadi, 2014.

El texto se refiere a la utilización de varios compresores centrífugos accionados por turbinas de gas de dos ejes en las estaciones de compresión. Se menciona la posibilidad de reciclar o apagar unidades individuales y de puentear toda la central, y se destaca que estas opciones deben ser consideradas en la simulación. La capacidad instalada de las estaciones de compresión que se usaron en el estudio se muestra en la Tabla 15.

Tabla 15*Capacidad de las estaciones compresoras*

Estación	Número de compresores	Potencia instalada (MW)
1	0	0
2	2	29
3	2	30,6
4	2	30,6
5	5	37

Nota. Datos tomados de *Control optimization for multiple gas turbine driven*

Compressors, por R. Zamotorin et al., 2018.

4.5 Estimación en el Contexto Colombiano

Luego del análisis de la bibliografía presentada por varios autores en los sub-ítems anteriores del consumo energético de tramos de gasoductos en el mundo, se realiza una estimación del consumo en el contexto colombiano.

Para el desarrollo del proyecto, es importante destacar que se ha considerado la necesidad de una infraestructura de transporte de gas natural cercana a la costa marítima para asegurar la viabilidad técnica en cuanto a la conexión eléctrica con el parque eólico offshore que se tiene previsto construir. En este sentido, la Figura 9 muestra que el tramo de gasoducto operado por Promigas, que se extiende desde La Guajira hasta Córdoba y tiene una longitud de 2.752 km (Promigas, 2022), se ha determinado como la opción más adecuada para la ejecución del proyecto. Las características del tramo de gasoducto a estudiar son presentadas en la Tabla 16.

Consecuente con los casos de estudio presentados en el ámbito internacional, es coherente la selección de la infraestructura mencionada para la estimación del consumo energético de un gasoducto en el país, esta infraestructura está compuesta por:

- **Estación compresora Ballena:**

La ubicación de la Estación Ballena es en el municipio de Manaure, localizado en el departamento de La Guajira. Chevron Petroleum Company en conjunto con la empresa colombiana de petróleo ECOPETROL, son los encargados de operar esta estación. Su importancia radica en que es imprescindible para el suministro de gas natural hacia la costa atlántica y se considera complementaria a la Estación Palomino. Con una capacidad instalada de 7.800 HP, esta estación modular de compresión, tratamiento y medición de gas natural es vital para su distribución al país (Promigas, 2021).

- **Estación compresora Palomino:**

La Estación Compresora Palomino es una instalación que emplea un turbocompresor de Solar Turbines Taurus 60 de 7,800 HP, el cual está impulsado por turbinas a gas y se ha instalado con el objetivo de incrementar la capacidad de transporte del sistema. La manera en que se opera el turbocompresor depende de las condiciones del sistema de transporte y del volumen de gas que se envía desde la estación Ballena, ajustándose a los requerimientos diarios. Para garantizar el correcto funcionamiento de la estación (Promigas, 2021).

- **Estación Arenosa:**

La Estación Arenosa es responsable de realizar varias etapas del procesamiento del gas natural, incluyendo filtración, regulación, separación de líquidos, odorización y medición. Esta estación recibe gas de la Estación Ballena y, en algunos casos, del 'Gas del Sur', y lo entrega a la Red de Distribución de Barranquilla y al Sector Termoeléctrico de la ciudad. El gas se somete a una serie de procesos, como la filtración, la reducción de la presión, la separación de líquidos y la medición, antes de su entrega. La estación también tiene un sistema de filtración bidireccional que se puede utilizar para el gas Guajira (Promigas, 2021).

- **Estación compresora Caracolí:**

La Estación Compresora Caracolí se construyó con el objetivo de ampliar la capacidad de transporte del sistema de gasoductos Ballena-Cartagena-Jobo. Esta estación, situada en el municipio de Malambo, está equipada con dos turbocompresores Solar Turbines de 7.800 HP cada uno, lo que permite que el gasoducto opere en ambas direcciones de flujo. Por esta razón, se considera que la estación es bidireccional, ya que puede transportar Gas Guajira desde Barranquilla hasta Cartagena o gas de los Campos del Sur en sentido inverso, desde Cartagena hasta la Estación Arenosa (Promigas, 2021).

Además de los turbocompresores, la Estación Caracolí dispone de una infraestructura de procesamiento que incluye filtros separadores, un sistema de medición, regulación y válvulas que proporciona gas a los usuarios domiciliarios e industriales en el Atlántico.

- **Estación compresora Paiva:**

La Estación Compresora se encuentra en el municipio de Santa Rosa en el departamento de Bolívar. En sus instalaciones se encuentra un turbocompresor Solar Turbines de 7.800 HP impulsado por turbinas a gas, el cual tiene la finalidad de aumentar la capacidad de transporte del sistema de gasoductos proveniente de los Campos del Sur para suministrar gas a diversas poblaciones, industrias y clientes termoeléctricos en los departamentos de Bolívar y Atlántico (Promigas, 2021).

- **Estación La Heroica:**

La Estación de Regulación y Medición La Heroica está ubicada en la zona industrial de Mamonal en la ciudad de Cartagena. Su función principal es recibir y enviar gas entre la Estación Compresora Caracolí y su ubicación actual, y cuenta con sistemas de filtración, regulación y medición.

El gas que se recibe en la estación es suministrado al sistema regional de transporte de Mamonal, el cual abastece a diversas industrias que usan el gas natural como combustible o materia prima, así como al sector termoeléctrico y a los usuarios residenciales en un amplio sector de Cartagena (Promigas, 2021).

- **Estación compresora Filadelfia:**

Esta instalación se encuentra en los límites de los municipios de San Onofre y Toluvié, ubicados en el departamento de Sucre. Cuenta con dos turbocompresores Solar Turbines de 7.800 HP, que se activan por medio de turbinas de gas. Además, dispone de dos unidades compresoras disponibles que tienen motores Caterpillar y compresores recíprocos de 2.200 HP funcionando al mismo tiempo.

Estas unidades tienen la capacidad de captar el gas en su aspiración a 380 psig y elevar la presión hasta 920 psig en la descarga, lo que permite transportar hasta 60 Mpcd para suministrar gas a diversas poblaciones, industrias y clientes termoeléctricos en los departamentos de Bolívar y Atlántico (Promigas, 2021).

- **Estación compresora Sahagún:**

Ubicada en el municipio de Sahagún, en el departamento de Córdoba, esta estación tiene una configuración similar a la de la Estación Compresora Filadelfia, ya que cuenta con dos unidades de la marca Caterpillar que tienen especificaciones técnicas idénticas. Estas unidades se utilizan para comprimir el gas extraído de los campos de Jobo, ubicados en el departamento de Sucre, y transportarlo hasta la Estación Compresora Filadelfia, desde donde se envía a Cartagena.

La función principal de esta estación es aumentar la presión del sistema de 550 psig a una presión de descarga de 950 psig, lo que permite transportar hasta 65 Mpcd bajo estas condiciones (Promigas, 2021).

Tabla 16

Tramo de gasoducto a estudiar.

Estaciones	Unidades de Compresión	HP	MW
Estación compresora Ballena	1	7.800	5,82
Estación compresora Palomino	1	7.800	5,82
Estación Arenosa	-	-	3
Estación compresora Caracolí	2	15.600	11,64
Estación La Heroica	-	-	3
Estación compresora Paiva	1	7.800	5,82
Estación compresora Filadelfia	4	20.000	14,92
Estación compresora Sahagún	2	4.400	3,29
Total	11	63.400	53,31

A partir de la potencia (HP) de los turbocompresores, se puede estimar la potencia necesaria en MW para su funcionamiento, lo que permite calcular el consumo energético del gasoducto. Como se aprecia en la Tabla 16 y lo descrito anteriormente, en el tramo de tubería seleccionado hay dos estaciones de distribución (Estación Arenosa y Estación La Heroica) que tienen un comportamiento y consumo diferente, consumiendo alrededor de 3 MW según la bibliografía disponible. Estas dos estaciones de distribución no se omitieron en el proyecto, ya que son una parte activa del tramo del gasoducto evaluado.

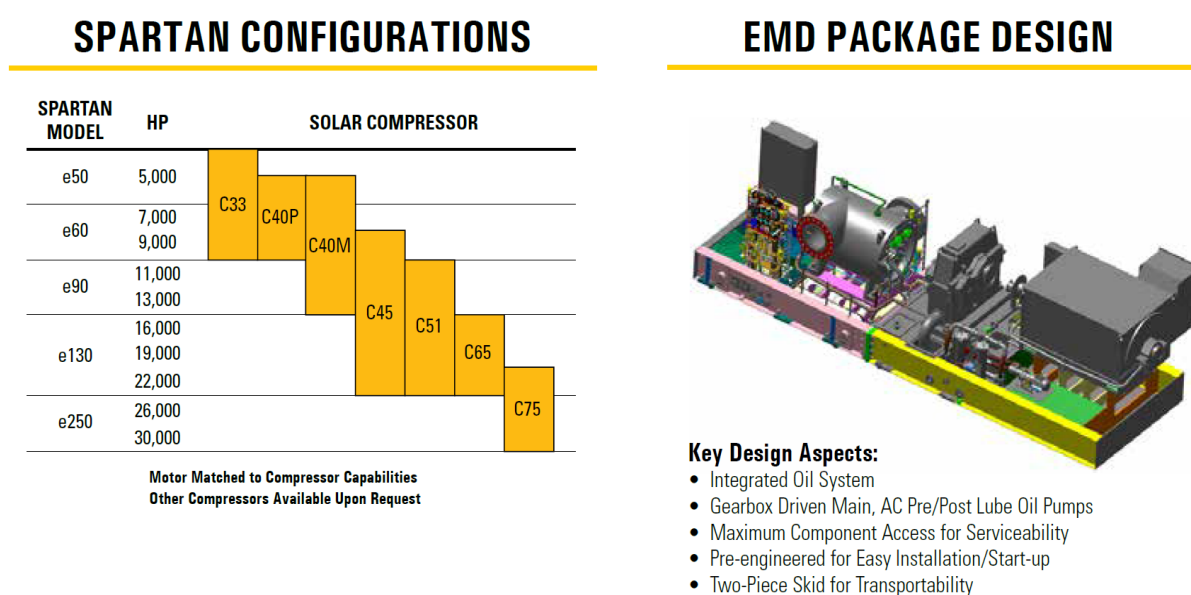
Se considera necesario reemplazar las turbinas de combustión a gas que dan energía a los turbocompresores, teniendo en cuenta la potencia requerida en cada una de las estaciones mencionadas anteriormente. Por lo tanto, se evalúan diversas opciones en el mercado sobre las turbinas eléctricas y se ha llegado a la conclusión de que la línea Spartan de la empresa Solar Turbines es la alternativa más viable.

Cabe mencionar que esta empresa es actualmente la diseñadora de las turbinas a gas que dan la energía en estas estaciones compresoras.

Para el proyecto, específicamente se hace referencia a las turbinas eléctricas e50 y e60, las cuales tienen una potencia de 5.000 HP y 9.000 HP, respectivamente. El diseño de estos compresores eléctricos y sus respectivas capacidades se muestran en la Figura 23.

Figura 23

Modelos de motores eléctricos para el accionamiento de compresores y su diseño.



Nota. Motores eléctricos Spartan para compresión de gas. Adaptado de *Solar Turbines Incorporated*, 2016.

Para el desarrollo del proyecto, se requiere que las estaciones compresoras y de distribución de gas seleccionadas del tramo del gasoducto funcionen las 24 horas del día, pero en la práctica, estas operan de acuerdo con la demanda del mercado y el volumen de transporte. Dado que el consumo de un gasoducto depende de múltiples variables externas no controlables, resulta difícil predecirlo con exactitud.

Teniendo en cuenta las estimaciones anteriores, el promedio de consumo del tramo de gasoducto seleccionado es de 53,31 MW, como ya se mencionó antes, predecir el consumo de un gasoducto es muy difícil al depender de tantas variables externas que van más allá de los parámetros técnicos de los equipos y que por lo general no son controlables.

En consecuencia, para este proyecto se tomó como referencia al trabajo de Rueda Alquichire (2022), en el cual se menciona otros sistemas con gastos energéticos relevantes en una estación compresora para el contexto colombiano y que se deben tener en cuenta a la hora de la simulación de este proyecto:

- Sistema de iluminación
- Sistema de aire acondicionado
- Sistema de calentamiento del gas
- Sistema de control de la estación

Para el estudio, se ha realizado una estimación del consumo energético total esencial de un gasoducto en Colombia, utilizando la bibliografía disponible y los datos recolectados sobre estaciones compresoras de gas. Según los cálculos, un gasoducto con una capacidad de 53,3 MW tendría un consumo total esencial de energía de 60 MW, que incluye no solo el consumo de energía de las estaciones compresoras, sino también de las estaciones de distribución y toda su infraestructura asociada. Además, se ha considerado un factor de seguridad del 10% para garantizar precisión y seguridad en los cálculos.

Para abordar la demanda energética del proyecto en cuestión, se está evaluando la posibilidad de instalar un parque eólico offshore que se conecte a un punto de la red de transporte de gas que fue seleccionada. Desde allí, la energía se distribuiría a través de las redes eléctricas cercanas.

5 Simulación del Parque Eólico Offshore

A continuación, se establecen dos zonas prospectivas estratégicamente seleccionadas en relación con la red de gasoductos colombianos y las variables del recurso eólico e interconexión eléctrica para estimar la demanda energética del sector del transporte de gas natural nacional. Para lograr esto, se utiliza el software System Advisor Model (SAM) para simular un parque eólico offshore realista con las características específicas establecidas para cada ubicación, lo que permite evaluar el potencial de generación, su funcionamiento y la viabilidad económica del proyecto.

SAM es una aplicación de escritorio diseñada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) para facilitar el análisis técnico-económico de proyectos de energía renovable. SAM calcula la producción eléctrica por hora de un parque eólico, evalúa su diseño y las opciones financieras del proyecto (NREL, 2014).

5.1 Zonas Prospecto

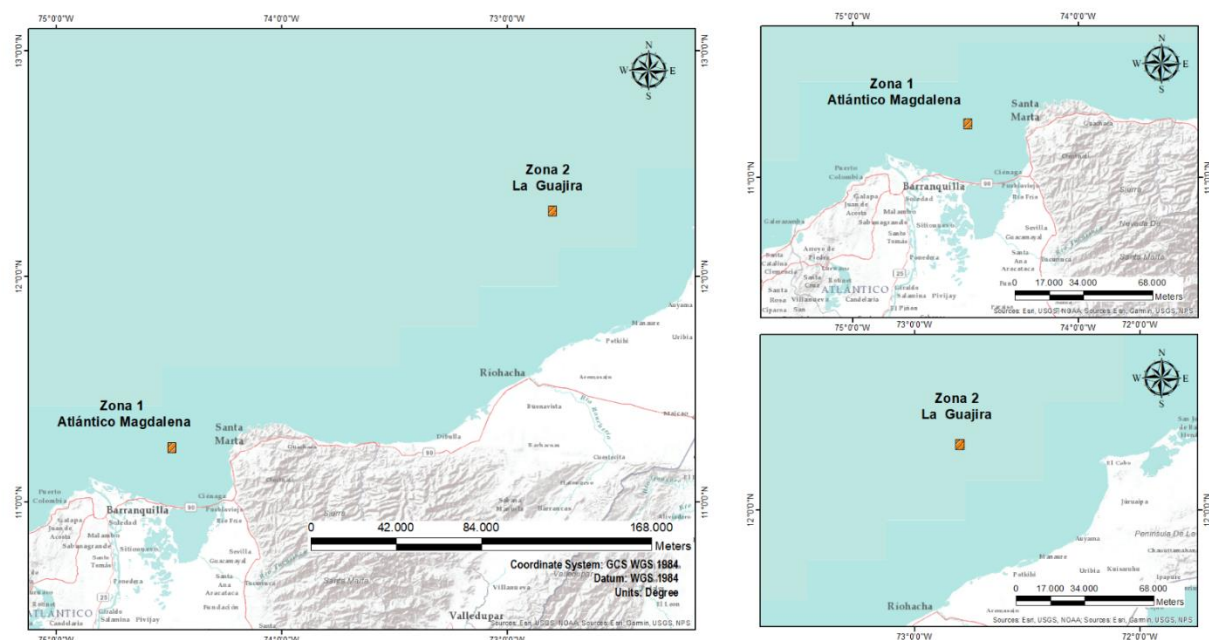
Para llevar a cabo el proyecto, se han identificado dos alternativas como zonas prospecto, las cuales se describen a continuación (véase la Figura 24):

La primera opción, denominada "Atlántico-Magdalena", abarca un área de 7,44 km² y se encuentra ubicada al oeste de la ciudad de Santa Marta, al noreste de la ciudad de Barranquilla y al noroeste del municipio de Ciénaga. Las coordenadas centro (Lat, Long) son: 11.239315°, -74.490308°.

La segunda opción, llamada "La Guajira", abarca un área de 5,4 km² y se encuentra al norte de la ciudad de Riohacha, capital del departamento de La Guajira. Las coordenadas centro son (Lat, Long): 12.290358°, -72.80086°.

Figura 24

Zonas de interés para el desarrollo del proyecto.



Nota. El mapa evidencia las zonas con potencial eólico offshore en el caribe colombiano sobre las que se desarrolló la simulación.

5.2 Recurso Eólico

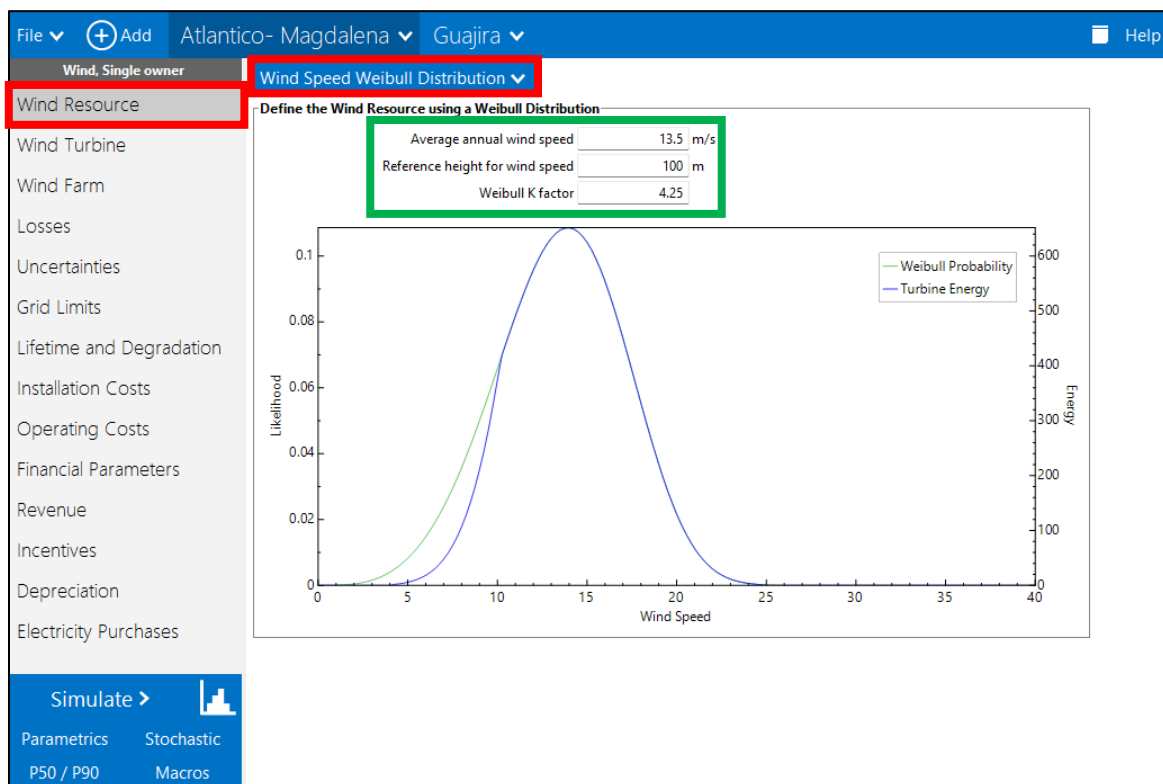
Al iniciar un proyecto eólico en el simulador SAM, se activarán 14 secciones en la parte izquierda de la ventana, lo que permite diseñar un parque eólico desde cero.

En el presente estudio se requiere de datos precisos del recurso eólico en la zona donde se desarrollará el proyecto para ingresar en el primer apartado del simulador. Dado que no hay información disponible en la base de datos del software SAM ni en bibliografía o portales externos de acceso libre para Colombia, se ha utilizado la distribución de Weibull para definir el recurso eólico. Como lo menciona NREL (2014), esta distribución ha sido recomendada para estudios de

factibilidad preliminar de proyectos eólicos, especialmente antes de que los datos de la serie temporal avanzada del viento estén disponibles

Figura 25

Recurso eólico en SAM.

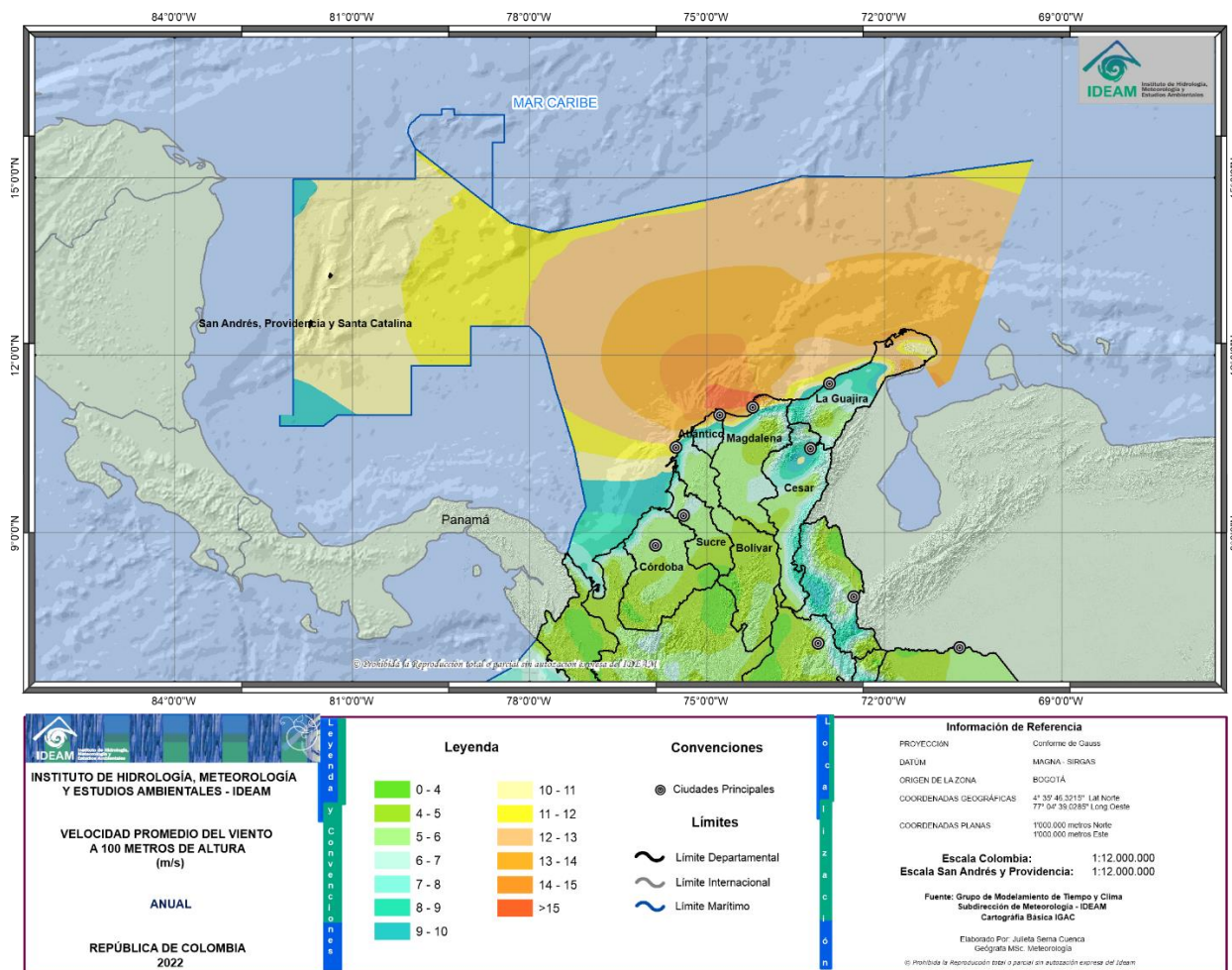


Nota. Autores, usando SAM.

Para obtener una medición más precisa de la velocidad del viento promedio anual en las dos zonas, se han utilizado los valores medidos por el Atlas de Viento de Colombia del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM) que se muestra en la Figura 26. Este atlas, es una herramienta en línea que proporciona información actualizada sobre el recurso eólico en Colombia.

Figura 26

Mapa eólico offshore de la costa caribe colombiana en 2022.



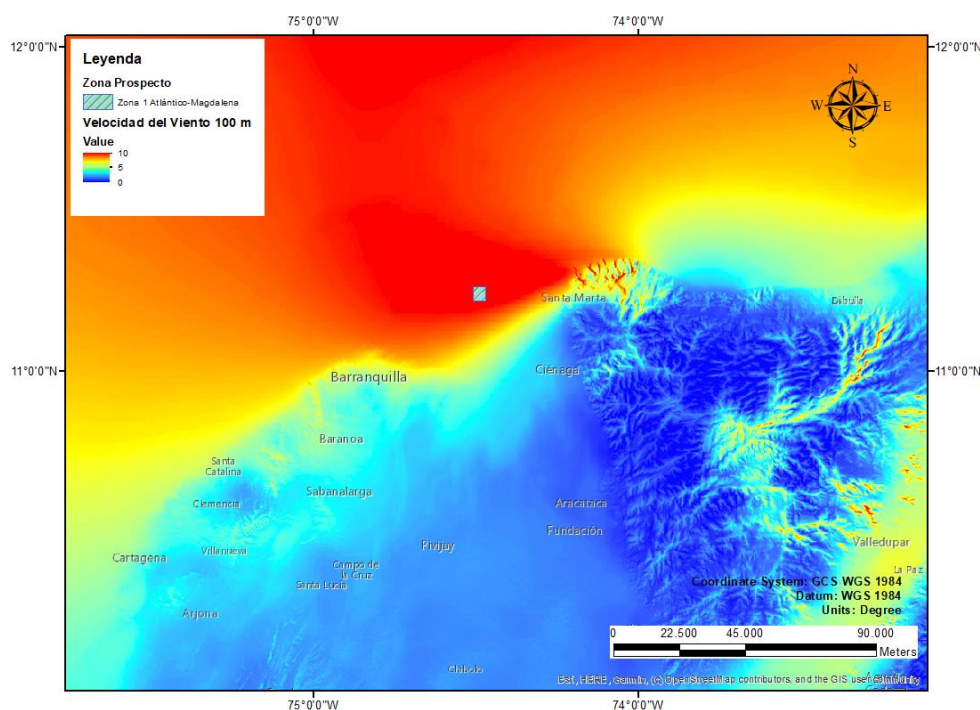
Nota. El mapa muestra la velocidad promedio del viento a 100 metros de altura para la costa caribe colombiana en 2022. Modificado de *Atlas de Viento de Colombia*, por IDEAM, 2022.

De igual forma, se han rectificado con los datos medidos de Global Wind Atlas en la Figura 27 y Figura 28, este es un atlas online que proporciona acceso a datos reales del recurso eólico en el mundo como parte de una iniciativa conjunta de la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU) y el Grupo Banco Mundial (DTU Wind Energy, s.f.), además y con el fin de disminuir la

incertidumbre en los datos del recurso eólico evaluados anteriormente se compararon y verificaron los resultados con los históricos de la velocidad del viento en Colombia desde 1979 a 2015 proporcionados por Rueda Bayona et al. (2019).

Figura 27

Mapa del recurso eólico en la zona 1.

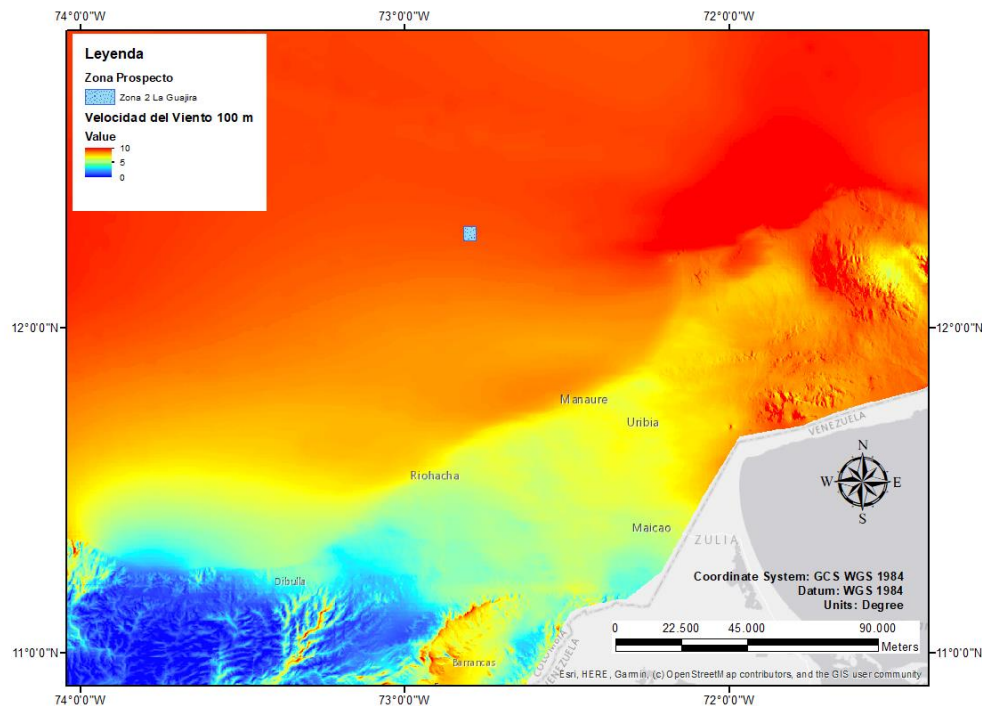


Nota. El mapa proporciona información sobre la ubicación y los datos del recurso eólico en la zona prospecto 1. Modificado de *Global Wind Atlas*, por DTU Wind Energy, 2022.

Después de haber definido las zonas de interés y las fuentes de datos confiables para obtener información sobre el recurso eólico, más específicamente la velocidad promedio anual del viento, se procedió a calcular los valores en cada escenario y comparar los resultados. Los valores finales se presentan en la Tabla 17 y Tabla 18.

Figura 28

Mapa del recurso eólico en la zona 2.



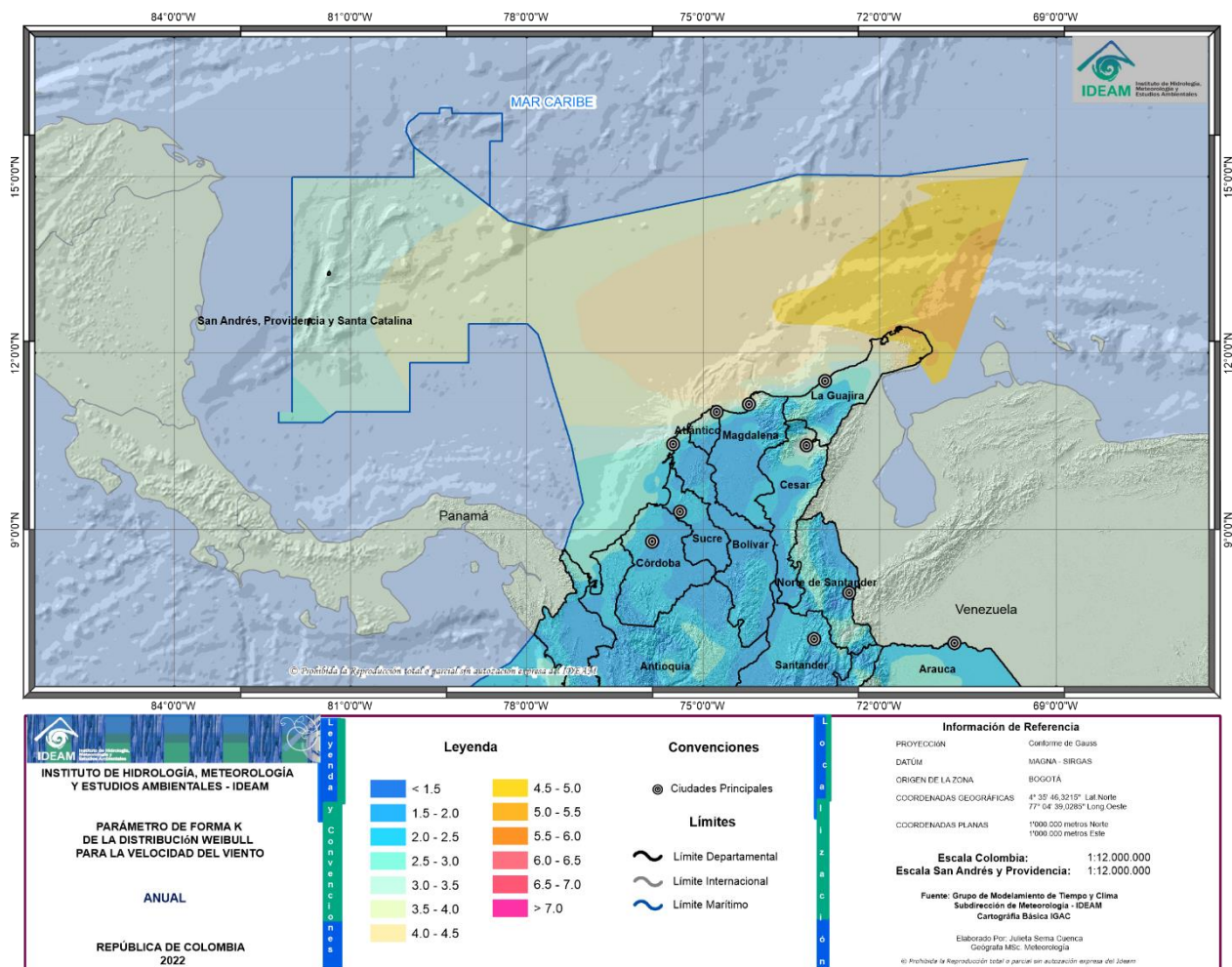
Nota. El mapa proporciona información sobre la ubicación y los datos del recurso eólico en la zona prospecto 2. Modificado de *Global Wind Atlas*, por DTU Wind Energy, 2022.

Se calcula la velocidad promedio anual del viento tomando como referencia los 100 metros de altura, ya que esto permite relacionar de manera más precisa la velocidad del viento con la altura a la que se ubicará el eje de la turbina eólica.

Otro parámetro importante del recurso eólico es el factor de forma K de la distribución Weibull para la velocidad del viento en las dos zonas seleccionadas. La estimación de este valor se realizó en base a los datos calculados en el atlas interactivo de la IDEAM para el año 2022, como se visualiza en la Figura 29.

Figura 29

Mapa del parámetro de forma K de la distribución Weibull para la velocidad del viento.



Nota. El mapa presenta el valor anual del factor de forma K de Weibull para la costa caribe colombiana. Modificado de *Atlas de Viento de Colombia*, por IDEAM, 2022.

El factor de forma K de la distribución Weibull es un parámetro que indica la variabilidad de una dispersión de velocidades del viento. Para obtener este factor en las dos zonas prospecto, se utilizaron los datos del Atlas de Viento de Colombia, que indica como resultado un rango de 4 a 4,5. Con el fin de mejorar la precisión de la simulación, se promedió en 4,25. Además, al igual

que para la velocidad promedio del viento se consultó y verificó con los datos registrados en Global Wind Atlas para este parámetro.

Tabla 17

Datos del recurso eólico en la zona 1.

Parámetro	Medición
Velocidad promedio anual del viento (m/s)	13,5
Altura de referencia para la velocidad (m)	100
Weibull K factor	4,25

Nota. La tabla presenta los datos recopilados sobre el recurso eólico medido en la zona prospecto 1 y se usaron en SAM.

Tabla 18

Datos del recurso eólico en la zona 2.

Parámetro	Medición
Velocidad promedio anual del viento (m/s)	13
Altura de referencia para la velocidad (m)	100
Weibull K factor	4,25

Nota. La tabla presenta los datos recopilados sobre el recurso eólico medido en la zona prospecto 2 y se usaron en SAM.

La distribución de Weibull es una función matemática utilizada para modelar la frecuencia de ocurrencia de eventos aleatorios, en este caso para la velocidad del viento. La ecuación de la distribución de Weibull usada en el software se define como:

$$f(V) = \frac{k}{\lambda^k} \times (V)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^k} \quad (8)$$

$f(V)$ = Función de la distribución de Weibull para una velocidad del viento

V = Velocidad del viento

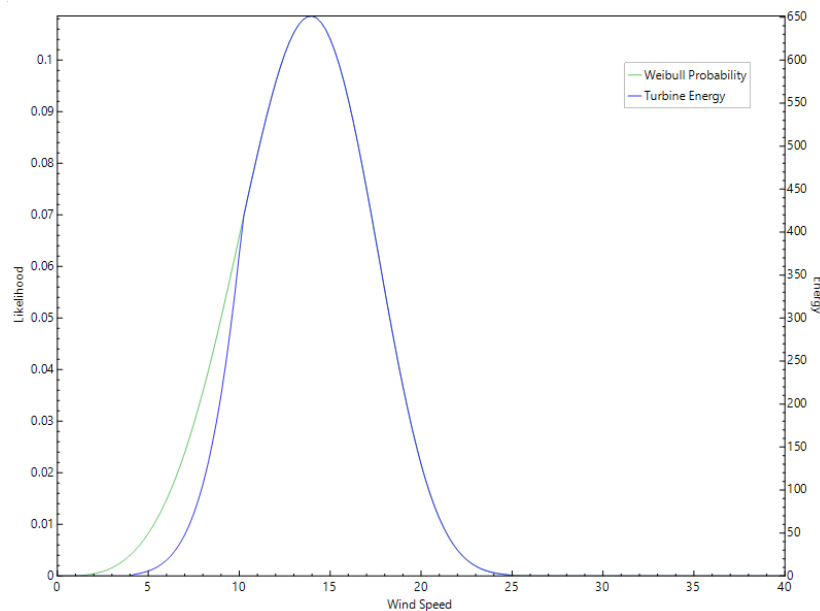
k = Factor k de Weibull

λ = Velocidad promedio anual del viento (@ 100 metros)

SAM utiliza un método de ajuste de curva para encontrar los valores óptimos de los parámetros k y λ que mejor se ajustan a los datos y calcular la distribución de Weibull. Posteriormente, el software grafica los resultados como se muestra en la Figura 30 y Figura 31, lo que permite visualizar la probabilidad de que la velocidad del viento sea igual o mayor que un valor dado durante un período determinado de tiempo.

Figura 30

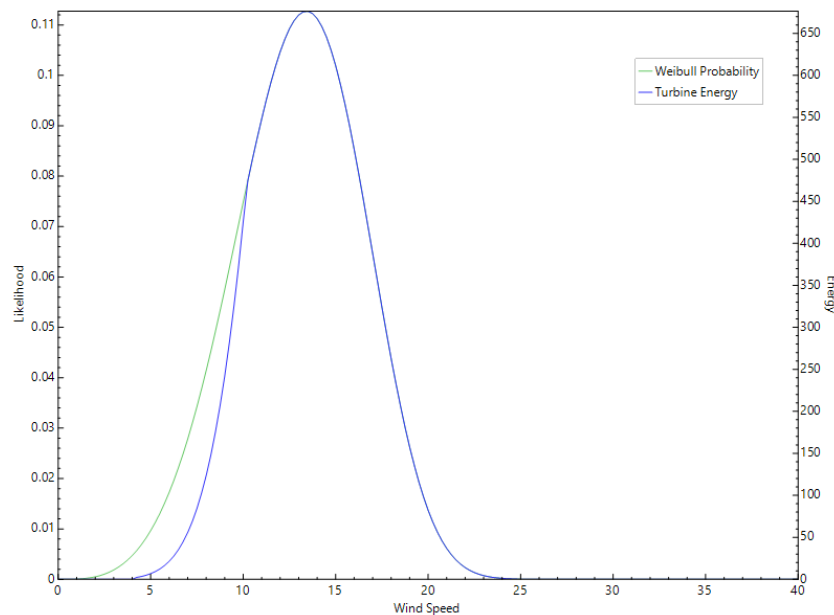
Curva de distribución de Weibull para la zona 1.



Nota. La curva azul de la gráfica representa la distribución de Weibull para las distintas velocidades del viento. Autores, usando SAM.

Figura 31

Curva de distribución de Weibull para la zona 2.



Nota. La curva azul de la gráfica representa la distribución de Weibull para las distintas velocidades del viento. Autores, usando SAM.

Esta información es útil para la planificación y diseño de proyectos de energía eólica, ya que permite estimar la cantidad de energía que se puede generar a partir del viento en una determinada ubicación.

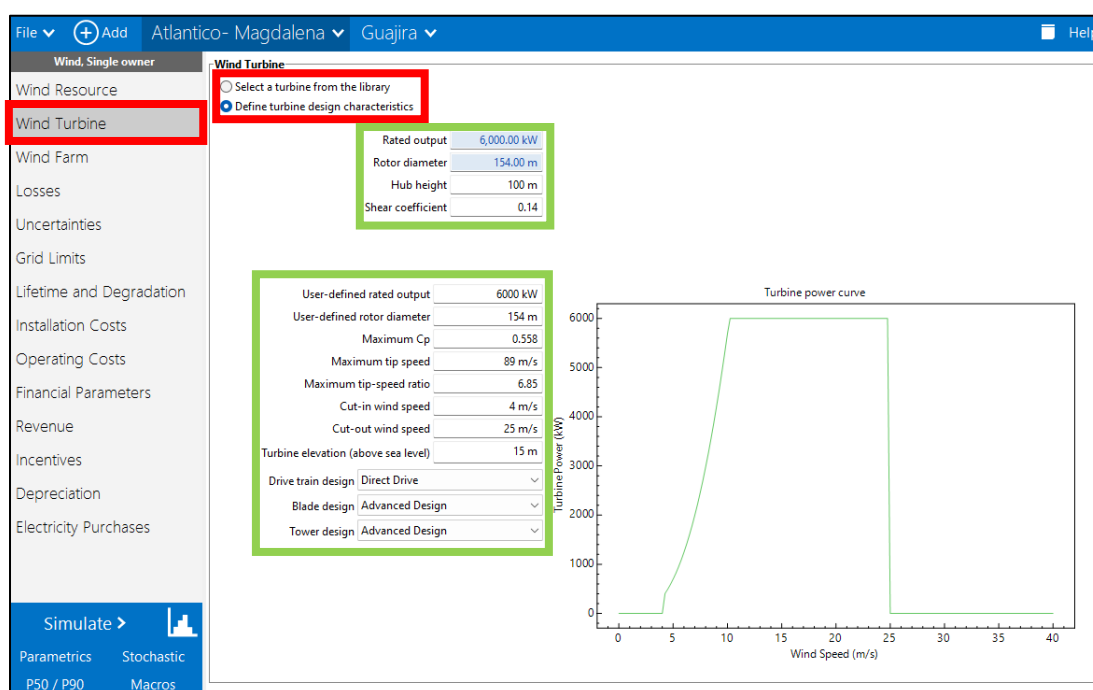
5.3 Selección de la Turbina Eólica

Después de calcular los datos del recurso eólico, el siguiente paso en la simulación es seleccionar la turbina eólica adecuada para el proyecto (ver Figura 32). En SAM, se pueden elegir turbinas de diferentes fabricantes y capacidades que se encuentran en su catálogo, e incluso se incluyen turbinas teóricas de NREL. Esto mejora la precisión de la simulación. Sin embargo, si se requiere el uso de turbinas más recientes que no están presentes en su catálogo, el simulador no

limita esta opción y permite el diseño desde cero de la que se deseada basándose en los datos técnicos del fabricante que se suministre al software, para la obtención de su curva de potencia de la turbina y poder continuar con la simulación.

Figura 32

Datos de la turbina eólica en SAM.



Nota. En la imagen, la configuración para definir una turbina se muestra en color rojo, mientras que los datos necesarios para diseñar la turbina desde cero se enmarcan en color verde. Autores, usando SAM.

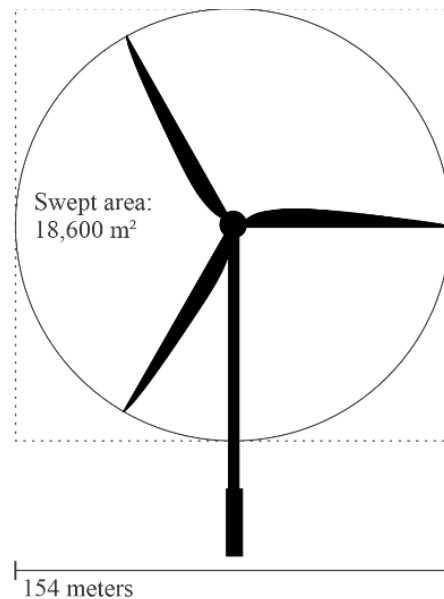
Por otro lado, hoy existe una amplia variedad de turbinas eólicas para la generación de electricidad que abarcan un rango amplio de capacidades, desde pequeñas para un uso autónomo hasta grandes para la producción masiva de energía eléctrica. SAM no almacena en su base de

datos turbinas de uso comercial en 2022. En pro de diseñar un proyecto realista, se construye manualmente la turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154 como se ve en la Figura 32.

Esta es una turbina eólica de uso exclusivo en parques offshore con una capacidad de 6 MW, usada actualmente en varios parques eólicos en funcionamiento como es el caso del parque escocés Hywind Scotland.

Figura 33

Dimensiones de la turbina eólica Siemens Gamesa SWT-6.0-154.



Nota. El aumento del área de barrido por parte de esta turbina con respecto a sus antecesoras representa una mayor potencia de generación y eficiencia mecánica. Modificado de *SWT-6.0-154 Offshore wind turbine*, por Siemens Gamesa Renewable Energy, 2021.

Para la elaboración de la simulación de la turbina eólica en el software, se requiere de información técnica detallada y específica acerca de las características de esta. En este caso, se

necesitó información adicional para poder simular de manera precisa el comportamiento de la turbina en el software. Para obtener esta información, se consultó la página web del fabricante Siemens Gamesa, que es uno de los principales productores de turbinas eólicas a nivel mundial. En su sitio web, se encontraron detalles técnicos más específicos sobre las características de la turbina en cuestión, tales como su diámetro de rotor, altura del buje, velocidad nominal de rotación, coeficiente de potencia y curva de potencia, ordenados en la Tabla 19.

Tabla 19

Especificaciones técnicas de la turbina eólica SWT-6.0-154.

Parámetro	Valor
Capacidad nominal (MW)	6
Diámetro del rotor (m)	154
Altura del eje (m)	100
Máxima velocidad de punta (m/s)	89
Velocidad de arranque (m/s)	4
Velocidad de corte (m/s)	25
Elevación de la turbina sobre el nivel del mar (m)	15
Diseño de transmisión	Direct Drive

Nota. Datos tomados de *Siemens Gamesa SG 6.0-154*, por L. Bauer y S. Matysik, 2022.

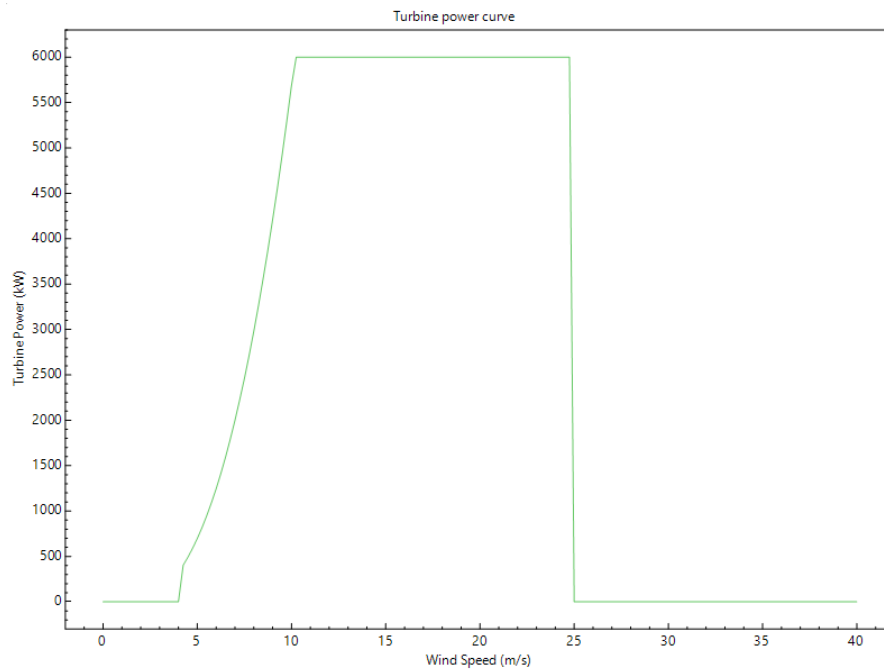
Para complementar la información proporcionada por el fabricante y en pro de mejorar la simulación, se utilizaron aproximaciones numéricas de expertos en el campo, tales como Daneels (2013) y Schütt (2017), con el objetivo de obtener una curva de potencia precisa para la turbina seleccionada.

La curva de potencia representa la relación entre la velocidad del viento y la cantidad de energía eléctrica que la turbina puede generar a partir de esa velocidad. Esta curva es importante

porque permite conocer el rendimiento de la turbina en diferentes condiciones de viento y ajustar la operación de ésta en consecuencia. La Figura 34 presenta la curva de potencia resultante y es utilizada por el software para simular el rendimiento de la turbina en diferentes condiciones de viento y estimar la energía eólica generada en una ubicación específica.

Figura 34

Curva de potencia de la turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154.



Nota. Gráfica de la potencia que se genera para cada velocidad del viento. Autores, usando SAM.

5.4 Diseño del Parque Eólico

Una vez obtenida la curva de potencia, el siguiente paso en la simulación es el diseño del parque eólico. En esta sección, se permite establecer la configuración según la capacidad del parque o en función de la cantidad de turbinas que se necesiten instalar (ver Figura 35).

Figura 35

Diseño del parque eólico en SAM.

The screenshot displays the SAM software interface for configuring a wind farm. The left sidebar shows the 'Wind Farm' tab selected. The main panel is divided into three sections: 'System Sizing', 'Wake Effects', and 'Turbine Layout'. The 'System Sizing' section is highlighted with a red box, showing the 'Specify number of turbines' option selected, with a value of 10 turbines and a system nameplate capacity of 60,000,000 kW. The 'Wake Effects' section is highlighted with a green box, showing the 'Simple Wake Model' selected, with a turbulence coefficient of 0.1 and a constant loss of 11.02%. The 'Turbine Layout' section is also highlighted with a green box, showing the 'Define wind farm using layout generator' option selected, with 4 turbines per row, 4 rows, and a trapezoid shape. A 'Turbine Layout Map' is shown on the right, displaying the layout of the turbines on a grid.

Nota. Se configura el simulador para diseñar el parque eólico a partir del número de turbinas (en rojo) y se establecen las características (en verde). Autores, usando SAM.

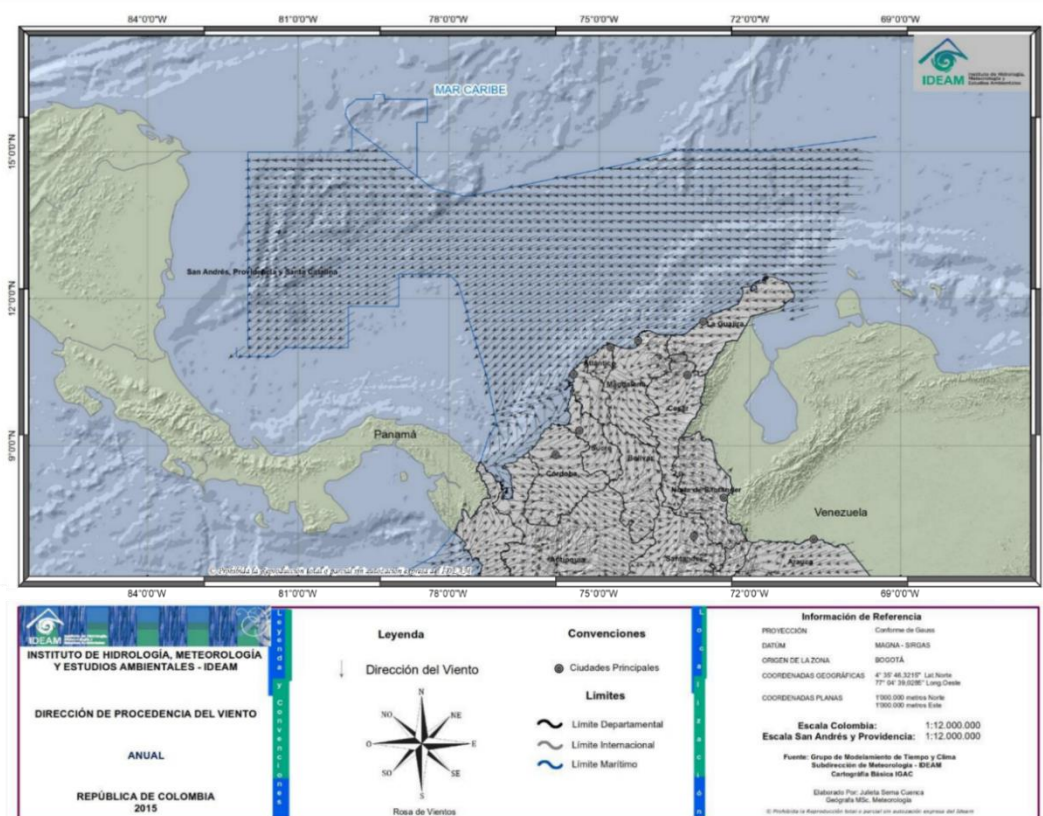
En el marco de este proyecto, se fijó una capacidad de 60 MW para el parque, con el objetivo de satisfacer la demanda energética del gasoducto seleccionado. Para ello, se dispuso la instalación de un total de 10 turbinas eólicas, cada una con una capacidad de generación de 6 MW.

Para diseñar un parque eólico offshore eficiente, es importante considerar la ubicación y disposición de las turbinas. De acuerdo con estudios realizados por Rodrigues et al. (2015) y NREL

(2014), la configuración triangular es la más eficiente para minimizar las pérdidas generadas por las estelas de viento producidas por las hélices de las turbinas eólicas.

Figura 36

Mapa de la dirección del viento en la costa caribe colombiana.



Nota. El mapa describe mediante flechas la dirección promedio del viento anual. Modificado de *Atlas de Viento de Colombia*, por IDEAM, 2015.

Según la recomendación de Manwell et al. (2010), se ha establecido un espacio entre turbinas de 8 diámetros del rotor y un espacio de 4 diámetros del rotor entre las filas de turbinas. Es importante tener en cuenta la dirección del viento en ambas ubicaciones, ya que esto permitirá

una ubicación estratégica de las turbinas para aprovechar al máximo la energía del viento disponible.

La dirección del viento en las zonas del proyecto determina la posición hacia donde se instalarán las turbinas. Se estima gracias a los datos históricos recopilados de 1979 a 2015 por Rueda Bayona et al. (2019), los datos medidos en la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) en el mapa de vientos Windy (véase la Figura 37 y Figura 38), y los datos proporcionados por la IDEAM en la Figura 36.

Recopilado los resultados obtenidos de las diferentes fuentes, se establece que para las coordenadas donde se ubicarán los parques eólicos, el viento tiene dirección de la Tabla 20.

Tabla 20

Datos de dirección del viento.

Zona	Dirección de viento promedio
1	53° NO
2	69° NO

Nota. La tabla enseña los datos promediados de la dirección del viento en las 2 zonas prospecto.

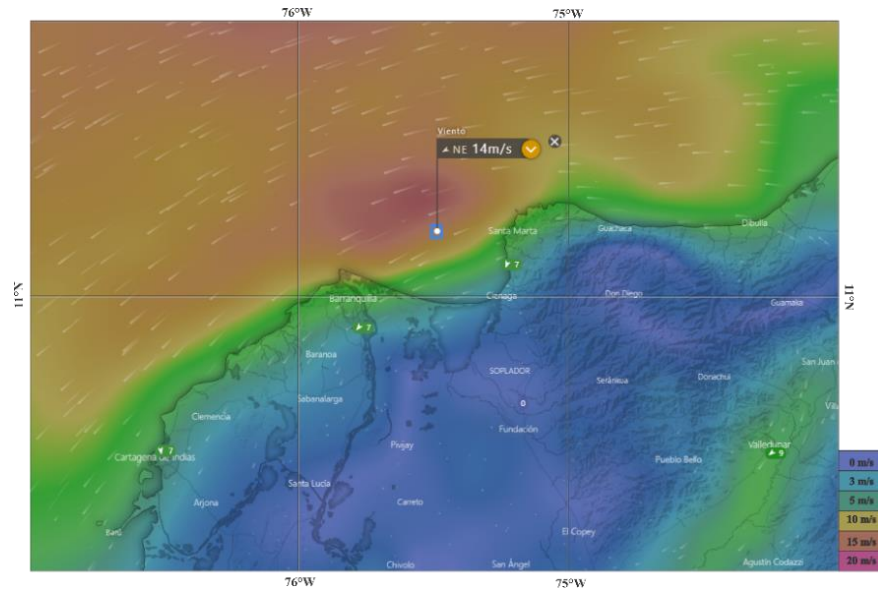
Determinadas las características anteriores en las zonas prospecto, SAM recrea el parque en un diseño 2D con unas dimensiones para la zona 1 de $3,1 \text{ km} \times 2,4 \text{ km} = 7,44 \text{ km}^2$, también la forma y orientación final como se ve en la Figura 39.

Para la zona 2 se estableció unas dimensiones de $3,6 \text{ km} \times 1,5 \text{ km} = 5,4 \text{ km}^2$ como se ve en la Figura 40.

Para ambas zonas, la capacidad instalada es de 60 MW cumpliendo todos los requisitos propuestos del proyecto para suplir la necesidad energética del tramo de gasoducto.

Figura 37

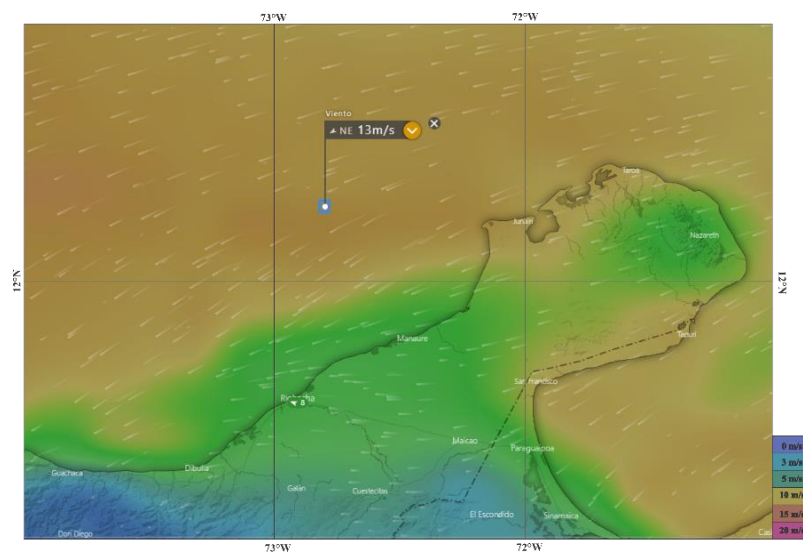
Mapa de la dirección del viento en la zona 1.



Nota. Modificado de Wind map & weather forecast, por Windy, 2022.

Figura 38

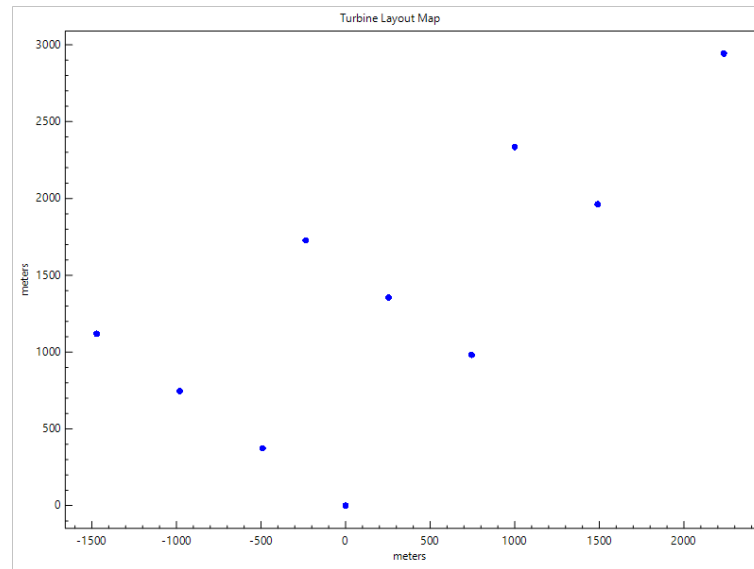
Mapa de la dirección del viento en la zona 2.



Nota. Modificado de Wind map & weather forecast, por Windy, 2022.

Figura 39

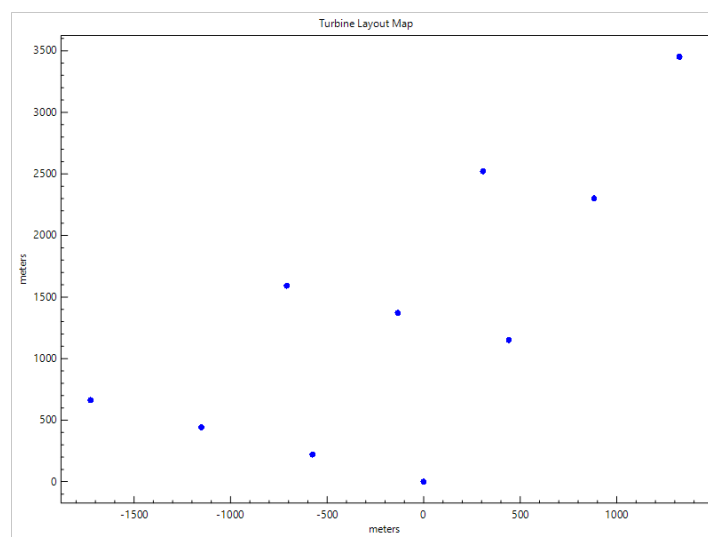
Diseño final del parque eólico para la zona 1.



Nota. Autores, usando SAM.

Figura 40

Diseño final del parque eólico para la zona 2.



Nota. Autores, usando SAM.

5.5 Pérdidas en el Sistema Eólico Offshore

En este punto, SAM requiere de datos técnicos precisos que le permitan estimar las pérdidas que hay en cuanto al funcionamiento de la turbina, el entorno del parque eólico, los límites de conexión y la degradación mecánica anual.

Para fines de precisión y confiabilidad, en este proyecto se hace uso de los datos base (estimaciones) que SAM por defecto establece para cualquier parque eólico offshore que se desea construir.

Figura 41

Pérdidas del sistema eólico en SAM.

The screenshot shows the SAM software interface with the 'Losses' tab selected in the left sidebar. The main content area displays four sections of loss calculations:

- Wake Losses:** Internal wake (0.00 %), External wake (1.10 %), Future wake (0.00 %), Total wake losses (1.100 %).
- Availability Losses:** Turbine (3.58 %), Balance of plant (0.50 %), Grid (1.500 %), Total availability losses (5.501 %).
- Electrical Losses:** Efficiency (1.91 %), Parasitic consumption (0.10 %), Total electrical losses (2.008 %).
- Turbine Performance Losses:** Sub-optimal performance (1.10 %), Generic power curve adjustment (1.70 %), Site-specific power curve adjustment (0.81 %), High wind hysteresis (0.40 %), Total turbine performance loss (3.954 %).

Nota. En la imagen se muestran en rojo los apartados en los que se estiman las pérdidas en el sistema. Autores, usando SAM.

5.6 Simulación Financiera

SAM finaliza la evaluación del proyecto considerando la parte financiera, la cual está compuesta principalmente por los costos de instalación, los costos operacionales y los parámetros de financiación.

El análisis financiero de un proyecto de energía renovable, como un parque eólico offshore, se basa en los parámetros del Annual Technology Baseline (ATB) del año en curso (NREL, 2022). El informe ATB hace referencia al informe de electricidad de 2022, que proporciona parámetros de costo y rendimiento específicos de la tecnología eólica offshore en una variedad de escenarios. Los escenarios incluyen avances en investigación y desarrollo, características del recurso, sitios, precios del combustible y supuestos financieros para las tecnologías de generación y almacenamiento de electricidad. Estos parámetros están disponibles y son consistentes tanto en la actualidad como con proyecciones hasta 2050 (NREL, 2022).

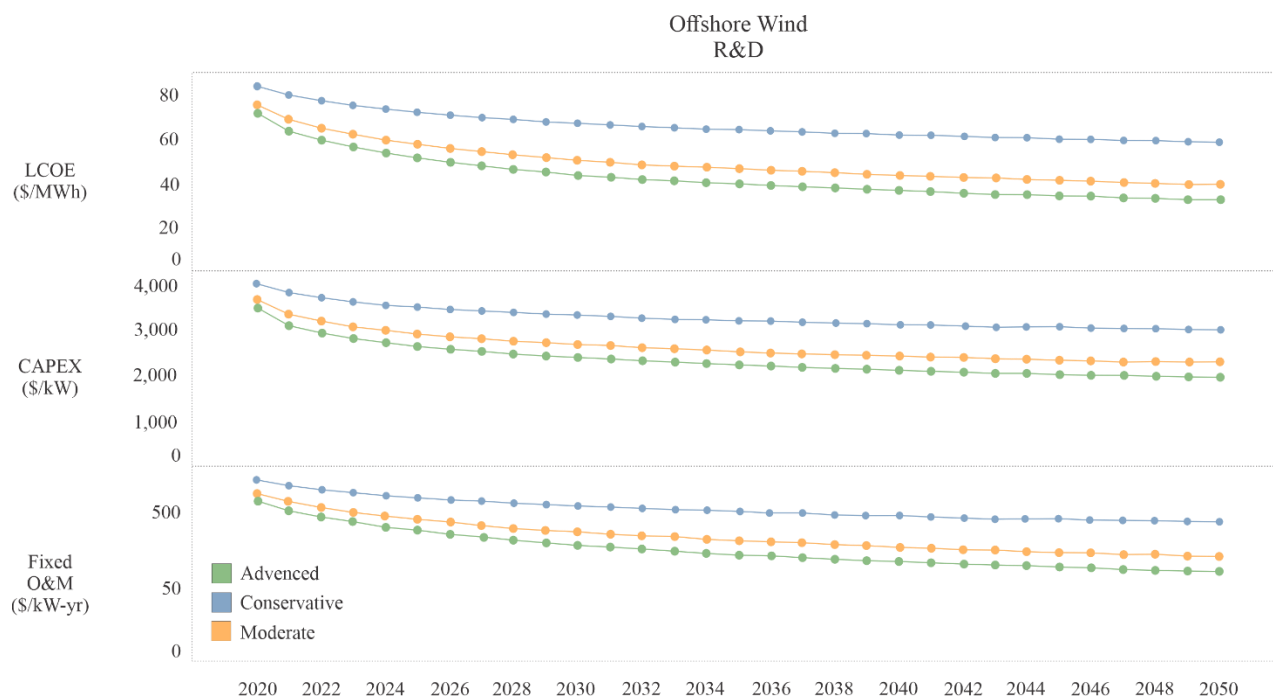
Este informe básicamente evalúa los parámetros que son una métrica para las tecnologías de generación de electricidad, parámetros como:

- Gastos de capital (CAPEX)
- Gastos de operación y mantenimiento (O&M)
- Factores de capacidad (FC)
- Costo nivelado de energía (LCOE)

En la Figura 42 se presentan los datos correspondientes al ATB de la energía eólica offshore para el año 2022. Estos datos son evaluados utilizando el recurso eólico clase 3 por defecto, ya que es el más representativo para proyectos de turbinas eólicas offshore de fondo fijo a corto plazo en los Estados Unidos.

Figura 42

Proyecciones de los parámetros de la energía eólica offshore para distintos escenarios.



Nota. El gráfico muestra la comparativa entre los escenarios de los parámetros LCOE, CAPEX y O&M para un periodo de recuperación de costos por 30 años. Modificado de ATB, por NREL, 2022.

El NREL estima los costos de la energía eólica offshore del 2022 a través de la modelación de costos para un año base (2020) y la aplicación de trayectorias de reducción de costos derivadas para cada uno de los escenarios de innovación tecnológica del ATB hasta 2030.

Según NREL (2022), se definen tres tipos de escenarios de innovación tecnológica que están principalmente influenciados por el tipo y capacidad de la turbina y la capacidad instalada de energía eólica offshore para el año 2030, tal como se muestra en la Tabla 21. Toda esta información es muy útil para la toma de decisiones y la planificación de proyectos eólicos.

Tabla 21*Justificación de los escenarios de innovación tecnológica.*

Escenarios	Justificación	Tamaño de la turbina (MW)
Escenario conservador	El tamaño de la turbina está limitado por la tecnología disponible en el mercado actual, con pocos avances en innovación. Las restricciones logísticas y de producción son similares a las actuales y limitan el crecimiento de su tamaño. Se estima que la capacidad eólica instalada a nivel mundial en 2030 será un 60% menor que en el escenario moderado, con 108 GW y 6,6 GW para turbinas fijas y flotantes, respectivamente.	12
Escenario moderado	El tamaño de la turbina está aumentando en proporción con el crecimiento observado en los últimos años gracias a la innovación tecnológica que resuelve las limitaciones logísticas, de producción, operativas y de rendimiento. Esto está permitiendo la próxima generación de tecnología eólica marina con mejoras en las capacidades de las turbinas, subestructuras, puertos y buques. Además, el aumento en el tamaño de la turbina se acompaña de una mayor eficiencia en la cadena de suministro. Se estima que la capacidad eólica marina instalada a nivel mundial en 2030 será de 270 GW y 16,5 GW para turbinas fijas y flotantes.	15
Escenario avanzado	El tamaño de la turbina ha estado aumentando mucho más rápido en comparación con los años previos debido a la innovación tecnológica acelerada. Esto da lugar a sistemas de turbinas más grandes y transforma profundamente la forma en que se fabrican, instalan, operan y evalúan las centrales eólicas. Se prevé que la capacidad de energía eólica instalada en todo el mundo en 2030 será un 60% mayor que en el escenario moderado, con 432 GW y 26,4 GW para turbinas fijas y flotantes, respectivamente.	18

Nota. Los niveles de adopción de innovaciones tecnológicas, en cuanto a la potencia de las turbinas y la capacidad instalada, varían en los diferentes escenarios evaluados. Modificado de *ATB*, por NREL, 2022.

5.6.1 Gastos de Capital (CAPEX)

Los gastos de capital representan todos los gastos necesarios de un proyecto eólico antes de entrar en operación comercial. Según menciona Moné et al. (2015) y Beiter et al. (2019) el

CAPEX representa los valores promedio ponderados por capacidad de todas las áreas potenciales de plantas eólicas dentro de una clase de recurso eólico y varía con la profundidad del agua, las condiciones mete-oceánicas y la distancia desde la costa.

Tabla 22

Desglose del CAPEX.

Categoría	Definición
Categoría de equilibrio del sistema	- Balance del sistema
Infraestructura e interconexión eléctrica	- Conexiones internas y de control
	- Electrónica de potencia
	- Cable de conexión a tierra
	- Sistema de conexión de líneas derivadas en alta mar a la red de transmisión
	- Subestación de control
	- Interconexión de turbinas
Equipos e infraestructura de generación (obra civil, equipos de generación, otros equipos, estructura de soporte)	- Construcción de plantas - Equipo de la planta de energía - Suministro de aerogeneradores
Instalación directa e indirecta	- Mano de obra y materiales distribuibles
	- Ingeniería
	- Puesta en marcha
	- Gestión de proyectos
Gastos de los propietarios	- Costos de desarrollo
	- Estudios ambientales y permisos
	- Costos del seguro
	- Honorarios legales
	- Estudios preliminares de viabilidad e ingeniería
Costos del sitio	- Soporte de puerto y área de preparación para entrega, almacenamiento y manipulación

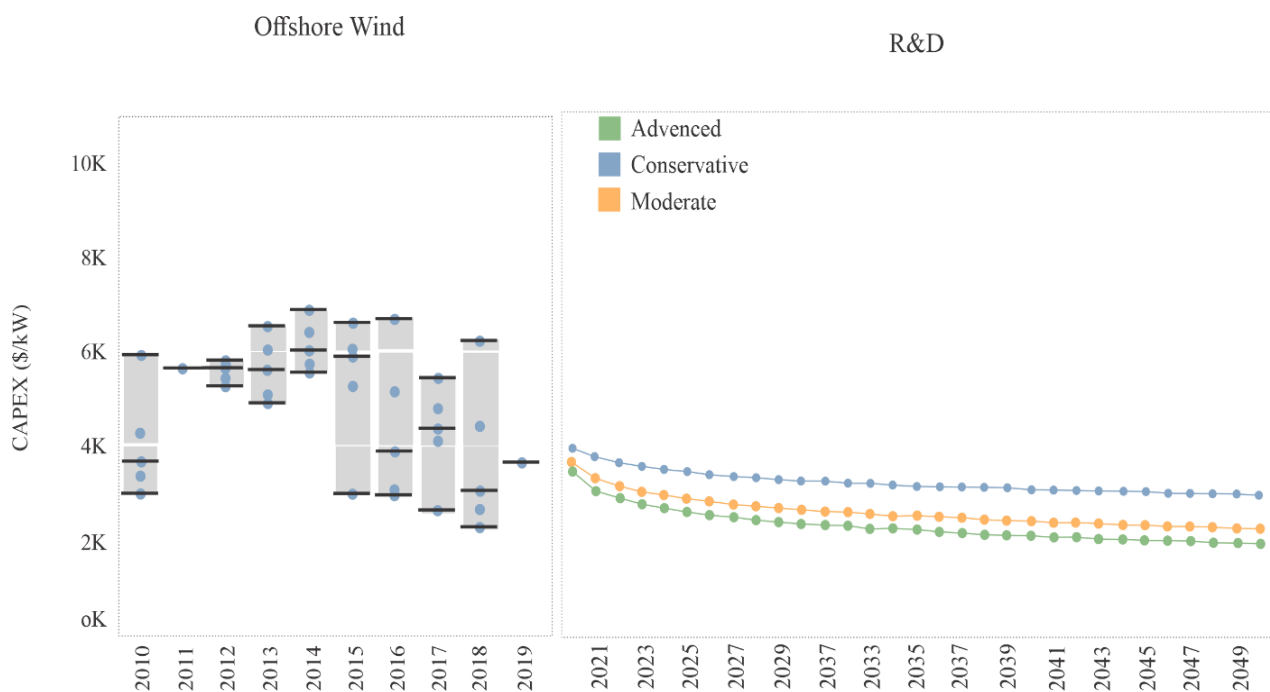
Nota. La tabla describe mejor las categorías de costos incluidas en el CAPEX de la energía eólica offshore. Adaptado de ATB, por NREL, 2022.

De acuerdo con NREL (2022), las estimaciones del CAPEX se ajustan según las últimas tendencias y licitaciones en los mercados eólicos offshore de Estados Unidos y Europa. Para ello,

se consideran las reducciones globales en el CAPEX de la turbina eólica, así como las tendencias en la implementación de turbinas de mayor potencia, como las de 8 MW (2020), 10 MW (2022 COD), 12 MW (2027 COD) y 15 MW (2030 COD).

Figura 43

Variación del CAPEX a lo largo del tiempo para la energía eólica offshore



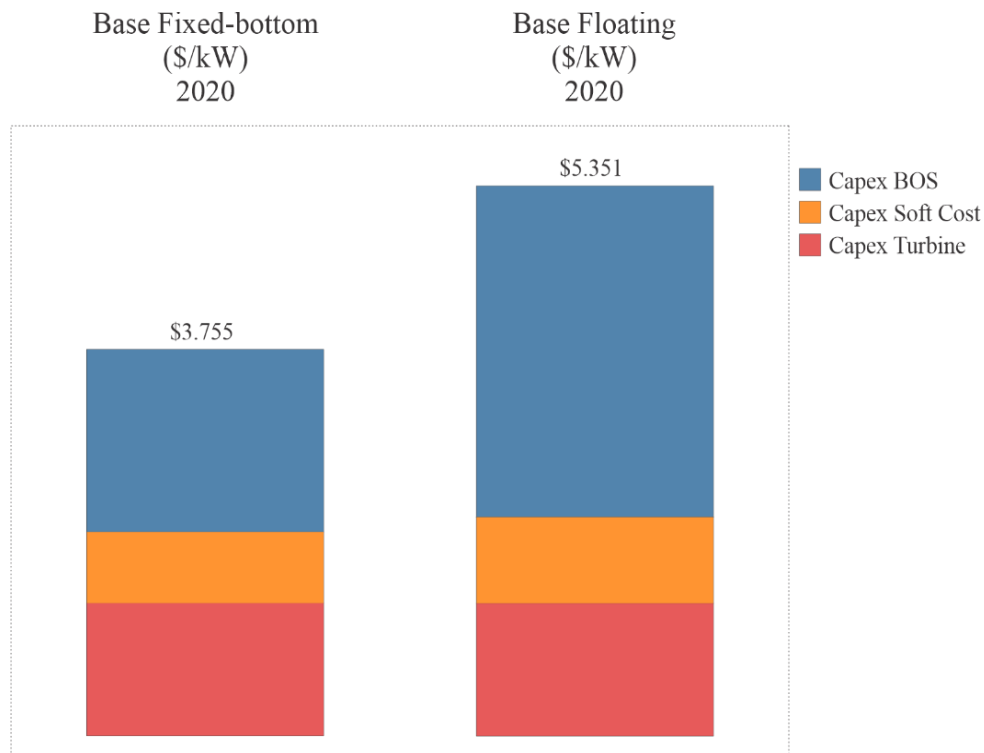
Nota. El gráfico muestra las proyecciones de los escenarios a partir del año base y los datos históricos de CAPEX para la energía eólica offshore. Modificado de ATB, por NREL, 2022.

La Figura 44 muestra las principales tendencias en las líneas de cambio de CAPEX en relación con la tecnología base en cada uno de los escenarios. Los costos se dividen en dos categorías amplias: el Balance del Sistema (BOS) cubre los costos iniciales de instalación de la planta eólica y sus componentes, excluyendo la turbina; mientras que los costos blandos incluyen

seguros, financiamiento del proyecto, costos de contingencia de construcción y costos de desmantelamiento.

Figura 44

CAPEX para 2 tipos de turbinas eólicas offshore.



Nota. La gráfica muestra la variación del CAPEX para los tipos de soporte en las turbinas eólicas offshore. Modificado de *ATB*, por NREL, 2022.

Como se observa en la Figura 45, los costos de instalación representan una parte importante en la simulación del parque, es aquí donde se establece el tipo de proyecto que se va a desarrollar, ya sea un proyecto offshore o onshore. Luego, el simulador establece unas variables con la cual se estima el CAPEX del proyecto evaluado. SAM estima este costo de instalación en base a lo que

cuesta generar 1 kW de energía en la eólica offshore y el balance de costos para este tipo de proyectos.

Figura 45

Costos de instalación en SAM.

The screenshot displays the SAM (System Advisor Model) software interface for configuring an offshore wind project. The 'Installation Costs' section is highlighted in red. The 'Capital Cost Models' section shows 'Offshore installation' selected. The 'Capital Costs' table is highlighted in green and contains the following data:

	Cost per kW	Cost per turbine	Fixed Cost	Total
Turbine cost	\$3,285.00/kW	\$0.00/turbine	\$0.00	\$197,100,000.00
Balance of system cost	\$8,307/kW	\$0.00/turbine	\$0.00	\$498,439,937.39
Wind farm capacity	60,000 kW	Number of turbines	10	
Sales Tax				
Sales tax basis, % of total equipment costs	19 %	Sales tax rate	0.5 %	\$660,762.94
Total Cost				
Total installed cost				\$696,200,700.33
Total installed cost per kW				\$11,603.35/kW

Nota. Los elementos necesarios para configurar un proyecto eólico offshore se muestran en rojo, mientras que los parámetros que afectan el CAPEX se destacan en verde. Autores, usando SAM.

Continuando, en la parte inferior del software se habilita el apartado para el balance de costo en un sistema offshore, como se ve en la Figura 46, acá entra en juego todos los costos asociados a las características de instalación del proyecto, por ejemplo, la distancia del parque hasta el puerto, la profundidad o el tipo de estructura de soporte para las turbinas.

Figura 46

Sistema de costo para un parque eólico offshore en SAM.

The screenshot shows the SAM software interface for the 'Offshore Balance of System Cost Model'. The left sidebar lists various cost categories, with 'Installation Costs' highlighted. The main window displays the following inputs and results:

Offshore Balance of System Cost Model Inputs	
Substructure type	Spar
Anchor type	Drag embedment
Maximum water depth	635.0 m
Number of mooring lines	3
Electrical cable burial depth	2.0 m
Electrical cable cost optimizer	☒ Use
Installation vessel strategy	Primary vessel
Turbine installation method	Individual
Tower installation method	One piece
Grid interconnect voltage	220 kV
Distance to landfall	26.8 km
Distance from installation port to site	29 km
Distance from inshore assembly area to site	29 km
Distance from installation port to inshore assembly area	29 km
Distance over land to grid interconnect	3 mi
Number of installation seasons	1
Electrical install weather contingency	30.00 %
Turbine install weather contingency	30.00 %
Substructure install weather contingency	30.00 %
Total scrap value of decommissioned components	0.00 \$

Detailed Offshore Balance of System Cost Model Inputs	
General	Edit values...
Substructure & foundation	Edit values...
Electrical infrastructure	Edit values...
Assembly & Installation	Edit values...
Port & Staging	Edit values...
Development	Edit values...

Offshore Balance of System Cost Model Results	
Total Offshore Balance of System Cost	\$605,348,758.32
Total Offshore Balance of System Cost per kW	10,089.146 \$/kW

Buttons at the bottom: Apply BOS Estimate, Replace SAM balance of system cost input with estimate from BOS cost model.

Nota. Los parámetros que construyen el gasto de capital para el proyecto asociados a la ubicación de los puertos y método de instalación se muestran en verde. Autores, usando SAM.

5.6.2 Gastos de Operación y Mantenimiento (O&M)

Durante la etapa de operación y mantenimiento de una turbina eólica, es importante tener en consideración los costos asociados con su funcionamiento. Estos costos incluyen un mantenimiento anual especializado que debe ser realizado por personal capacitado y calificado para garantizar un buen funcionamiento y prolongar la vida útil de la turbina. Además, también es importante realizar una revisión periódica de la infraestructura de la turbina, incluyendo la torre, las aspas y la cimentación, para asegurarse de que estén en buen estado y funcionando

correctamente. Para llevar a cabo estas tareas de mantenimiento y revisión, es necesario contar con equipo especializado, como grúas, barcasas y buques, para garantizar una operación segura y eficiente.

Los costos de operación y mantenimiento definen todos aquellos gastos fijos anuales que se muestran en la Tabla 23.

Tabla 23

Desglose del O&M.

Categoría	Definición
Costos fijos	- Tasas administrativas - Laboral administrativo - Seguro - Pagos de arrendamiento de tierras - Honorarios legales - Mano de obra operativa - Impuestos sobre la propiedad - Seguridad del sitio - Impuestos
Componentes de costes fijos	- Gestión de proyectos - Monitoreo de condición - Predicción del tiempo
Componentes grandes	- Hélices - Cajas de cambios - Generadores
Costes de mantenimiento	- Mantenimiento general - Mantenimiento técnico programado durante la vida útil - Mantenimiento técnico no programado durante la vida útil
Componentes de mantenimiento	- Transformadores
Costos de reemplazo	- Valor actual anualizado de la sustitución de componentes grandes a lo largo de la vida útil técnica

Nota. La tabla describe mejor los componentes de costos de O&M para la energía eólica offshore.

Adaptado de ATB, por NREL, 2022.

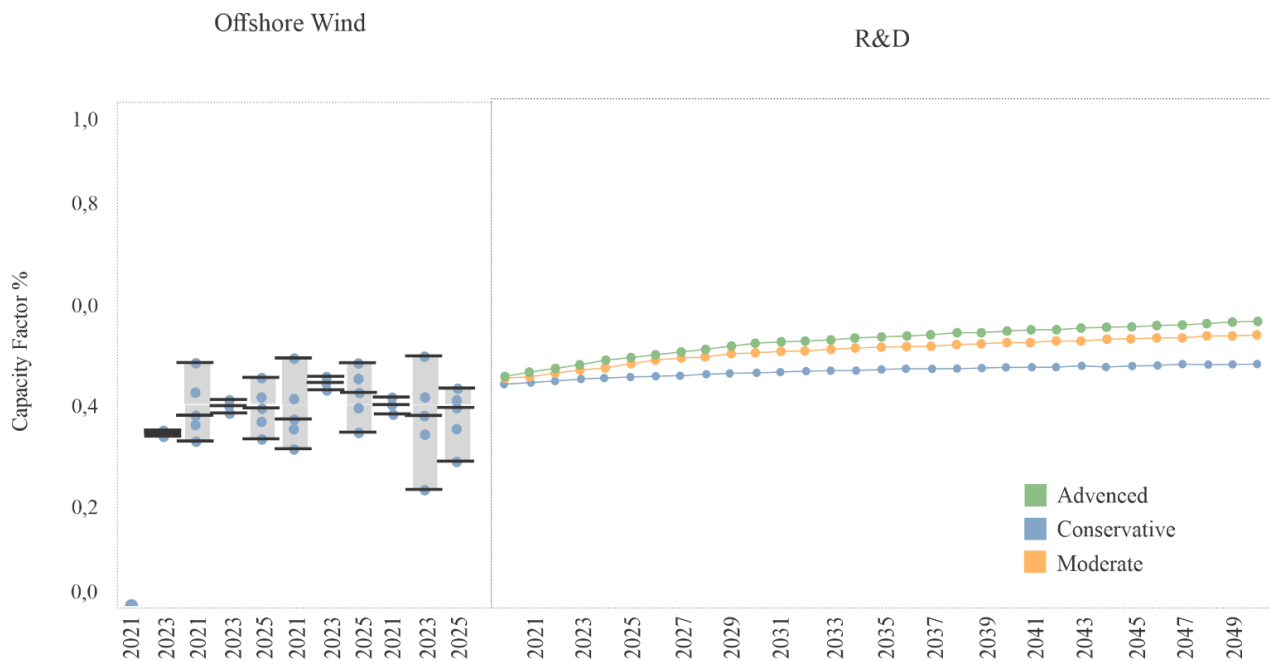
En conclusión, la planificación y ejecución adecuadas de las tareas de operación y mantenimiento son cruciales para garantizar un buen funcionamiento del proyecto y prolongar al máximo la vida útil de las turbinas eólicas.

5.6.3 Factor de Capacidad (FC)

Así como lo menciona NREL (2022), el factor de capacidad es definido en los proyectos de energías renovables como la relación entre la producción anual real y la producción a capacidad nominal durante un año de operación del proyecto.

Figura 47

Tendencias históricas, estimaciones actuales y proyecciones futuras del FC.



Nota. El gráfico ilustra las estimaciones anuales del factor de capacidad y se muestran en un formato de caja y bigotes las anteriores para poder comparar. Modificado de *Annual Technology Baseline (ATB)*, por NREL, 2022.

Es decir, para un parque eólico offshore el factor de capacidad está influenciado por el área barrida del rotor, capacidad del generador, la altura, el perfil del viento por hora, el tiempo de inactividad esperado y las pérdidas de energía dentro de la planta eólica.

El factor de capacidad para el 2022 se estimó por NREL originalmente utilizando una curva de potencia representativa para una turbina eólica offshore genérica de 6 MW modelada por NREL y luego se actualizó con los datos de las distintas turbinas. El factor de capacidad neta considera la variación espacial en las pérdidas de estela, las pérdidas eléctricas, la disponibilidad de la turbina y otras pérdidas del sistema (Gómez Chaves, 2019).

5.6.4 Costo nivelado de energía (LCOE)

El costo nivelado de energía se define como una métrica entre el costo de la tecnología primaria y los factores de rendimiento vistos anteriormente: gasto de capital, factor de capacidad y gastos operativos. Según NREL (2022), el LCOE permite analizar, evaluar y proyectar las distintas tecnologías a futuro gracias a una mezcla de los otros parámetros financieros.

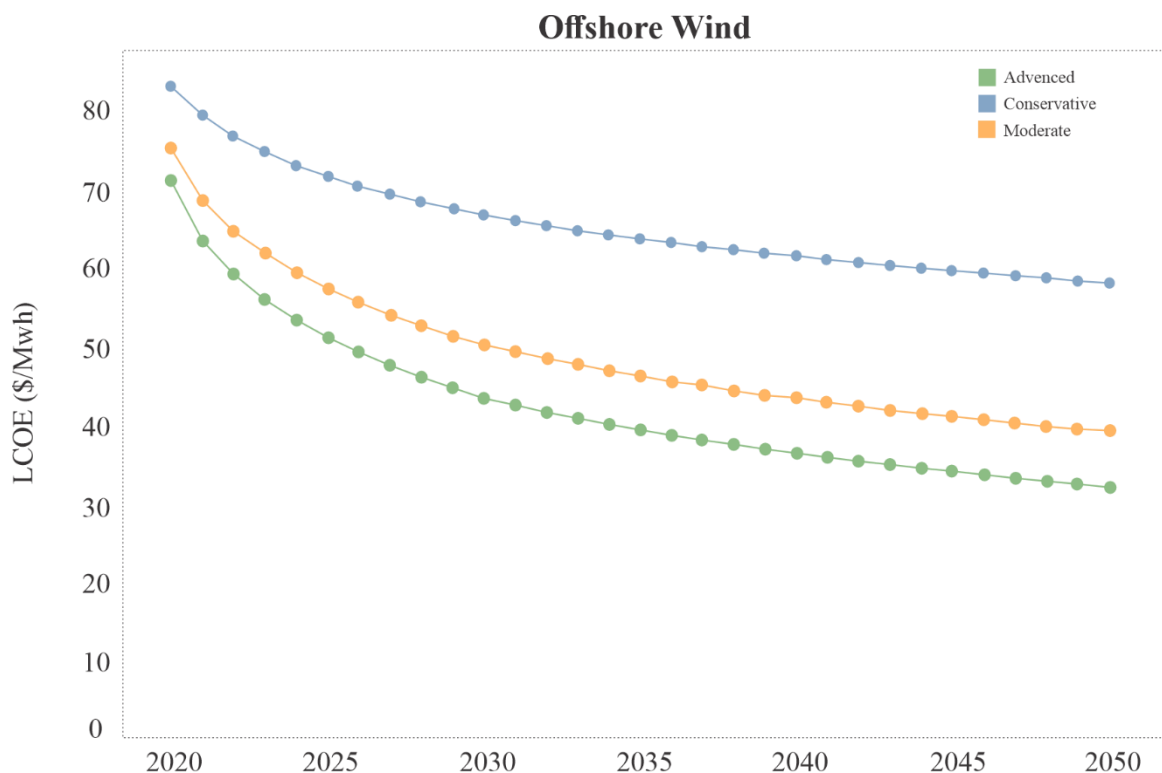
Básicamente el costo total actual de construir y operar una instalación generadora de energía durante toda su vida útil se conoce como Costo de Energía en Vida Útil (LCOE, por sus siglas en inglés). Incluye todos los gastos asociados con la construcción, operación y mantenimiento de la instalación, desde el costo de los materiales hasta los salarios y gastos operativos. Este costo se utiliza para evaluar la viabilidad económica de un proyecto de generación de energía y para comparar diferentes opciones de tecnologías generadoras.

Ahora bien, todos los parámetros definidos anteriormente son necesarios para la construcción por parte del software SAM de un modelo financiero en un proyecto eólico offshore, por lo cual se hace indispensable la estimación de estos mismos parámetros para el presente

proyecto en Colombia. Precisamente en el año 2022 el gobierno de Colombia desarrolló una hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera, en donde se analizan estos parámetros en el contexto del país, siendo esta una buena base para las estimaciones que se desarrollan en el proyecto.

Figura 48

Tendencia del LCOE para la tecnología eólica offshore.



Nota. El gráfico ilustra las estimaciones anuales del LCOE para un periodo de recuperación de costos a 30 años. Modificado de *ATB*, por NREL, 2022.

De acuerdo a los datos de la Tabla 24 el proyecto se establece en un CAPEX de 3.285 (\$/kW) para el análisis financiero, tomando como referencia tanto las estimaciones extranjeras de

NREL (2022), en un escenario moderado (2.756 – 5.922) y las estimaciones del CAPEX para Colombia por parte de The Renewables Consulting Group (RCG) (2022), donde se señala que son estimaciones para proyectos en Estados Unidos (3.000 – 4.500); adicionalmente, el CAPEX estimado para este proyecto tiene en cuenta el valor agregado del envío de componente desde el extranjero al país. El valor estimado para el CAPEX es el utilizado por SAM como “Turbine cost” como se aprecia en la Figura 49 y Figura 50.

Tabla 24

Valores mínimos y máximos de los parámetros financieros de un proyecto eólico offshore.

		LCOE (\$/MWh)		CAPEX (\$/kW)		Factor de capacidad (%)		Fixed O&M (\$/kW-año)	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Offshore Wind	Avanzado	56	116	2.756	4.771	0,29	0,53	69	100
	Conservador	56	147	2.756	5.922	0,29	0,52	69	119
	Moderado	56	125	2.756	5.167	0,29	0,53	69	107

Nota. El gráfico representa los valores máximos y mínimos de cada parámetro para los diferentes escenarios de la eólica offshore. Modificado de ATB, por NREL, 2022.

Además, como se ilustra en la Figura 49 y Figura 50, SAM estima un valor para el balance del sistema de costo (BOS) en \$8.307/kW para la zona 1 y de \$9.336/kW para la zona 2, para el cálculo de esta variable intervienen factores como la ubicación del proyecto, ubicación de los puertos, tipo de estructuras de soporte para las turbinas o las etapas de instalación, como se puede ver en la Figura 51 y Figura 52.

Figura 49

CAPEX del proyecto para la zona 1 en SAM.

Capital Costs							
	Cost per kW	+	Cost per turbine	+	Fixed Cost	=	Total
Turbine cost	\$3,285.00/kW		\$0.00/turbine		\$0.00		\$197,100,000.00
Balance of system cost	\$8,307/kW		\$0.00/turbine		\$0.00		\$498,439,937.39
Wind farm capacity	60,000 kW		Number of turbines		10		
Sales Tax							
Sales tax basis, % of total equipment costs	19 %		Sales tax rate		0.5 %		\$660,762.94
Total Cost							
						Total installed cost	\$696,200,700.33
						Total installed cost per kW	\$11,603.35/kW

Nota. La estimación del CAPEX se muestra en verde. Autores, usando SAM.

Figura 50

CAPEX del proyecto para la zona 2 en SAM.

Capital Costs							
	Cost per kW	+	Cost per turbine	+	Fixed Cost	=	Total
Turbine cost	\$3,285.00/kW		\$0.00/turbine		\$0.00		\$197,100,000.00
Balance of system cost	\$9,336/kW		\$0.00/turbine		\$0.00		\$560,202,690.91
Wind farm capacity	60,000 kW		Number of turbines		10		
Sales Tax							
Sales tax basis, % of total equipment costs	0 %		Sales tax rate		0.5 %		\$0.00
Total Cost							
						Total installed cost	\$757,302,690.91
						Total installed cost per kW	\$12,621.71/kW

Nota. La estimación del CAPEX se muestra en verde. Autores, usando SAM.

Para el análisis del sistema de costos offshore, se mantienen características estables entre las dos zonas prospecto, como el tipo de subestructura (SPAR) y el número de líneas de amarre (3). Estos parámetros técnicos son iguales en ambas zonas debido a que representan las opciones

más adecuadas y económicas para la profundidad a la cual se instalarán las turbinas eólicas. En cuanto a otros parámetros, como los métodos de instalación de la turbina y la torre, se han escogido nuevamente las opciones más económicas presentadas por SAM.

Figura 51

Modelo del sistema de costo offshore en la zona 1.

Offshore Balance of System Cost Model Inputs	
Substructure type	Spar
Anchor type	Drag embedment
Maximum water depth	635.0 m
Number of mooring lines	3
Electrical cable burial depth	2.0 m
Electrical cable cost optimizer	☒ Use
Installation vessel strategy	Primary vessel
Turbine installation method	Individual
Tower installation method	One piece
Grid interconnect voltage	220 kV
Distance to landfall	26.8 km
Distance from installation port to site	29 km
Distance from inshore assembly area to site	29 km
Distance from installation port to inshore assembly area	29 km
Distance over land to grid interconnect	3 mi
Number of installation seasons	1
Electrical install weather contingency	30.00 %
Turbine install weather contingency	30.00 %
Substructure install weather contingency	30.00 %
Total scrap value of decommissioned components	0.00 \$

Nota. Se muestran los valores utilizados en los costos del sistema offshore. Autores, usando SAM.

Figura 52

Modelo del sistema de costo offshore en la zona 2.

Offshore Balance of System Cost Model Inputs	
Substructure type	Spar
Anchor type	Drag embedment
Maximum water depth	415.0 m
Number of mooring lines	3
Electrical cable burial depth	2.0 m
Electrical cable cost optimizer	☒ Use
Installation vessel strategy	Primary vessel
Turbine installation method	Individual
Tower installation method	One piece
Grid interconnect voltage	220 kV
Distance to landfall	65.0 km
Distance from installation port to site	125 km
Distance from inshore assembly area to site	125 km
Distance from installation port to inshore assembly area	125 km
Distance over land to grid interconnect	3 mi
Number of installation seasons	1
Electrical install weather contingency	30.00 %
Turbine install weather contingency	30.00 %
Substructure install weather contingency	30.00 %
Total scrap value of decommissioned components	0.00 \$

Nota. Se muestran los valores utilizados en los costos del sistema offshore. Autores, usando SAM.

Tabla 25*Costos del sistema offshore para la zona 1.*

Costos de capital	Costo por kW (USD/kW)	Costos (USD)
Costo por turbina	\$3.285,00	\$197.100.000,00
Balance de costos del sistema	\$8.307,00	\$498.439.937,00
Costo total de instalación	\$11.603,35	\$696.200.700,33

Nota. Autores, usando SAM.**Tabla 26***Costos del sistema offshore para la zona 2.*

Costos de capital	Costo por kW (USD/kW)	Costos (USD)
Costo por turbina	\$3.285,00	\$197.100.000,00
Balance de costos del sistema	\$9.336,00	\$560.202.690,91
Costo total de instalación	\$12.621,71	\$757.302.690,91

Nota. Autores, usando SAM.

La principal diferencia en el cálculo de los costos offshore entre las dos zonas prospecto escogidas se relaciona con la logística portuaria, donde la distancia al puerto de transporte de los aerogeneradores juega un papel fundamental. En la zona 1, se selecciona el puerto de Santa Marta (a 29 km) como el puerto más cercano con capacidad de construcción y transporte de los aerogeneradores. En cambio, para la zona 2, el panorama es más complicado, ya que el puerto más cercano es el puerto de Brisa S.A (a 125 km), y sus características no son las ideales para el desarrollo de este tipo de proyectos.

Después de la estimación de los costos de instalación, se procede al cálculo de los costos de operación y mantenimiento (O&M). En SAM, se establece que para la zona 1 los costos son de 75 \$/kW-año, mientras que para la zona 2, debido a su mayor distancia del puerto, los costos

aumentan a 80 \$/kW-año. Estos 2 valores fueron estimados según los datos de la Tabla 24 en un escenario moderado. Adicional, se debe construir un modelo de financiamiento, en este proyecto se estableció un periodo de 30 años para el análisis de los parámetros financieros en la simulación de cada zona prospecto, debido a que en promedio este suele ser la vida útil o de mayor eficiencia de un parque eólico offshore sin tener que ser renovado considerablemente.

5.6.5 Resultados de la Simulación del Proyecto.

Los resultados obtenidos en SAM para cada una de las simulaciones se presentan en la Tabla 27, donde se comparan los valores del factor de capacidad para las dos zonas en estudio. El factor de capacidad es una medida que indica la relación entre la energía eléctrica producida por una instalación de generación de energía renovable y la energía que podría producir si funcionara a su capacidad nominal durante todo el tiempo. De acuerdo con la Asociación Empresarial Eólica (AEE) (2022), los proyectos eólicos offshore suelen tener un factor de capacidad superior a otras tecnologías renovables, como la eólica terrestre (24%) o la solar fotovoltaica (18%). Esto se debe a que los parques eólicos offshore se ubican en áreas con vientos más constantes y fuertes, lo que les permite a las turbinas aprovechar más el recurso eólico durante un periodo de tiempo más amplio.

La Tabla 27 muestra que el factor de capacidad para la Zona 1 es del 77% y para la Zona 2 es del 76%. Estos valores demuestran la viabilidad de ambos proyectos de energía eólica offshore, ya que superan el valor promedio del 30% mencionado por la AEE como un indicador para evaluar la rentabilidad de este tipo de proyectos.

En síntesis, los resultados de las simulaciones indican la viabilidad técnica de ambos proyectos de energía eólica offshore, ya que el factor de capacidad obtenido en ambas zonas estudiadas demuestra que se puede generar una cantidad significativa de energía eléctrica a partir

del viento. Estos hallazgos resaltan la importancia de realizar estudios previos de evaluación de recursos para determinar la viabilidad de proyectos de energía renovable en una ubicación específica.

Tabla 27

Resultados de la simulación en la zona 1 y en la zona 2.

Parámetros	Zona 1	Zona 2
Generación de energía anual (kWh)	404.661.792	399.229.984
Factor de capacidad (%)	77	76

Nota. La tabla muestra los resultados de la simulación en SAM para cada una de las zonas.

Para concluir la evaluación de la viabilidad técnica de proyectos de energía renovable, como los parques eólicos offshore, es esencial realizar un análisis de balance de energía, como se muestra en la Tabla 28. Este análisis permite comparar el consumo de energía en un proceso o sistema específico con la cantidad de energía que se puede generar a partir de fuentes renovables.

Para este estudio se requiere realizar un balance de energía que refleje tanto el consumo energético del gasoducto como la cantidad de energía que pueden generar las turbinas eólicas offshore, considerando las condiciones eólicas específicas de las zonas prospecto seleccionadas. En este análisis se deben tener en cuenta factores como el consumo estimado de energía para la operación y mantenimiento del gasoducto seleccionado, que se ha estimado en 60 MW, la capacidad de generación de energía de las turbinas eólicas offshore de 6 MW que se instalarán en cada una de las zonas prospecto y las condiciones de velocidad y dirección del viento en cada zona.

Una vez obtenidos estos resultados, si la cantidad de energía que se puede generar es mayor que la cantidad de energía que se consume, entonces se puede considerar que la implementación

del parque eólico offshore es viable y puede contribuir a reducir el consumo de energía proveniente de fuentes no renovables.

Tabla 28

Balance de energía de los parques eólicos.

Parámetros	Zona 1	Zona 2
Consumo de Energía (kWh)	525,600,000	525,600,000
Generación de energía (kWh)	404,661,792	399,229,984
Factor de capacidad (%)	77	76
Velocidad del viento (m/s)	13.5	13

Nota. La tabla muestra el balance de energía entre la cantidad de energía que se produce y la que se consume.

6 Evaluación Costo Beneficio

Para la evaluación costo beneficio se tuvo en cuenta los resultados de la simulación en el software SAM, el cual estableció una tasa de descuento para los inversionistas del 4,52% anual, el valor presente neto (VPN) y los flujos de caja proyectados a un tiempo de 30 años. Los principales criterios que se tomaron en cuenta para realizar el análisis son la tasa interna de retorno, la relación costo beneficio y el ya mencionado VPN.

6.1 Zona Prospecto 1: Atlántico – Magdalena

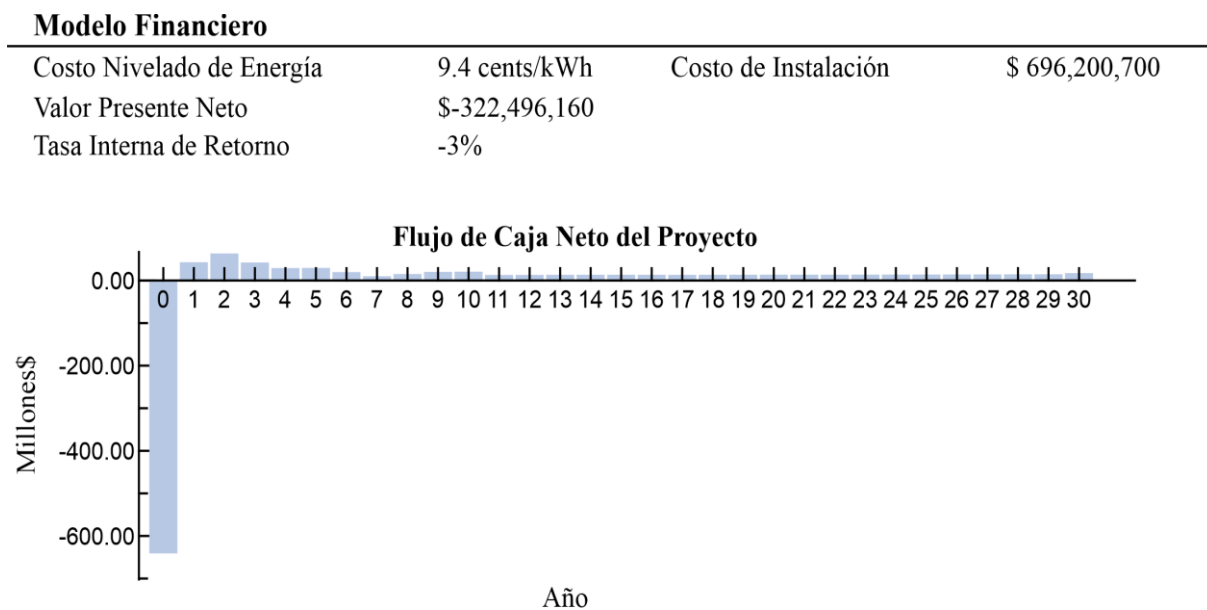
El VPN es una herramienta que permite evaluar los proyectos de inversión a largo plazo, a través de este es posible estimar si la inversión se maximizará o no, para este caso en particular el VPN es negativo, es decir, que la inversión se reducirá en este valor, sin embargo, se debe tener en cuenta todos los factores que influyen para el cálculo del mismo, y que hay algunos valores que

pueden modificarse de acuerdo con las circunstancias del mercado (inflación, relación oferta – demanda, entre otros) como el LCOE, el cual además de permitir comparar este método de generación de energía con otros, también representa un valor de equilibrio al cual la producción puede mantenerse sin generar pérdidas, anualmente esta zona produce alrededor de 404 millones de kWh, con base en los cuales el costo nivelado se establece en 9,4 centavos de dólar por cada kWh generado teniendo en cuenta el valor de la producción.

En la Figura 53 se presenta el flujo de caja proyectado obtenido de la simulación para la zona prospecto 1.

Figura 53

Flujo de caja neto zona 1.



Autores, usando SAM.

Por otra parte, la tasa interna de retorno que establece una relación entre valor actual de los gastos y el valor previsto actual de los ingresos es de -3%, esta debe compararse con la tasa de

descuento o costo de oportunidad que es del 4,52% para poder analizar la viabilidad del proyecto, teniendo en cuenta que la TIR es menor que la tasa de descuento. Se concluye que en principio el proyecto no es lo suficientemente rentable para una inversión.

6.1.1 *Periodo de Recuperación de la Inversión en la Zona 1*

A partir de los flujos de caja libre netos se realizó el cálculo del periodo de recuperación de la inversión, el cual se observa en la Tabla 29 no se logra recuperar la inversión.

Tabla 29

Recuperación de la inversión del proyecto en la zona 1.

Concepto	Inversión	Flujo	Monto pendiente por recuperar
Inversión inicial	\$ 696.200.700		
Flujo año 1	-	\$ 2.716.340	\$ 693.484.360
Flujo año 2	-	\$ 2.748.670	\$ 690.735.690
Flujo año 3	-	\$ 2.781.360	\$ 687.954.330
Flujo año 4	-	\$ 2.814.400	\$ 685.139.930
Flujo año 5	-	\$ 2.847.790	\$ 682.292.140
Flujo año 6	-	\$ 2.881.550	\$ 679.410.590
Flujo año 7	-	\$ 2.915.660	\$ 676.494.930
Flujo año 8	-	\$ 7.890.320	\$ 668.604.610
Flujo año 9	-	\$ 12.862.000	\$ 655.742.610
Flujo año 10	-	\$ 13.014.000	\$ 642.728.610
Flujo año 11	-	\$ 13.167.500	\$ 629.561.110
Flujo año 12	-	\$ 13.322.800	\$ 616.238.310
Flujo año 13	-	\$ 13.479.700	\$ 602.758.610
Flujo año 14	-	\$ 13.638.300	\$ 589.120.310
Flujo año 15	-	\$ 13.798.600	\$ 575.321.710
Flujo año 16	-	\$ 13.960.600	\$ 561.361.110
Flujo año 17	-	\$ 14.124.400	\$ 547.236.710
Flujo año 18	-	\$ 14.289.900	\$ 532.946.810
Flujo año 19	-	\$ 14.457.200	\$ 518.489.610
Flujo año 20	-	\$ 14.626.300	\$ 503.863.310
Flujo año 21	-	\$ 14.797.200	\$ 489.066.110
Flujo año 22	-	\$ 14.969.900	\$ 474.096.210

Concepto	Inversión	Flujo	Monto pendiente por recuperar
Flujo año 23	-	\$ 15.144.500	\$ 458.951.710
Flujo año 24	-	\$ 15.321.000	\$ 443.630.710
Flujo año 25	-	\$ 15.499.300	\$ 428.131.410
Flujo año 26	-	\$ 15.679.600	\$ 412.451.810
Flujo año 27	-	\$ 15.861.800	\$ 396.590.010
Flujo año 28	-	\$ 16.045.900	\$ 380.544.110
Flujo año 29	-	\$ 16.232.000	\$ 364.312.110
Flujo año 30	-	\$ 18.572.100	\$ 345.740.010

Autores, usando SAM.

6.2 Relación Beneficio Costo en la Zona 1

Luego de realizar el análisis beneficio costo se obtuvo que esta relación es 0.23, es decir que los egresos son superiores a los ingresos, con base en esto se puede establecer que el proyecto no es financieramente viable.

Tabla 30

Relación costo beneficio del proyecto en la zona 1.

VPI (valor presente de ingresos)	\$ 160.744.738
VPE (valor presente de egresos)	\$ 696.200.700
VPN (valor presente neto)	-\$ 322.496.160
Relación beneficio costo B/C = VPI/BPE	0,23

6.3 Zona Prospecto 2: La Guajira

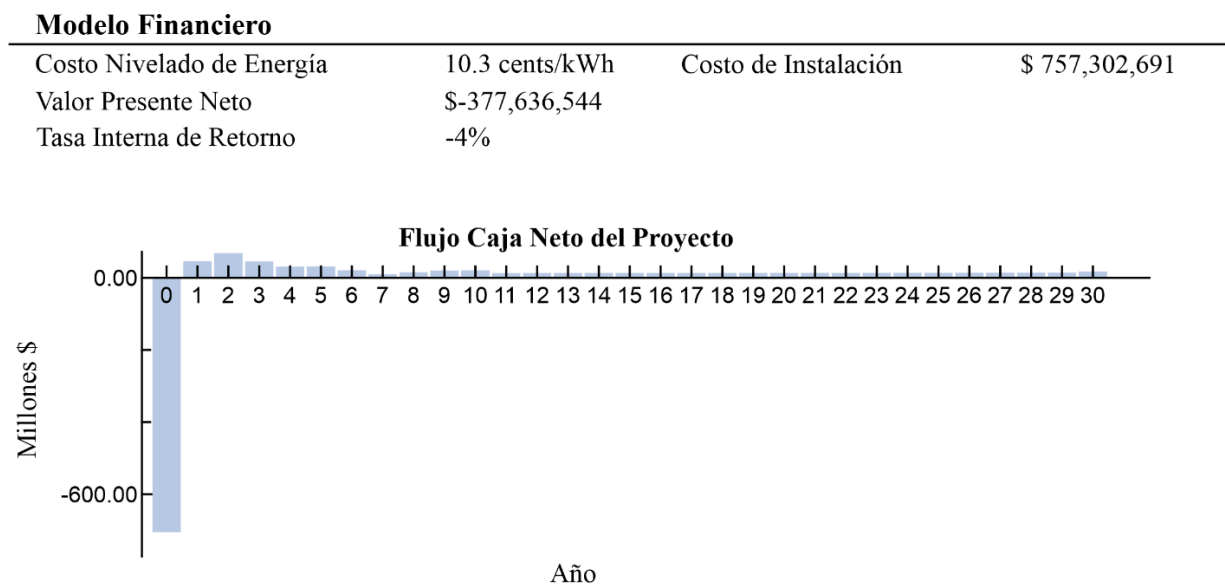
En el caso de la zona dos, se encontró que los costos O&M son más elevados en comparación con la zona uno, lo que disminuye relativamente la viabilidad técnica del proyecto en esta zona. La Tabla 26 muestra una comparación de los costos de instalación y O&M entre ambas zonas, donde se puede observar que en la zona dos se requieren mayores inversiones para

llevar a cabo el proyecto. Además, el valor del LCOE en esta zona también es mayor que en la zona uno, lo que indica que la energía generada sería más costosa. Esto se debe principalmente a que el valor de producción se incrementó, lo que aumenta el costo de la energía generada. Por otro lado, la tasa interna de retorno en la zona dos es menor a la tasa de descuento, lo que significa que la rentabilidad del proyecto es inferior a la mínima requerida en el plazo de 30 años. Esto indica que el proyecto no es financieramente viable a largo plazo.

En la Figura 54 se presenta el flujo de caja proyectado para la zona prospecto 2, lo que permite visualizar de manera más detallada los costos y beneficios del proyecto. En general, los resultados indican que la zona dos presenta mayores desafíos técnicos y financieros para llevar a cabo el proyecto de energía renovable en comparación con la zona uno.

Figura 54

Flujo de caja neto zona 2.



Autores, usando SAM.

6.3.1 Periodo de Recuperación de la Inversión en la Zona 2

A partir de los flujos de caja libre netos se realizó el cálculo del periodo de recuperación de la inversión, el cual se observa en la Tabla 31.

Tabla 31

Recuperación de la inversión del proyecto en la zona 2.

Concepto	Inversión	Flujo	Monto pendiente por recuperar
Inversión inicial	\$ 757.302.691		
Flujo año 1	-	\$ 2.597.020	\$ 754.705.671
Flujo año 2	-	\$ 2.628.500	\$ 752.077.171
Flujo año 3	-	\$ 2.660.330	\$ 749.416.841
Flujo año 4	-	\$ 2.692.510	\$ 746.724.331
Flujo año 5	-	\$ 2.725.040	\$ 743.999.291
Flujo año 6	-	\$ 2.757.920	\$ 741.241.371
Flujo año 7	-	\$ 2.791.150	\$ 738.450.221
Flujo año 8	-	\$ 7.554.350	\$ 730.895.871
Flujo año 9	-	\$ 12.315.700	\$ 718.580.171
Flujo año 10	-	\$ 12.463.700	\$ 706.116.471
Flujo año 11	-	\$ 12.613.400	\$ 693.503.071
Flujo año 12	-	\$ 12.764.600	\$ 680.738.471
Flujo año 13	-	\$ 12.917.600	\$ 667.820.871
Flujo año 14	-	\$ 13.072.100	\$ 654.748.771
Flujo año 15	-	\$ 13.228.300	\$ 641.520.471
Flujo año 16	-	\$ 13.386.300	\$ 628.134.171
Flujo año 17	-	\$ 13.545.900	\$ 614.588.271
Flujo año 18	-	\$ 13.707.300	\$ 600.880.971
Flujo año 19	-	\$ 13.870.300	\$ 587.010.671
Flujo año 20	-	\$ 14.035.200	\$ 572.975.471
Flujo año 21	-	\$ 14.201.800	\$ 558.773.671
Flujo año 22	-	\$ 14.370.300	\$ 544.403.371
Flujo año 23	-	\$ 14.540.500	\$ 529.862.871
Flujo año 24	-	\$ 14.712.600	\$ 515.150.271
Flujo año 25	-	\$ 14.886.600	\$ 500.263.671
Flujo año 26	-	\$ 15.062.400	\$ 485.201.271
Flujo año 27	-	\$ 15.240.100	\$ 469.961.171

Concepto	Inversión	Flujo	Monto pendiente por recuperar
Flujo año 28	-	\$ 15.419.700	\$ 454.541.471
Flujo año 29	-	\$ 15.601.300	\$ 438.940.171
Flujo año 30	-	\$ 18.572.100	\$ 420.368.071

Autores, usando SAM.

6.4 Relación Beneficio Costo en la Zona 2

La relación costo beneficio para esta zona de prospección es menor a uno (0,20) esto implica que el proyecto no es financieramente viable en primera instancia.

Tabla 32

Relación costo beneficio del proyecto en la zona 2.

VPI (valor presente de ingresos)	\$ 154.213.650
VPE (valor presente de egresos)	\$ 757.302.691
VPN (valor presente neto)	-\$ 377.636.544
Relación beneficio costo B/C = VPI/BPE	0,20

En términos financieros, los resultados obtenidos de la evaluación de los proyectos de energía eólica offshore en las dos zonas prospecto indican una situación poco alentadora. En ambos casos, los cálculos del VPN resultaron negativos, lo que indica que los costos del proyecto superan a los beneficios. Además, la tasa interna de retorno TIR es inferior a la tasa de descuento, lo que sugiere que la rentabilidad del proyecto es menor a lo que se espera y que podría no ser suficiente para compensar los costos de inversión.

Otro indicador importante, es la relación costo-beneficio, la que también arrojó valores inferiores a 1 en ambos casos, los que indica que no se generarán beneficios económicos suficientes para justificar su inversión, siendo un valor menor a 1 un indicativo de que el proyecto no sería rentable.

Cabe mencionar que, en Colombia, no existen antecedentes de proyectos eólicos offshore reales de libre acceso, lo que dificulta tener valores de referencia para comparar y concluir finalmente la viabilidad del proyecto. No obstante, estos resultados indican que, desde el punto de vista financiero, se deberían explorar otras opciones o alternativas para la generación de energía renovable en estas zonas prospecto.

Los ingresos obtenidos a través del software se vinculan directamente con la venta de energía eléctrica producida, teniendo en cuenta el LCOE, el cual varía para cada zona prospecto, ya que considera diferentes factores como la inversión inicial, los costos de producción y la cantidad de energía generada. Sin embargo, es importante destacar que ajustes a las tasas fiscales podrían mejorar el panorama para en cuanto a la inversión y aumentar la rentabilidad del proyecto.

Además, es crucial tener en cuenta que el propósito de los proyectos de energía renovable, como los parques eólicos offshore, va más allá de la rentabilidad comercial, ya que su objetivo principal es fomentar la independencia energética a través de alternativas sostenibles.

En última instancia, aunque no se haya alcanzado la máxima rentabilidad esperada, la zona uno, se muestra como la más prometedora para recuperar la inversión en el menor plazo posible. Esto se deriva del análisis financiero realizado, el cual indica que las características de esta zona son más favorables que las de la zona dos.

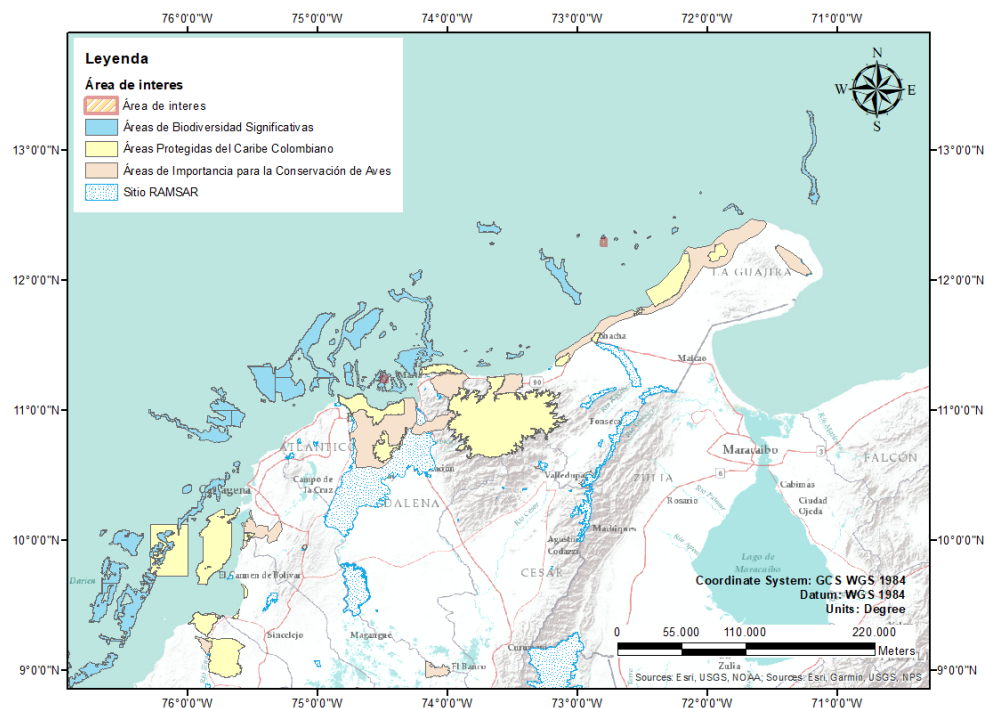
7 Impactos Ambientales Asociados

Durante la implementación de este proyecto además de las evaluaciones técnicas pertinentes es importante considerar el escenario medioambiental nacional y en particular de la región caribe, en la cual hay una cantidad considerable de áreas protegidas y zonas con

biodiversidad significativa, las cuales deben ser respetadas, en la medida que sea posible evitarse o diseñar estrategias que permitan el desarrollo de las actividades sin crear impactos negativos o llegar a afectar la vida presente en los ecosistemas.

Figura 55

Mapa de zonas de conservación de la biodiversidad.



Nota. Zonas que tener en consideración para un proyecto eólico offshore. Adaptado de UNEP-WCMC and IUCN, por *Protected Planet: The World Database on Protected Areas (WDPA)*, 2022.

A partir de un análisis de las zonas de interés, se establecieron seis escenarios importantes los cuales deben considerarse para evaluar el posible impacto ambiental del proyecto, estos se presentan en la Tabla 33.

Tabla 33

Escenarios de impacto ambiental, en la zona del caribe colombiano para el desarrollo de las actividades eólicas offshore.

Escenario	Criterio	Descripción
Áreas protegidas y Hábitats críticos.	Evitar / Mitigar el impacto.	Zonas reconocidas y designadas legalmente en diferentes instancias (a nivel regional, nacional e internacional). Así como hábitats destacados de la región (arrecifes de coral, manglares, entre otros).
Diversidad marina (especies y hábitats vulnerables).	Evitar / Mitigar el impacto.	Todas las especies marinas que se puedan ver afectadas de forma directa o indirecta en cualquier fase del desarrollo para el proyecto.
Zonas para la protección de aves residentes y migratorias, y murciélagos.	Evitar / Mitigar el impacto.	Áreas y ecosistemas para el desarrollo de actividades como alimentación y sitio de descanso durante marea alta de distintas especies de aves y murciélagos.
Condiciones climáticas y sismicidad.	Evaluar escenarios y diseñar estrategias.	Proyectar posibles condiciones climáticas extremas que de una u otra forma afecten el desarrollo del proyecto.
Paisaje (Impacto visual y dinámica paisajística)	Evitar / Mitigar el impacto.	Cambios drásticos que pueda ocasionar el desarrollo del proyecto en el paisaje (terrestre y marino).
Emisiones de GEI a la atmósfera	Reducir / Mitigar el impacto.	Evaluar las emisiones de GEI respecto de la energía producida y comparar con otras fuentes energéticas.

Nota: la tabla presenta los escenarios a tener en consideración al momento de plantear un proyecto eólico en la zona.

7.1 Áreas Protegidas y Hábitats Críticos

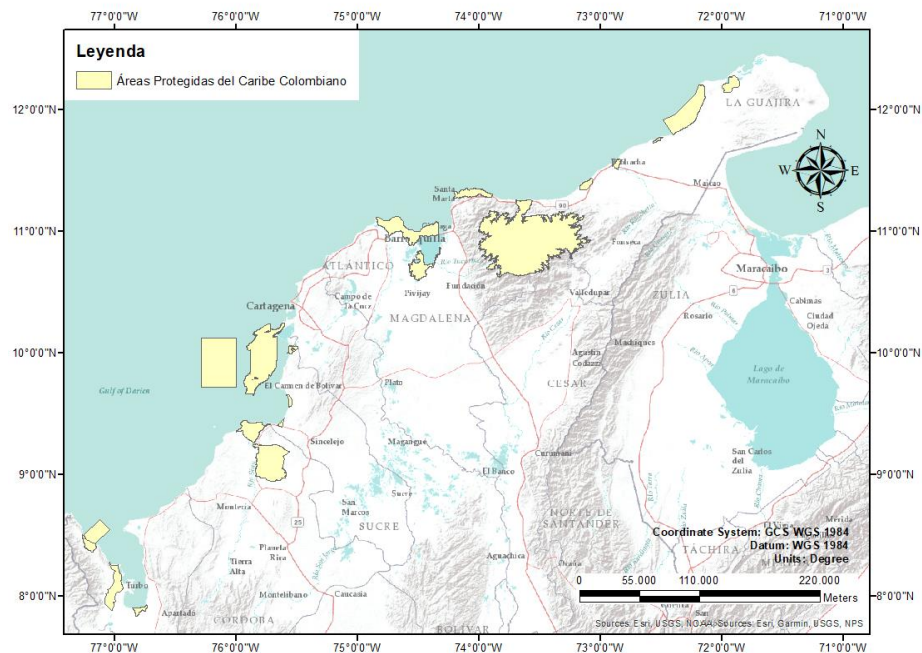
En el desarrollo del proyecto las áreas marinas y costeras que principalmente se pueden ver afectadas son:

- Sitios RAMSAR: Humedales, sistemas de delta estuarino, sistemas lacustres, algunos lagos y lagunas.

- Áreas de Biodiversidad Significativa (ABS).
- Áreas Importantes para la Conservación de Aves (AICAS): zonas de alimentación y sitios de descanso durante mareas altas para aves residentes y migratorias.
- Parques Naturales Nacionales (PNN): parques naturales y santuarios de flora y fauna.
- Reservas Naturales de la Sociedad Civil: zonas de conservación y agro sistemas en los que se desarrollan prácticas de producción sostenibles.
- Áreas Naturales: zonas que permiten el desarrollo de las distintas especies como playas de anidación, manglares y corales.

Figura 56

Mapa de zonas legalmente protegidas en el caribe colombiano.



Nota. El mapa presenta las zonas legalmente protegidas y que son de interés para el proyecto.

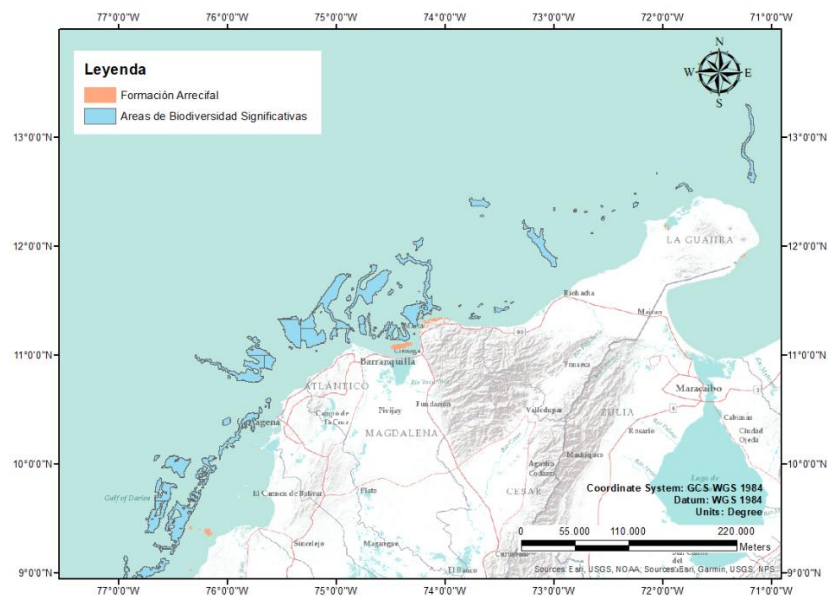
Adaptado de UNEP-WCMC and IUCN, por WDPA, 2022.

La Ley Nacional 165 de 1994, ratificada por Colombia, establece la obligación de cumplir con los objetivos de conservación nacional mediante la consolidación del Sistema Nacional de Áreas Protegidas, que se encarga de la gestión y conservación de la diversidad biológica del país.

En el Caribe colombiano, existen 12 zonas legalmente protegidas debido a su importancia para la biodiversidad. En la Figura 56 se muestran estas zonas, las cuales están sujetas a ciertas restricciones para garantizar su conservación. De estas 12 zonas, 4 se encuentran en ubicaciones con poco potencial para el desarrollo de proyectos eólicos. Por lo tanto, es importante considerar la ubicación de estas zonas protegidas al momento de tomar decisiones sobre el desarrollo del proyecto eólico offshore, para garantizar la protección de la biodiversidad.

Figura 57

Mapa de áreas de biodiversidad significativa en el caribe colombiano.



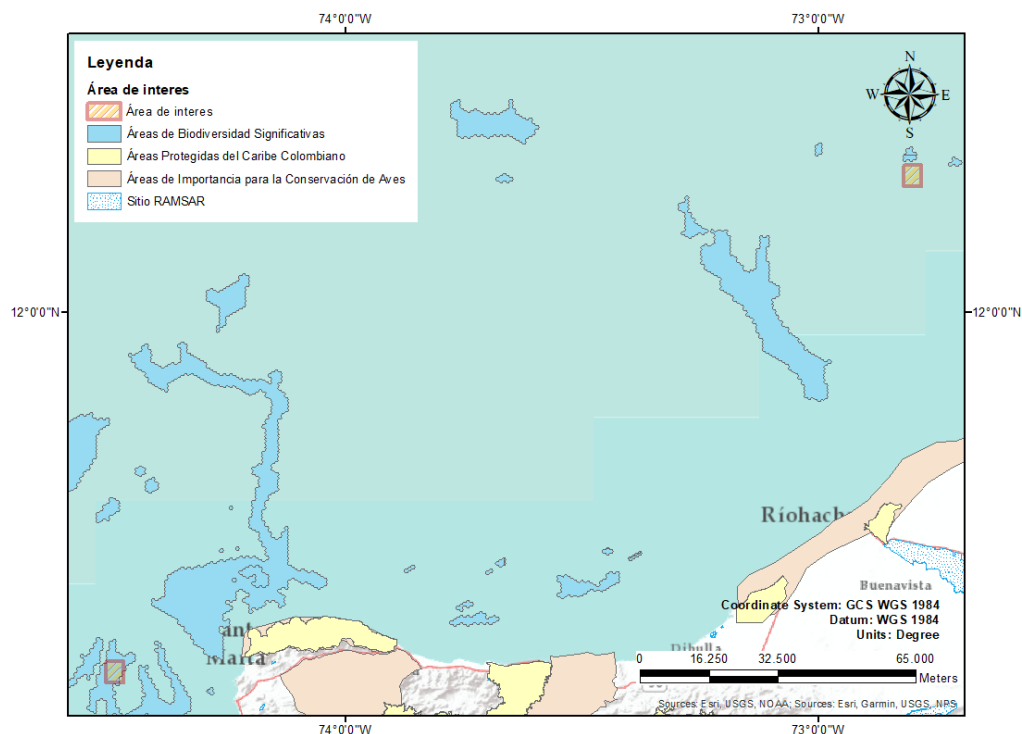
Nota. El mapa presenta las áreas de biodiversidad significativa que se deben tener en cuenta.

Adaptado de *Geo Thinking*, por ArcGis Online, 2022.

Teniendo en cuenta la figura 58 en el que se presentan las áreas para el desarrollo del proyecto y las protegidas, se puede establecer que la mejor área para el desarrollo del proyecto es la que se encuentra más al norte y más lejos de la costa (La Guajira), ya que su efecto no es directo sobre las zonas protegidas, sin embargo, se encuentra cerca, por lo tanto, se hace necesario conocer detalladamente las dinámicas de estos ecosistemas con el fin de diseñar un plan que permita minimizar al máximo el impacto sobre los mismos.

Figura 58

Mapa de la zona de influencia del proyecto en las áreas de biodiversidad significativa en el caribe colombiano.



Nota. El mapa ubica las zonas del proyecto eólico y su influencia en las áreas de biodiversidad significativa. Adaptado de *Geo Thinking*, por ArcGIS Online, 2022.

Las zonas legalmente protegidas y las áreas delimitadas con el objetivo de su preservación deben ser evitadas o en caso de ser necesaria su intervención tener un plan de mitigación de impactos ambientales que permita reducir al máximo los efectos negativos sobre la vida en dichos ecosistemas.

Es importante considerar que el país en su marco legal ambiental no tiene previsto regulaciones y consideraciones pertinentes para proyectos eólicos offshore, lo que dificulta el desarrollo de estudios ambientales y la creación e implementación de planes de protección y mitigación de estos impactos.

7.2 Diversidad Marina (Especies y Hábitats Vulnerables).

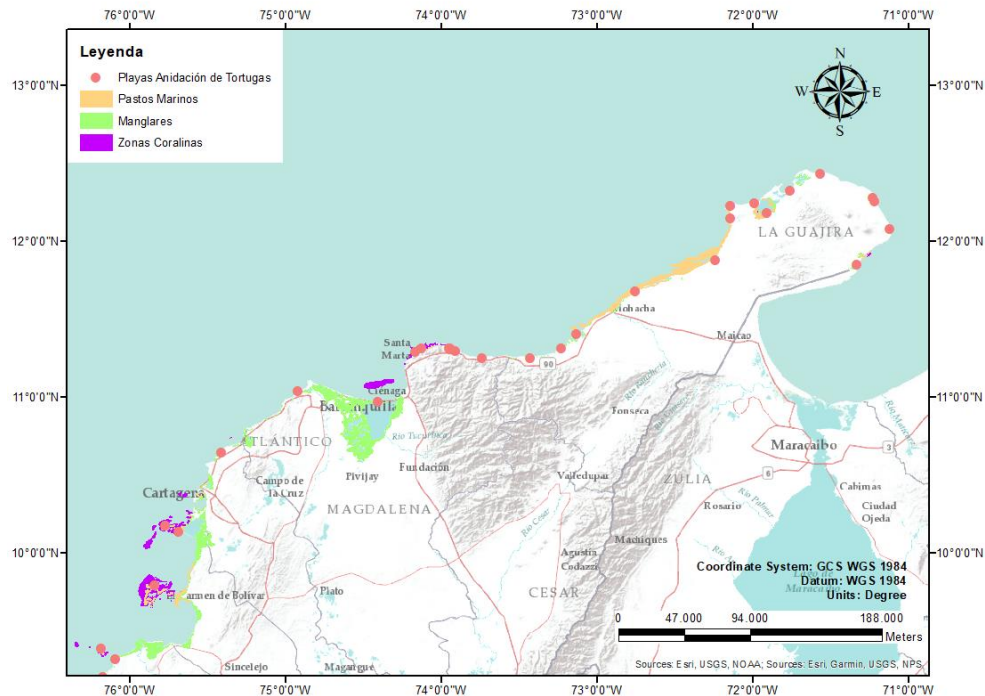
En el caribe colombiano convergen características importantes como el clima, la geología y la hidrografía, las cuales permiten que se concentren gran variedad de hábitats marinos tropicales, lo que además se ve reflejado en la biodiversidad de la zona.

Los impactos de un proyecto de energía eólica offshore son diferentes dependiendo de la fase en la que este se encuentre, aunque el impacto a los hábitats y las especies marinas vulnerables se da durante todas las etapas del proyecto. En la fase de construcción; la instalación de los aerogeneradores puede ocasionar la perturbación de la columna de agua y el aumento de la tasa de erosión localmente, lo que incrementa los sedimentos en suspensión provocando una disminución en la calidad de agua y un desequilibrio en las condiciones de vida de las especies; posteriormente el impacto de la actividad de la granja eólica tiene que ver con cambios en el ecosistema producto de las nuevas estructuras.

En el caribe colombiano las áreas de mayor sensibilidad para tener en cuenta se muestran en la Figura 59, donde se determina que son los corales, los pastos marinos, los manglares y las playas de anidación de tortugas.

Figura 59

Mapa de áreas de especies marinas sensibles en el caribe colombiano.



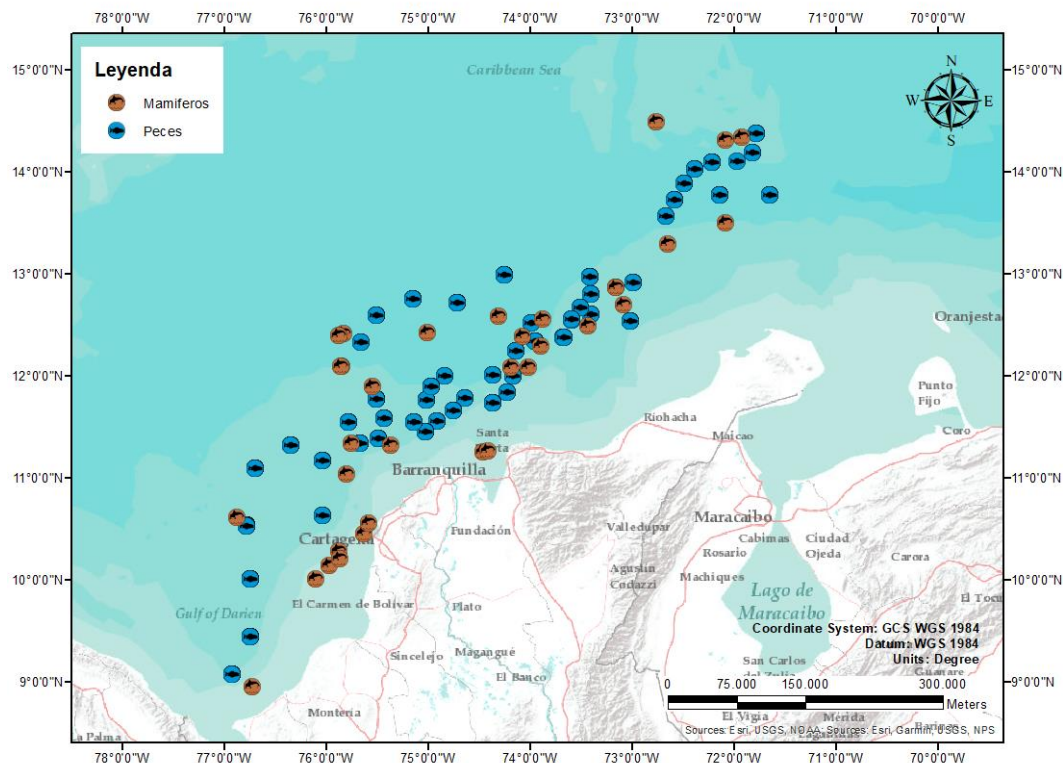
Nota. El mapa ubica el hábitat de las especies marinas que pueden ser afectadas por el desarrollo del proyecto en el Caribe colombiano. Adaptado del *Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andrés*, por INVEMAR, 2021.

En cuanto a las especies marinas, estas también se ven afectadas a lo largo de todas las fases del proyecto. El ruido y las vibraciones submarinas impactan mayormente a los mamíferos, sin embargo, todas las especies pueden verse afectadas de forma directa o indirecta, un ejemplo de esto son los campos electromagnéticos generados por los cables que conducen la electricidad, los cuales pueden influir y modificar algunos comportamientos, generando estrés e impidiendo el desarrollo normal de estas especies, lo que podría reflejarse en una disminución de las poblaciones

de estas. En la Figura 60 se muestra la ubicación de algunas especies marinas (peces y mamíferos) sensibles en el caribe colombiano.

Figura 60

Mapa de ubicación de peces y mamíferos en el caribe colombiano.



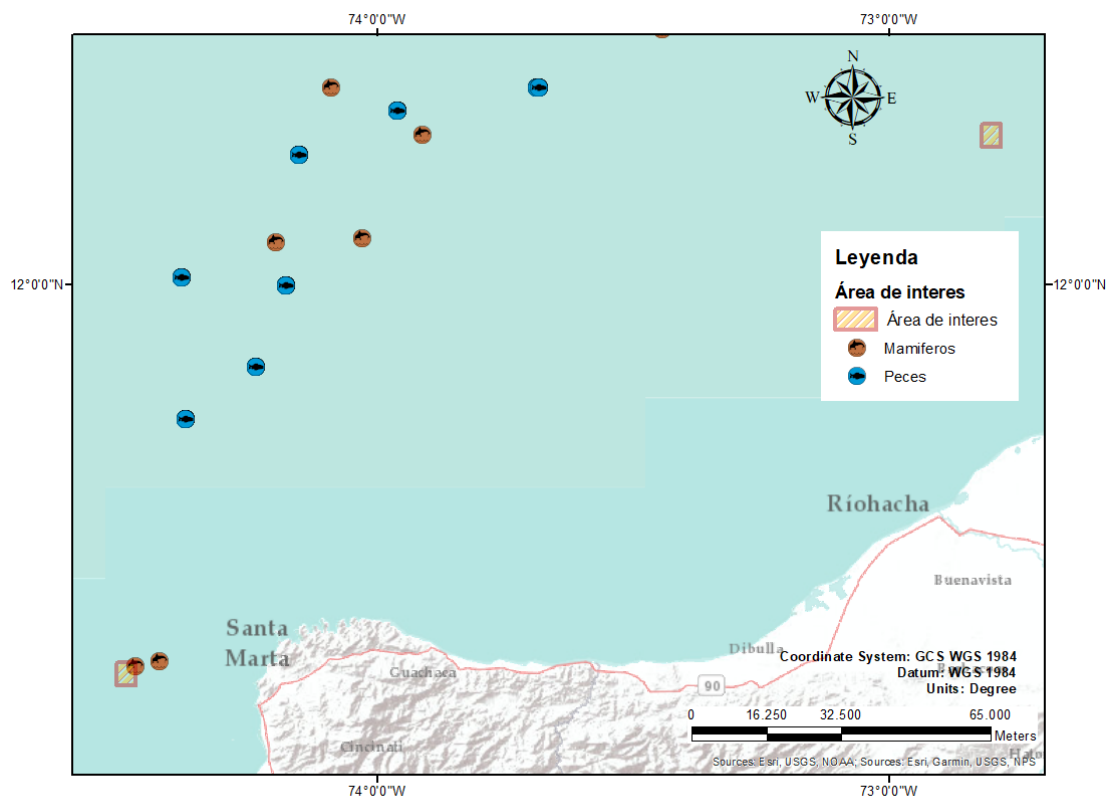
Nota. Adaptado del *Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras* José Benito Vives de Andrés, por INVEMAR, 2021.

A la hora de diseñar un proyecto de esta magnitud hay que considerar que modifica significativamente el ecosistema y produce cambios de alto impacto, por eso se hace necesario conocer a profundidad las dinámicas de dicho entorno y los servicios ecosistémicos del mismo,

esto con el fin de disminuir al máximo las perturbaciones y propender por la preservación y conservación del área y las especies que allí habitan.

Figura 61

Mapa de la zona de influencia del proyecto en la ubicación de peces y mamíferos en el caribe colombiano.



Nota. Adaptado de *Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andrés*, por INVEMAR, 2021.

El área de interés más cercana a la costa (Zona 1: atlántico – magdalena) se encuentra muy cerca de donde se ubican mamíferos, lo que representa una desventaja para el desarrollo del

proyecto, mientras que la zona 2: La Guajira, no se afecta directamente a ninguna de estas, lo que la convierte en la mejor opción para llevar a cabo el proyecto.

Dentro del marco del desarrollo de un proyecto de esta índole una alternativa puede ser convertir el espacio de influencia en una zona protegida evitando así el desarrollo de otras actividades que puedan resultar perjudiciales para la biodiversidad.

7.3 Zonas para la Protección de Aves Residentes y Migratorias, y Murciélagos.

En el mundo el país con mayor diversidad de aves es Colombia, esto debido a la variedad de ecosistemas y a la ubicación que hace que el territorio sea un lugar de paso para especies migratorias, las cuales resultan ser el 14,5% de las especies (WWF Colombia, 2022).

El caribe colombiano alberga los hábitats que sirven de refugio a diferentes especies residentes y migratorias, estas migraciones incrementan el porcentaje de aves acuáticas durante las épocas de invierno en el hemisferio norte, es decir, entre los meses de diciembre y enero.

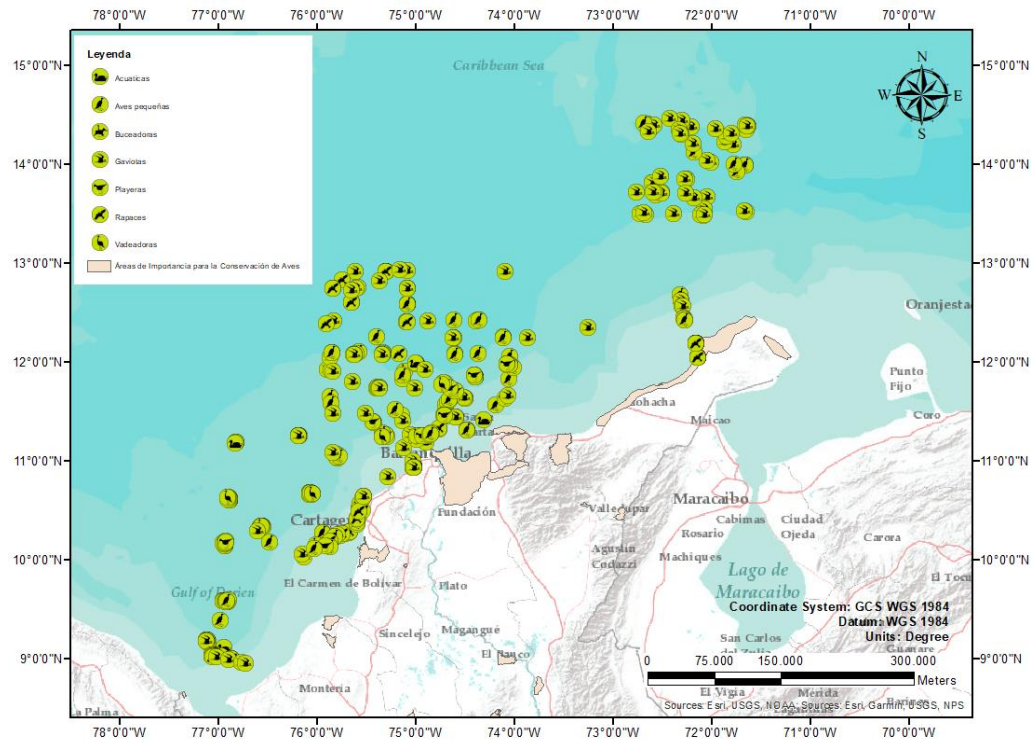
Conocer estos patrones de desplazamiento permite hacer un control del número de especies que llegarán y cuando lo harán, esto teniendo en cuenta que el principal impacto de los proyectos eólicos offshore es que pueden actuar como una barrera que interrumpe la trayectoria o incluso un obstáculo contra el cual pueden chocar debido a que pueden encontrarse en zonas en las que la visibilidad es reducida o incluso las luces de estas instalaciones pueden atraer a las aves.

Adicionalmente, igual que para las especies marinas estos proyectos pueden significar la pérdida de su hábitat natural. En cuanto a los murciélagos estos suelen verse más afectados en las áreas más cercanas a la costa.

Las áreas de importancia para la conservación de aves (AICA) y la distribución de algunas especies sensibles se muestran en la Figura 62.

Figura 62

Mapa de áreas de importancia para la conservación de aves en el caribe colombiano.

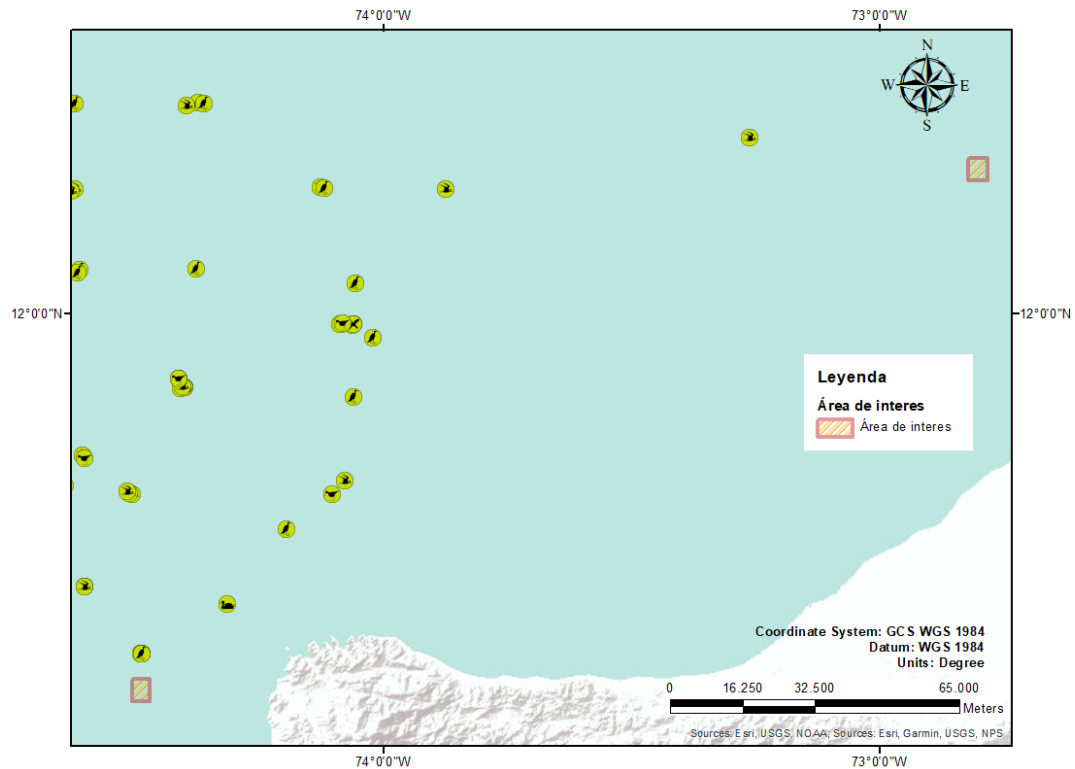


Nota. El mapa presenta las áreas de importancia para la conservación de aves que se encuentran dentro de las zonas del proyecto. Adaptado de *Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andrés*, por INVEMAR, 2021.

Una de las áreas de interés planteadas para el desarrollo del proyecto se encuentran cerca de las zonas de tránsito de aves pequeñas, lo que podría ocasionar un impacto significativo en estas especies, sin embargo, por otro lado la zona de La Guajira, al encontrarse lejos de la costa es un área en la que el impacto sobre este tipo de especies es mínimo, siendo nuevamente la mejor alternativa para el desarrollo del proyecto desde el punto de vista de conservación y preservación de la biodiversidad.

Figura 63

Mapa de la zona de influencia del proyecto en áreas de tránsito de especies migratorias y residentes.



Nota. Adaptado de *Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andrés*, por INVEMAR, 2021.

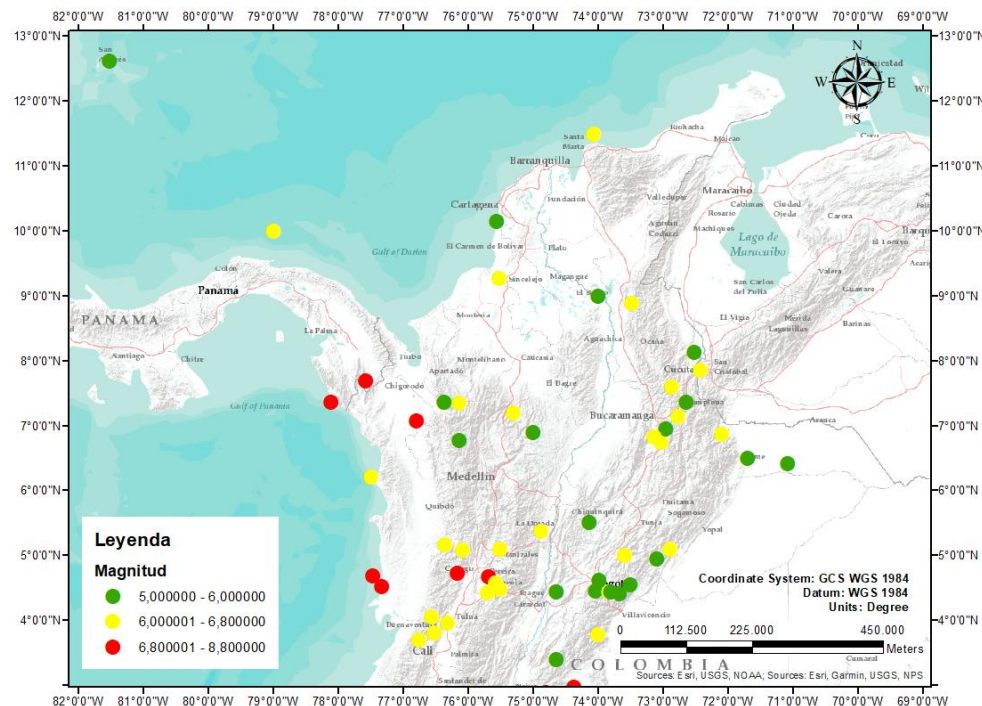
7.4 Condiciones climáticas y sismicidad.

Las condiciones del clima y la actividad sísmica también son un factor importante por considerar a la hora de desarrollar un proyecto eólico offshore. La revisión se enfoca principalmente en los eventos históricos en la región, pues estos permiten conocer las condiciones extremas que pueden alcanzarse en la zona.

En cuanto a la sismicidad, gracias a su ubicación en la placa caribe que pertenece a un margen pasivo, la actividad en la zona es reducida, sin embargo, es importante considerar su cercanía con otros límites de placa activos, como el de la placa de Nazca y la placa suramericana, estos tienen influencia importante y pueden provocar movimientos en gran parte del territorio colombiano. Según la revisión del histórico de sismos, en esta región se han registrado pocos sismos de magnitud superior a 5 en la escala de Richter, con base en lo anterior es posible concluir que esto no será un factor determinante para el desarrollo del proyecto.

Figura 64

Mapa del histórico de eventos sísmicos en Colombia.

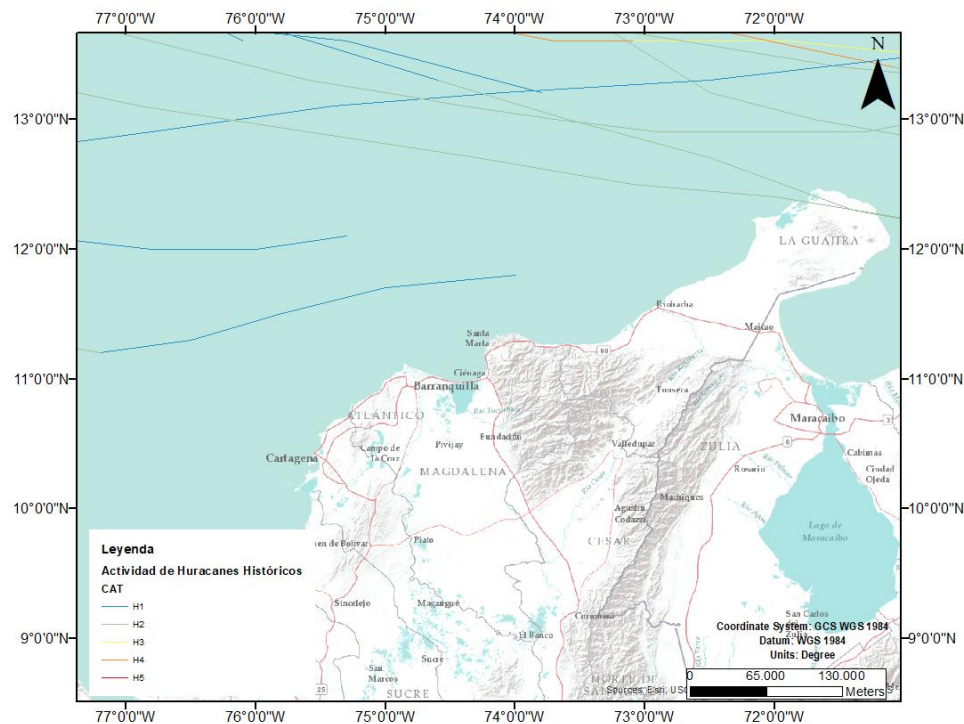


Nota. El mapa presenta los sismos históricos en la parte del centro y norte del país. Adaptado del Servicio Geológico Colombiano (SGC), 2022.

Históricamente el océano atlántico se ha visto afectado por distintas tormentas tropicales que han llegado a convertirse en Huracanes, impactando los países de Centro América e incluso al sur de América del Norte, en estados como Florida, pero para el caso de estudio, en el caribe colombiano no se ha sufrido un impacto considerable por parte de estos fenómenos naturales. Se han observado huracanes hasta la categoría dos en regiones muy al norte, cerca del departamento de la Guajira, esta sería una importante característica para revisar, sin ser una desventaja de la zona, pues no son recurrentes.

Figura 65

Mapa del histórico de huracanes en el caribe colombiano.



Nota. El mapa presenta la trayectoria de huracanes históricos en la región caribe del país. Adaptado de *Homeland Infrastructure Foundation-Level Data*, por ARCGIS online, 2022.

El clima y la sismicidad no presentan una influencia significativa en las dinámicas de la zona según los datos históricos, por lo tanto, las áreas de interés seleccionadas para el desarrollo del proyecto no son vulnerables en estos escenarios. Sin embargo, actualmente hay algunas variables como el cambio climático que pueden modificar en distintas medidas las condiciones del entorno, por lo tanto, si son factores que deben ser considerados a la hora de diseñar y construir las bases sobre las que se asentarán los aerogeneradores y demás estructuras, esto con el fin de prevenir daños prematuros.

7.5 Paisaje (Impacto Visual y Dinámica paisajística)

Un cambio en el paisaje marino o terrestre puede provocar un impacto que puede ser negativo o positivo y afecta no solo a los humanos sino además a distintas especies, los animales y plantas en diferente medida.

La dinámica paisajística rige la distribución de las especies, para las cuales un cambio en el paisaje puede generar un mayor o menor impacto, esto principalmente relacionado con la disponibilidad de recursos en su entorno y en hábitats cercanos, es decir, que una especie que encuentra recursos disponibles para su consumo cerca y sin mayor competencia, puede sobreponerse de forma sencilla, sin embargo, si los recursos necesarios para su supervivencia se encuentran restringidos al lugar en el que se da este cambio, es probable que la población se reduzca y se tenga que adaptar a las nuevas condiciones. El uso del suelo es otro factor importante, los cambios que puedan presentarse relacionados a esto, afecta directamente muchas especies, sobre todo de aves y sus patrones de distribución.

En cuanto al ser humano, la influencia tiene mayores implicaciones sociales y mentales, algunos de sus efectos mentales van desde simples dolores de cabeza hasta afectaciones en el sistema nervioso.

En el contexto colombiano, los cambios en el paisaje están regulados predominantemente en paisajes terrestres y relacionados con construcciones. Para el desarrollo de un proyecto de esta índole, se hace necesario delimitar las zonas protegidas y con base en esto evaluar la opinión de los diferentes actores implicados, para que de esta manera se puedan crear legislaciones que unifiquen las regulaciones y normas alrededor de este caso en particular, este material de restricción y sus directrices son una necesidad, debido a los avances en la implementación de energías alternativas.

7.6 Emisiones Atmosféricas de Dióxido de Carbono

Las emisiones de GEI producto del funcionamiento de una estación de compresión de gas pueden ser de origen directo o indirecto. En primer lugar, se tiene que la disposición final del gas residual constituye el origen directo y es a su vez la fuente principal. En cuanto a las emisiones de origen indirecto esto hace referencia al consumo de energía necesaria para llevar a cabo las actividades propias de la estación, por ejemplo, los equipos y el cuarto de control, este consumo es aquel que se ve reflejado en los recibos de energía eléctrica mensualmente.

Para llevar a cabo este análisis se hace necesario recurrir a los datos establecidos por los diferentes organismos estatales como el Ministerio de Minas y Energía, La Unidad de Planeación Minero – ambiental (UPME) y la Compañía Expertos en Mercados (XM), mediante los cuales las empresas en el territorio colombiano pueden calcular su huella de carbono.

Para el año 2021 XM establece un factor de emisión basado en datos estadísticos en 0,126378 tonCO₂eq/MWh, el cual se utiliza para calcular el total de emisiones por consumo indirecto de este proyecto.

Para efectos prácticos y poder desarrollar un cálculo realista de las emisiones de gases de efecto invernadero se tomó como ejemplo el compresor Solar Turbines *Mars 90* con una potencia

de 13.220 HP y un régimen térmico de 7655 Btu/hp-hr. En el desarrollo de los cálculos se asume que la estación se encuentra activa durante todos los días del año las 24 horas del día, no obstante, como ya se comentó antes, en las operaciones reales los tiempos de funcionamiento son menores porque depende de otros factores como la demanda.

Tabla 34

Factor de emisión de la Matriz energética colombiana para el año 2021.

AÑO	Emisiones GEI (tonCO₂eq)	Generación Real (MWh)	Factor Emisión (tonCO₂eq/MWh)
2021	9.404.220,4	74.412.969,8	0,126378

Nota: Se presenta el factor preliminar de emisión de la matriz energética de Colombia para 2021.

Adaptado de *Factor de emisión en la matriz energética 2021*, por XM, 2022.

La herramienta Calculadora FEFCO 2016 desarrollada por la UPME, es una herramienta importante para el cálculo de emisiones de GEI que se generan por el aprovechamiento energético de los combustibles principales de la canasta energética colombiana. Esta herramienta se utiliza para estimar las emisiones anuales de GEI en función del consumo total de energía.

Es importante tener en cuenta que el cálculo de las emisiones de GEI es fundamental para evaluar el impacto ambiental de las actividades humanas y poder tomar medidas que reduzcan dichas emisiones. De esta manera, el uso de estas herramientas permite a las empresas y organizaciones tener un mejor control y seguimiento de sus emisiones de GEI y contribuir a la mitigación del cambio climático.

En la Tabla 35, se presenta el consumo directo e indirecto del gasoducto, con el total de las emisiones anuales calculadas para cada caso particular. El consumo directo se refiere al consumo de energía que se realiza en el propio gasoducto, mientras que el consumo indirecto se refiere a la energía que se consume para producir los bienes y servicios que se utilizan en las instalaciones.

Tabla 35

Consumo promedio del equipo eléctrico y las emisiones totales de GEI de las estaciones de compresión de gas.

Consumo de los compresores (MW)	Consumo eléctrico (MW)	Total, Emisiones GEI (tonCO₂eq)
460.598	57.801	65.514

Nota. En la tabla se presentan los resultados obtenidos del cálculo de emisiones.

Por lo cual, para las estaciones de compresión (ver Tabla 16) que están ubicadas a lo largo del gasoducto, se tiene que emiten 65.514 tonCO₂eq por año.

De acuerdo con UK DECC Climate Change Economic Appraisal, el factor de emisión para proyectos de energía eólica es 0,02 tonCO₂eq/MWh, por lo cual para este proyecto se generaría por año aproximadamente los valores presentes en la Tabla 36.

Las dos zonas de interés producen una menor cantidad de emisiones de GEI en relación con su producción energética, dicha disminución es aproximadamente del 87,7% (57.421 tonCO₂eq), factor que podría incrementar teniendo en cuenta que las estaciones de compresión a lo largo de un gasoducto no se encuentran activas todo el tiempo.

Como se muestra en la Tabla 34 las emisiones de GEI del país anualmente son de aproximadamente 9.404.220,4 tonCO₂eq, al comparar esto con los resultados obtenidos en el

cálculo de emisiones en este proyecto que se muestran en la Tabla 36, es posible establecer que mediante este método de generación de energía se aportaría sólo el 0,086% de las emisiones anuales, lo que implica una disminución teniendo en cuenta que actualmente con los métodos convencionales se produce el 0,7% de las emisiones anuales.

Tabla 36

Generación de energía en las áreas de interés para el desarrollo del proyecto y sus respectivas emisiones GEI.

Zona	Generación de energía (MWh)	Emisiones de GEI (tonCO₂eq)
1	404.662	8.093
2	399.230	7.985

Nota. Se presenta la generación de energía en las áreas de interés de acuerdo con SAM y se calculan sus respectivas emisiones de GEI.

Para decidir qué ubicación es más favorable para el desarrollo del proyecto en cuanto a lo ambiental hace falta tener en cuenta muchos factores, sin embargo, entorno a la emisión de gases de efecto invernadero las dos locaciones ofrecen relaciones muy similares en cuanto a la eficiencia entre la generación y la emisión, por lo tanto, este no es un criterio decisivo para la selección del área idónea, por otro lado, este criterio si permite observar una ventaja muy importante de este método de generación de energía por encima de los métodos convencionales usados actualmente, como lo es el uso de gas natural.

8 Conclusiones

En Colombia, la costa Caribe esencialmente por su ubicación geográfica y clima, puede sentirse privilegiada al momento de poder aprovechar el potencial energético de la eólica que se encuentra disponible en esta región. Sin embargo, la implementación de esta tecnología offshore aún enfrenta dificultades tecnológicas y regulatorias en el país, debido a que apenas se están estableciendo. A pesar de esto, existen iniciativas de fondos privados, cómo es el caso del proyecto Vientos Alisios en manos de BlueFloat Energy, que es el proyecto más adelantado del país en cuanto a la eólica offshore.

Se realizó un estudio exhaustivo para determinar las zonas con mayor potencial de recurso eólico en la costa Caribe colombiana que benefician al proyecto y se utilizó el software System Advisor Model (SAM) para diseñar los dos parques eólicos offshore en cada zona. La herramienta permitió la evaluación de la viabilidad técnica y económica del proyecto, en donde se seleccionó la turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154 con 6 MW de capacidad, de acuerdo con su curva de potencia dado al recurso eólico disponible en las zonas prospectivas, por lo que se especifica para el parque un arreglo de 10 turbinas. A partir de los datos de producción energética y costos de instalación que arrojó la simulación, se proyecta cómo mejor escenario la implementación de un parque eólico en la zona 1 con un factor de capacidad del 77% y menores costos asociados a su cercanía con el puerto de Santa Marta que cuenta con la capacidad de albergar una instalación de este tipo.

Siguiendo el objetivo trazado de llevar a cabo un análisis del impacto ambiental de la implementación de energía eólica offshore para abastecer un gasoducto en Colombia se pudo establecer que debido al poco desarrollo de este tipo de tecnologías a nivel nacional, las políticas

ambientales no presentan una hoja de ruta clara y concisa a la que una compañía pueda ceñirse y de la misma manera, esto dificulta la tarea de las autoridades nacionales de velar por la preservación y conservación de los espacios protegidos por las normas ambientales. Las zonas prospecto planteadas tienen cercanía a diferentes áreas protegidas siendo la 1 (atlántico – magdalena) la que podría provocar un mayor impacto en la dinámica del ecosistema, no obstante, existen alternativas que pueden permitir convertir este espacio en una zona de conservación aun cuando el proyecto se encuentre en marcha. Adicionalmente es importante tener en cuenta que el desarrollo de políticas en torno a este tema debe realizarse poniendo en consideración los beneficios de este tipo de proyectos para la comunidad en general, y que además deben propender por el desarrollo sostenible y sustentable.

Luego de llevar a cabo la simulación en el software SAM se realizó el cálculo de diferentes indicadores financieros (VPN, TIR, Tasa de descuento y análisis Beneficio – costo) usados para evaluar proyectos a largo plazo como es el caso (30 años), los cuales permitieron conocer que mediante este no se logrará recuperar ni maximizar la inversión inicial lo que es poco atractivo para el sector privado. En cuanto a las zonas prospecto planteadas, es la zona 1 (Atlántico – Magdalena) es la que presenta mejores indicadores, por lo tanto, existe la posibilidad de que al realizar algunos ajustes financieros se convierta en un proyecto idóneo para invertir.

9 Recomendaciones

Se recomienda una nueva simulación en el software SAM, para los 2 parques eólicos offshore cuando se desarrollen y encuentren disponibles los datos avanzados del recurso eólico offshore en Colombia. Para poder evaluar los cambios en la generación de energía que se presentaría en cada uno de los parques, al tener los datos del viento, dirección y temperatura mes a mes, y no un promedio anual, con lo cual la precisión de los datos aumentaría considerablemente.

Para las estimaciones del gasto energético de un gasoducto colombiano, se necesita más datos sobre el consumo, tiempo de operación, tipo y cantidad de turbinas, configuración y otros elementos que consuman electricidad dentro de las estaciones de compresión en Colombia, pues son los principales consumidores de la necesidad energética en el sector del transporte de gas natural.

La implementación de métodos de generación de energía haciendo uso de fuentes renovables es una tecnología que en el país aún necesita desarrollo, este proyecto de investigación abre la posibilidad a seguir profundizando en el conocimiento acerca de la energía eólica y el importante potencial que se presenta en la región caribe colombiana. La viabilidad económica de estos proyectos es un tema central en la discusión, esto debido a que los costos de producción resultan mucho mayores en los métodos convencionales, por lo tanto, hace falta llevar a cabo un modelamiento financiero más riguroso, que permita conocer con certeza cuánto más será el incremento que puede acarrear al precio comercial de la energía, con el fin de establecer si existe algún escenario en el que sea viable.

En aras de continuar avanzando en el conocimiento entorno a este tipo de temas, es necesario, que el país establezca políticas que se adecuen a la magnitud de este tipo de proyectos,

en diferentes aspectos como las tasas y beneficios fiscales, además de las restricciones ambientales, entendiendo que desde todas las áreas se debe propender por el desarrollo sostenible y sustentable del país.

Referencias Bibliográficas

- Arango, M. (2015). *Historia del petróleo y el gas en Colombia* (1ra ed.). Colombia.
- Arce Polanco, Laura & Bayne, Stephen. (2020). Analysis of Offshore Wind Energy in Colombia: Current Status and Future Opportunities. *International Journal of Engineering and Technical Research*. 09. 610. 10.17577/IJERTV9IS110277.
- Ariza, J. (2016). *Guía para la selección, instalación y mantenimiento de compresores reciprocantes de gas*. Tesis de maestría, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2016/163511.pdf>
- Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2022). *Eólica marina en España*. Preguntas Frecuentes, España. Obtenido de <https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2022/03/2202-FAQ-EOLICA-MARINA-2022-v5.pdf>
- Beiter, Philipp, Spitsen, P., Musial, W., & Lantz, E. (2019). *The Vineyard Wind Power Purchase Agreement: Insights for Estimating Costs of U.S. Offshore Wind Projects*. Reporte Técnico, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO. doi:<https://doi.org/10.2172/1495385>
- BlueFloat Energy. (2022). *Vientos Alisios el proyecto eólico marino más importante en Colombia*. Obtenido de <https://www.bluefloat.com/vientos-alisios-the-most-advanced-offshore-wind-project-in-colombia/>
- BP p.l.c. (2022). *bp Statistical Review of World Energy 2022*. Informe, London. Obtenido de <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

- Browning, J., Aitken, G., Plante, L., & Nace, T. (2021). *Pipeline Bubble*. Reporte, Global Energy Monitor (GEM). Obtenido de <https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2021/02/Pipeline-Bubble-2021.pdf>
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). *Wind energy handbook* (1 ed.). John Wiley & Sons. Obtenido de https://library.uniteddiversity.coop/Energy/Wind/Wind_Energy_Handbook.pdf
- Chaczykowski, M., Osiadacz, A., & Uilhoorn, F. (2011). Exergy-based analysis of gas transmission system with application to Yamal-Europe pipeline. *Applied Energy*, 88, 2219-2230. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.12.045>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2021). *Historia en Colombia*. Obtenido de <https://www.creg.gov.co/sectores-que-regulamos/gas-natural/historia-en-colombia-0/historia-en-colombia>
- Congreso de la República de Colombia. (1994). Ley 165 del 9 de noviembre de 1994 “Por medio de la cual se aprueba el "Convenio sobre la Diversidad Biológica", hecho en Río de Janeiro el 5 de junio de 1992.”. Bogotá: El Congreso.
- Daneels, J. (2013). *The development of an optimization procedure for the drivetrain of large-scale offshore wind turbines*. Tesis de maestría, Delft University of Technology, Holanda. Obtenido de <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:1437f2fc-b07b-4a5d-8656-22a64a23fb69>
- DTU Wind Energy. (s.f.). *The Global Wind Atlas*. Obtenido de <https://globalwindatlas.info/es>
- Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). (2020). *Offshore Wind Technical Potential in Colombia*. World Bank Group, Washington. Obtenido de

<https://documents1.worldbank.org/curated/en/719501586846928298/pdf/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Colombia-Map.pdf>

Energy Supply and Investment Outlook (ESIO). (2021). *World Energy Investment 2021*. Reporte, International Energy Agency (IEA). Obtenido de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5e6b3821-bb8f-4df4-a88b-e891cd8251e3/WorldEnergyInvestment2021.pdf>

García, U., Ibarguengoytia, P., Reyes, A., & Borunda, M. (2016). Modelo de comportamiento de una turbina eólica. *Computing Science*, 113, 119-129. Obtenido de https://www.rcs.cic.ipn.mx/2016_113/Modelo%20de%20comportamiento%20de%20una%20turbina%20eolica.pdf

Global energy monitor (GEM). (2022). *Global gas infrastructure tracker*. Base de datos. Obtenido de <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/>

Gómez Chaves, E. (2019). *Herramientas de software para energía eólica*. Reporte Técnico, Instituto Tecnológico de Costa Rica, Laboratorio de Investigación en Energía Eólica, Costa Rica. Obtenido de https://www.tec.ac.cr/sites/default/files/media/doc/herramientas_de_software_para_energia_eolica.pdf

Homeland Infrastructure Foundation-Level Data. (2022). Mapa histórico de huracanes en el mar caribe y océano atlántico. Recuperado de: hifld-geoplatform.opendata.arcgis.com.

Instituto de Hidráulica Ambiental. (2017). Energía Eólica Offshore. *IH Cantabria*, 3(19), 1-10. Obtenido de <http://www.ihcantabria.com/es/fundacionih/item/319-energia-eolica-offshore>

Instituto de Hidrología y Estudios Ambientales - IDEAM. (2022). *Atlas de Viento de Colombia*. Obtenido de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>.

- INVEMAR. (2022). Atlas de las Áreas Coralinas de Colombia. Recuperado de: <https://areas-coralinas-de-colombia-invemar.hub.arcgis.com>
- Jaramillo, O., & Borjas, M. (2010). Energía del viento. *Revista de la Academia Mexicana de Ciencias*, 61(2), 18-29. Obtenido de https://www.revistaciencia.amc.edu.mx/images/revista/61_2/PDF/EnergiaViento.pdf
- Liu, E., Li, C., & Yang, Y. (2014). Optimal energy consumption analysis of natural gas pipeline. *The Scientific World Journal*, 1-8. doi:<http://dx.doi.org/10.1155/2014/506138>
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: theory, design and application* (2 ed.). John Wiley & Sons. Obtenido de http://ee.tlu.edu.vn/Portals/0/2018/NLG/Sach_Tieng_Anh.pdf
- Mohamadi, M., Tabkhi, F., & Sargolzaei, J. (2014). Exergetic Approach to Investigate the Arrangement of Compressors of a Pipeline Boosting Station. *Energy Technology*, 2(8), 732-741. Obtenido de <https://doi.org/10.1002/ente.201400001>
- Moné, C., Smith, A., Maples, B., & Hand, M. (2015). *2013 Cost of Wind Energy Review*. Reporte Técnico, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO. doi:<https://doi.org/10.2172/1172936>
- National Renewable Energy Laboratory [NREL]. (2014). *Reference Manual for the System Advisor Model's Wind Power Performance Model*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60570.pdf>
- Otálora, J., & Tinoco, J. (2016). *Rediseño del gasoducto entre Popayán y Pasto con el uso de las herramientas Arcgis y Pipesim*. Tesis de grado, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.11839/629>

- Poggi, H., Martínez, A., Pineda, J., & Caffarel, S. (2009). *Tecnologías Solar-Eólica-Hidrógeno-Pilas de Combustible como fuentes de energía* (1 ed., Vol. 2). Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec. Obtenido de <http://www.relaq.mx/RLQ/tutoriales/e-bookCyT2.pdf>
- Prado, I. (2018). *Estudio de implantación de un parque eólico offshore flotante en la costa de Cantabria*. Tesis de grado, Universidad de Cantabria, Cantabria, España. Obtenido de <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/13336/IPG.pdf?sequence=1>
- Promigas. (2021). *Informe del sector gas natural colombia 2021*. Informe. Obtenido de <https://www.promigas.com/InformeSectorGas2021/Paginas/Cifras-del-sector.aspx>
- Promigas. (2021). *Nuestra historia*. Obtenido de <http://52.247.87.160:52345/Paginas/Especiales/NuestraEmpresa.aspx>
- Promigas. (2022). *Informe del Sector Gas Natural Colombia 2022*. Informe. Obtenido de <https://www.promigas.com/InformeSectorGas2022/Documents/Promigas%20ISGN%20COL%202022.pdf>
- Rodrigues, S., Teixeira Pinto, R., Soleimanzadeh, M., Bosman, P., & Bauer, P. (2015). Wake losses optimization of offshore wind farms with moveable floating. *Energy Conversion and Management*, 89, 933-941. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.005>
- Rueda Alquichire, R. (2022). *Prácticas de manejo y operación integralmente eficientes de una estación compresora de gas – Aplicación caso estación compresora de un gasoducto colombiano*. Tesis de maestría, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Obtenido de <https://noesis.uis.edu.co/items/4c38a8c0-1925-4aba-8ac8-bd58c76a449c>

- Rueda Bayona, J. G., Guzmán, A., Cabello Eras, J. J., Silva Casarín, R., Bastidas Arteaga, E., & Horrillo Caraballo, J. (2019). Renewables energies in Colombia and the opportunity for the offshore wind technology. *Journal of Cleaner Production*, 220, 529-543. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.174>
- Schütt, M. (2017). *Upscaling, concept design and comparison of concepts of future three-bladed 20 MW offshore wind turbines*. Tesis de maestría, Hamburg University of Applied Science, Hamburgo, Alemania. Obtenido de https://reposit.haw-hamburg.de/bitstream/20.500.12738/8276/1/Master_Thesis_Marcel_Schuett.pdf
- Servicio Geológico Colombiano. (2022). Mapa histórico de sismos en Colombia. Recuperado de: www2.sgc.gov.co/Paginas/servicio-geologico-colombiano.aspx
- Siemens Gamesa Renewable Energy. (2022). *SWT-6.0-154 offshore wind turbine*. Obtenido de www.siemensgamesa.com
- Tallant, J. (2016). Gas Gathering, Measurement, and Processing. *eXigent Information Solutions, LLC*, 7(1), 1-27. Obtenido de <https://www.exigent-info.com/wp-content/uploads/2016/07/Gas-Gathering-Measurement-and-Processing.pdf>
- The National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2022). *Annual Technology Baseline (ATB)*. EE. UU. Obtenido de <https://atb.nrel.gov/>
- The Renewables Consulting Group & ERM. (2022). *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia*. World Bank Group. Colombia: Ministerio de Minas y Energía. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-eolica-offshore/src/document/Espa%C3%B1ol%20Hoja%20de%20ruta%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20costa%20afuera%20en%20Colombia%20VE.pdf>

U.S. Energy Information Administration. (2022). *Natural gas explained*. Obtenido de <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/delivery-and-storage.php>

UNEP-WCMC and IUCN. (2022), Protected Planet: The World Database on Protected Areas (WDPA). Recuperado de: www.protectedplanet.net/country/COL.

Unidad de Planeación Energética (UPME). (2020). *Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural*. Estudio, Ministerio de Minas y Energía, Subdirección de Hidrocarburos, Colombia. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf

Unidad de Planeación Minero-Energética & XM. (2021). Factor de Emisiones de la Red de Energía Eléctrica en Colombia. Recuperado de: www1.upme.gov.co/siame/Documents/Calculo-FE-del-SIN/Documento_calculo_Cartilla_Factor_de_emision_2021.pdf

Unidad de Planeación Minero-Energética. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Recuperado de: www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf

Vallecillo, Sara. (2010). Los cambios en el paisaje y su efecto sobre la distribución de las especies: modelización y aplicación a la conservación de las aves de hábitats abiertos en paisajes mediterráneos. <http://www.tesisenxarxa.net>.

Valles, M. (2012). *Actividades preventivas en un gasoducto*. Tesis de maestría, Universidad de Valladolid, España. Obtenido de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/8579/TFM-I-125.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- Williams, R., Zhao, F., & Lee, J. (2022). *GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2022*. Reporte anual, Global Wind Energy Council (GWEC), Brussels, Belgium. Obtenido de https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/06/GWEC-Offshore-2022_update.pdf
- Wind Europe. (02 de 2021). *Offshore Wind in Europe Key trends and statistics 2020*. Recuperado el 06 de 2022, de windeurope.org: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/offshore-wind-in-europe-key-trends-and-statistics-2020/>
- World Wildlife Fund. (2022). ¿Por qué Colombia es el país de las aves? Recuperado de: www.wwf.org.co/?376931/Por-que-Colombia-es-el-pais-de-las-aves#:~:text=1.,región%2C%20como%20Perú%20y%20Brasil
- World Wildlife Fund. (2022). Aves migratorias, alas para grandes vuelos. Recuperado de: www.wwf.org.co/?363330/Aves-migratorias-alas-para-grandes-vuelos
- Zamotorin, R., Kurz, R., Zhang, D., Lubomirsky, M., & Brun, K. (2018). Control optimization for multiple gas turbine driven compressors. *Turbo Expo: Power for Land, Sea, and Air*. Oslo, Norway: American Society of Mechanical Engineers. doi:<http://dx.doi.org/10.1115/GT2018-75002>

Apéndices

Apéndice A. *Simulación en el software SAM.*



Simulación Eólica
Offshore.sam

Apéndice B. *Mapas elaborados en ArcGIS.*



Mapas
Ambientales.mxd

Apéndice C. *Figuras modificadas en CorelDraw.*



Figuras
Modificadas.cdr