

Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia

Reporte para consulta



WORLD BANK GROUP



**El futuro
es de todos**

Minenergía

BORRADOR

TABLA DE CONTENIDO

A	AGRADECIMIENTOS	9
B	LISTA DE IMÁGENES	10
C	ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	16
1	INTRODUCCIÓN	20
2	DOS ESCENARIOS PARA LA ENERGÍA EÓLICA COSTA AFUERA EN COLOMBIA	21
2.1	Contexto	21
2.1.1	El trilema energético	21
2.1.2	El rol del viento costa afuera	22
2.1.3	Escenarios de despliegue	23
2.2	Dos posibles escenarios de despliegue para Colombia	23
2.3	Metodología - Volúmenes de capacidad	25
2.3.1.1	Definición del área de exploración	26
2.4	Escenario de Bajo crecimiento	27
2.5	Escenario de alto crecimiento	28
2.6	Implicaciones potenciales de los Escenarios	31
2.6.1	Industria y cadena de suministro local	31
2.6.2	Sociedad y Entorno Local	32
3	RECOMENDACIONES	35
3.1	Introducción	35
3.2	Recomendaciones	36
3.2.1	Objetivos de volumen y visión	36
3.2.2	Concesiones, consentimientos y permisos	36

3.2.3	Conexión a la red y planificación de la transmisión	38
3.2.4	Infraestructura Portuaria	38
3.2.5	Desarrollo de la cadena de suministro	39
3.2.6	Financiación	39
3.2.7	Ingresos	40
3.2.8	Salud, Seguridad y Educación	40
3.3	Consideraciones de implementación técnica	41
<hr/>		
	INFORMACIÓN DE SOPORTE	44
<hr/>		
4	EVALUACIÓN DE ZONAS EÓLICAS COSTA AFUERA	45
4.1	Propósito	45
4.2	Metodología	45
4.3	Potencial Técnico	45
4.3.1	Limitaciones técnicas, ambientales y sociales	46
4.4	Resultados	47
4.4.1	Velocidad el Viento	47
4.4.2	Batimetría y Geología Costa Afuera	49
4.4.3	Factores técnicos combinados	50
4.4.4	Potencial técnico combinado	51
4.4.5	Análisis de Restricciones	52
4.4.5.1	Restricciones Ambientales	53
4.4.5.2	Restricciones y consideraciones sociales	54
4.4.6	Identificación del sitio: Áreas de exploración inicial	57
4.4.6.1	Regiones de Interés	57
4.4.6.2	Zonas de interés de exploración	58
4.4.6.3	Impacto Visual	63
4.4.7	Potencial de despliegue de la energía eólica costa afuera	64
<hr/>		
5	INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN	65
5.1	Propósito	65
5.2	Metodología	65
5.3	Resultados	65
5.3.1	Resumen del mercado de energía	65
5.3.1.1	Generadores	67
5.3.2	Sistema de transmisión existente	68
5.3.3	Actualizaciones y extensiones planificadas	70
5.3.4	Implicaciones para la energía eólica costa afuera	72

6 CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y SOCIALES 73

6.1	Propósito	73
6.2	Metodología	73
6.3	Resultados	75
6.3.1	Restricciones Ambientales	78
6.3.1.1	Hábitats críticos y prioritarios y áreas legalmente protegidas	78
6.3.1.2	Especies y hábitats marinos sensibles (valores prioritarios de diversidad)	86
6.3.1.3	Aves migratorias y murciélagos	89
6.3.2	Clima Extremo	91
6.3.3	Contexto poblacional y condiciones socioeconómicas	92
6.3.3.1	Barcos y rutas de navegación	93
6.3.3.2	Pesca artesanal	95
6.3.3.3	Pesca Industrial	97
6.3.3.4	Acuicultura	98
6.3.3.5	Paisaje y paisaje marino	99
6.3.3.6	Patrimonio histórico y cultural	99
6.3.3.7	Actividades Turísticas	102
6.3.3.8	Infraestructura de Comunicaciones	103
6.3.3.9	Infraestructura de petróleo y gas	104
6.3.3.10	Áreas de ejercicio militar	105
6.3.3.11	Aviación	106

7 ANÁLISIS DE LA CADENA DE SUMINISTRO 107

7.1	Propósito	107
7.2	Metodología	107
7.2.1	Descripción de los componentes principales	108
7.2.1.1	Servicios De Desarrollo De Proyectos	108
7.2.1.2	Generador De Turbina Eólica	108
7.2.1.3	Palas de aerogeneradores	109
7.2.1.4	Góndola, buje y montaje	109
7.2.1.5	Torres	109
7.2.2	Balance de planta	110
7.2.2.1	Cimientos	110
7.2.2.2	Monopilotes	111
7.2.2.3	Cubiertas	111
7.2.2.4	Basado en Gravedad	111
7.2.2.5	Cimientos Flotantes	112
7.2.2.6	Pieza de transición	112

7.2.2.7	Cables submarinos	112
7.2.2.8	Cables de interconexión	113
7.2.2.9	Cables de Exportación	113
7.2.2.10	Subestaciones Costa Afuera	113
7.2.2.11	Subestaciones Terrestres	113
7.2.3	Buques de transporte, instalación y operación	113
7.2.4	Operaciones y Mantenimiento	115
7.2.5	Criterios de evaluación	116
7.2.6	Puntuación de preparación: criterios de ponderación	118
7.3	Resultados	119
7.3.1	Discusión de Resultados	120
7.3.2	Evaluación Adicional De La Cadena De Suministro	122
7.3.2.1	Cadena De Suministro De Componentes De Aerogeneradores	122
<hr/>		
8	INFRAESTRUCTURA PORTUARIA	129
8.1	Propósito	129
8.2	Metodología	129
8.2.1	Descripción general de los puertos existentes	130
8.2.2	Criterios de evaluación del puerto	131
8.2.3	Requisitos del puerto de fabricación	131
8.2.4	Requisitos del puerto de construcción	132
8.3	Resultados	133
8.3.1	Resumen de puertos de fabricación y construcción	134
8.3.2	Resultados de la Evaluación de preparación del puerto	139
8.3.3	Discusión de resultados	140
8.3.4	Mapa de puertos potencialmente viables	143
8.3.5	Astilleros	145
<hr/>		
9	SALUD Y SEGURIDAD	149
9.1	Propósito	149
9.2	Metodología	149
9.2.1	Estándares Aplicables	149
9.2.2	Orientación nacional	149
9.2.3	Orientación internacional	152
9.3	Resultados	153
9.4	Recomendaciones	154
<hr/>		
10	MARCO REGULATORIO	155
10.1	Propósito	155

10.2	Requisitos para estructuras eólicas costa afuera	155
10.2.1	Escala y costo del proyecto	155
10.2.2	Tiempo De Desarrollo E Hitos	156
10.3	Marcos actuales en Colombia	156
10.3.1	Concesión de fondos marinos	156
10.3.2	Leyes marítimas pertinentes en Colombia	157
	Resolución DIMAR 794	159
	Resolución DIMAR 240	161
10.3.3	Licencias y permisos ambientales	162
10.3.3.1	Nivel de alineación entre estándares internacionales y EIAS	166
10.3.4	Requisitos De Conexión A La Red	170
10.4	Enfoques globales para los marcos regulatorios de la energía eólica costa afuera	172
10.5	Opciones para marcos eólicos costa afuera en Colombia	176
<hr/>		
11	ANÁLISIS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS	179
11.1	Estimación del costo nivelado de la energía (LCoE por sus siglas en inglés) para la energía eólica costa afuera en Colombia	179
11.1.1	Enfoque General Y Casos Modelados	179
11.1.2	Metodología de modelado	179
11.1.2.1	Supuestos de entrada	180
11.1.2.2	Perfiles de rendimiento energético representativos	183
11.1.2.3	Costos representativos de Capex/Opex	186
11.1.3	Resultados (<i>Todas las cifras estimadas \$2021</i>)	187
11.1.3.1	Contenido local y LcoE	191
11.1.3.2	Sensibilidad: Proyectos del Oriente frente al Occidente con un tamaño de 1 GW	191
11.2	Estimación inicial de beneficios económicos y puestos de trabajo	192
11.2.1	Propósito	192
11.2.2	Metodología	192
11.2.2.1	Estimación de contenido local	192
11.2.2.2	Estimado de la creación de empleos directos e indirectos	194
11.2.2.3	Impactos económicos directos: producción económica bruta en Colombia de gastos de capital y operativos	196
11.2.3	Resultados	196
11.2.3.1	FTE-años estimados y producción económica bruta en Colombia	196
11.3	Bancabilidad de proyectos eólicos marinos	199
11.3.1	Propósito	199
11.3.2	Método	199

11.3.3	Resultados	199
11.3.3.1	Bancabilidad y financiamiento internacional	199
11.3.3.2	Historial del desarrollador	200
11.3.3.3	Estabilidad política y regulatoria	200
11.3.3.4	Fuerza Mayor	200
11.3.3.5	Asignación de riesgos	200
11.3.3.6	Caso de negocio	201
11.3.3.7	Riesgo cambiario	201
11.3.3.8	Disponibilidad de Financiamiento	201
<hr/>		
12	PARTES INTERESADAS SELECCIONADAS	202
12.1	Propósito	202
12.2	Metodología	202
12.3	Resultados	203
12.3.1	Lista de partes interesadas clave	203
<hr/>		
	APÉNDICES	206
<hr/>		
A	APÉNDICE A: CONTEXTO DEL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO	207
12.4	Introducción	207
12.5	Resumen de los fundamentos de la electricidad	207
12.5.1	Demanda	207
12.5.2	Capacidad	209
12.5.3	Mezcla energética actual	209
12.5.4	Mezcla energética proyectada	211
12.5.5	Energías renovables terrestres no hidroeléctricas en Colombia	211
12.5.6	Energía hidroeléctrica en Colombia	213
12.5.7	Recursos Térmicos y Otros	215
12.5.8	Comparación de recursos	217
12.5.9	Costo de la Energía	217

A AGRADECIMIENTOS

Esta hoja de ruta fue preparada por The Renewables Consulting Group (RCG), una empresa del Grupo ERM, a través de un contrato con el Banco Mundial.

Esta hoja de ruta fue encargada y supervisada por Mark Leybourne (Especialista Senior en energía del Banco Mundial), Claudia Inés Vásquez Suárez (Economista Senior en energía, del Banco Mundial) y Roberto Luis Estévez Magnasco (Especialista en energía del Banco Mundial).

Este documento forma parte de una serie de estudios de hojas de ruta sobre la energía eólica costa afuera encargados por el Grupo del Banco Mundial, en el marco del programa conjunto ESMAP-IFC para el desarrollo de la energía eólica costa afuera. La financiación de este estudio fue generosamente proporcionada por el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP).

Estamos excepcionalmente agradecidos con la amplia gama de partes interesadas que proporcionaron información durante el proceso de consulta del informe, y especialmente con todos los aportes realizadas por el Ministerio de Minas y Energía (MME), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), la Dirección General Marítima (DIMAR), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Asociación de Energías Renovables Colombia (SER).

Se otorga un reconocimiento especial al equipo de RCG y a la oficina de ERM en Bogotá por su dedicación y entusiasmo para proporcionar un análisis estratégico exhaustivo, así como en el asesoramiento sobre el papel que podría desempeñar la energía eólica costa afuera en la futura matriz energética de Colombia.

B LISTA DE IMÁGENES

<i>Imagen 1 Trilema energético.....</i>	<i>22</i>
<i>Imagen 2 Tasa de instalación para los escenarios de construcción.....</i>	<i>25</i>
<i>Imagen 3 Áreas de exploración inicial para eólica costa afuera fija y flotante (rojo = fijo, azul = flotante).....</i>	<i>26</i>
<i>Imagen 4 Tasa de instalación para el escenario Bajo</i>	<i>28</i>
<i>Imagen 5 Cronograma de aplicación y desarrollo de políticas para el escenario alto.....</i>	<i>29</i>
<i>Imagen 6 Tasa de instalación para el escenario Alto</i>	<i>30</i>
<i>Imagen 7 Escenario bajo y alto en el contexto del Plan Energético Nacional.....</i>	<i>31</i>
<i>Imagen 8 Temas de las recomendaciones</i>	<i>35</i>
<i>Imagen 9 Acciones potenciales para implementación de escenarios</i>	<i>41</i>
<i>Imagen 10 Criterios de potencial técnico.....</i>	<i>46</i>
<i>Imagen 11 Tipos de restricciones y criterios.....</i>	<i>46</i>
<i>Imagen 12 Recurso eólico costa afuera.....</i>	<i>48</i>
<i>Imagen 13 Batimetría.....</i>	<i>49</i>
<i>Imagen 14 Factores técnicos combinados.....</i>	<i>50</i>
<i>Imagen 15 Potencial técnico de la energía eólica costa afuera flotante.....</i>	<i>52</i>
<i>Imagen 16 Datos espaciales utilizados.....</i>	<i>53</i>
<i>Imagen 17 Resumen De Las Limitaciones Ambientales</i>	<i>54</i>
<i>Imagen 18 Restricciones marítimas.....</i>	<i>54</i>
<i>Imagen 19 Restricciones sociales y humanas selectas.....</i>	<i>56</i>
<i>Imagen 20 Zonas de interés.....</i>	<i>57</i>
<i>Imagen 21 Áreas de interés: con batimetría y recursos eólicos.</i>	<i>58</i>
<i>Imagen 22 Zonas De Interés: Mapa General.....</i>	<i>59</i>
<i>Imagen 23 Impacto visual: distancia desde la costa de las áreas de exploración</i>	<i>63</i>

<i>Imagen 24 Tabla de resultados - potencial de despliegue de energía eólica costa afuera en áreas de interés.....</i>	64
<i>Imagen 25 Principales actores de la generación de energía.....</i>	68
<i>Imagen 26 Mapa de infraestructura de transmisión en Colombia</i>	69
<i>Imagen 27 Principales actores de la transmisión.....</i>	70
<i>Imagen 28 Resumen de las adiciones de capacidad de generación aprobadas - área del Caribe .</i>	70
<i>Imagen 29 Proyectos con aprobación de transmisión</i>	71
<i>Imagen 30 Proyectos de expansión de transmisión planificados recientemente</i>	71
<i>Imagen 31 Criterios de evaluación de rojo, ámbar, verde (RAG).....</i>	74
<i>Imagen 32 Normas ambientales y sociales del FSE del Grupo del Banco Mundial (ESS)</i>	75
<i>Imagen 33 Resumen de las restricciones ambientales y sociales.....</i>	76
<i>Imagen 34 Áreas legalmente protegidas en Colombia con componentes marinos o costeros</i>	79
<i>Imagen 35 Áreas protegidas del caribe colombiano.....</i>	80
<i>Imagen 36 Zonas ambientalmente sensibles del Caribe colombiano.....</i>	81
<i>Imagen 37 ACB/IBA en Colombia con componentes marinos o costeros.....</i>	82
<i>Imagen 38 EBSA significativas en las áreas de interés.....</i>	85
<i>Imagen 39 Áreas importantes de biodiversidad e importancia marina</i>	86
<i>Imagen 40 Especies marinas sensibles.....</i>	87
<i>Imagen 41 Áreas de importancia para la conservación de aves</i>	90
<i>Imagen 42 Clima Extremo.....</i>	92
<i>Imagen 43 Ubicación de territorios colectivos de comunidades étnicas.....</i>	93
<i>Imagen 44 Densidad de tráfico y transporte marítimo</i>	94
<i>Imagen 45 Áreas de pesca artesanal</i>	96
<i>Imagen 46 Zonas de pesca comercial</i>	97
<i>Imagen 47 Naufragio identificado en el Caribe colombiano</i>	100
<i>Imagen 48 Sitios sagrados en Colombia</i>	101
<i>Imagen 49 Cables de comunicaciones submarinos.....</i>	103
<i>Imagen 50 Bloques de petróleo y gas costa afuera.....</i>	105

<i>Imagen 51 Contratos de suministro de servicios y equipamiento pesado.....</i>	107
<i>Imagen 52 Buques Requeridos Para El Desarrollo Eólico Costa Afuera Por Fase, Tipo Y Propósito</i>	114
<i>Imagen 53 Evaluación del historial en la industria eólica</i>	116
<i>Imagen 54 Evaluación de capacidades en sectores paralelos</i>	117
<i>Imagen 55 Evaluación de los beneficios del uso de la cadena de suministro local.</i>	117
<i>Imagen 56 Evaluación de riesgos de inversión.....</i>	118
<i>Imagen 57 Ponderaciones de los factores de evaluación de la preparación de la cadena de suministro</i>	118
<i>Imagen 58 Puntuación de los resultados de la evaluación de la preparación de la cadena de suministro</i>	119
<i>Imagen 59 Resultados ordenados de la evaluación de la preparación de la cadena de suministro</i>	121
<i>Imagen 60 Evaluación de disponibilidad de suministro de componentes de góndola.....</i>	123
<i>Imagen 61 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: componentes de góndola .</i>	123
<i>Imagen 62 Evaluación de gráficos de radar de monopilote.....</i>	124
<i>Imagen 63 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: monopilotes.....</i>	124
<i>Imagen 64 Análisis de gráficos de radar de cubiertas</i>	125
<i>Imagen 65 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: cubiertas</i>	125
<i>Imagen 66 Gráfico de radar de piezas de transición</i>	126
<i>Imagen 67 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: pieza de transición</i>	126
<i>Imagen 68 Gráfico de radar para cables de interconexión</i>	127
<i>Imagen 69 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: cables submarinos.....</i>	127
<i>Imagen 70 Gráfico de radar de subestación en tierra.....</i>	128
<i>Imagen 71 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: subestación en tierra</i>	128
<i>Imagen 72 Criterios para evaluar el nivel de inversión requerida.....</i>	129
<i>Imagen 73 Criterios para evaluar la capacidad portuaria de Colombia para la construcción.....</i>	132
<i>Imagen 74 Pesos por criterio utilizado para evaluar las capacidades portuarias.....</i>	132
<i>Imagen 75 Pesos por RAG utilizados para evaluar las capacidades del puerto</i>	133

<i>Imagen 76 Resumen de puertos de construcción y fabricación para proyectos eólicos costa afuera en Colombia</i>	134
<i>Imagen 77 Resumen de terminales de carbón que pueden soportar la fabricación o construcción de proyectos eólicos costa afuera en Colombia</i>	138
<i>Imagen 78 Tabla de resultados de la evaluación del puerto</i>	139
<i>Imagen 79 Imagen aérea del Puerto de Cartagena</i>	141
<i>Imagen 80 Imagen aérea del puerto de Barranquilla</i>	142
<i>Imagen 81 Imagen aérea del puerto de Santa Marta</i>	143
<i>Imagen 82 Mapa de idoneidad del puerto para la construcción o fabricación de fondo fijo.</i>	144
<i>Imagen 83 Mapa de idoneidad del puerto para construcción o fabricación flotante</i>	145
<i>Imagen 84 Astilleros de Colombia por región y tipo de actividades</i>	146
<i>Imagen 85 Astilleros a lo largo de la costa caribeña de Colombia</i>	146
<i>Imagen 86 Principales Normas de Seguridad y Salud Ocupacional vigentes en Colombia 2021</i> .	150
<i>Imagen 87 Documentos de orientación y legislación sobre salud y seguridad relevantes (Reino Unido / en todo el mundo)</i>	152
<i>Imagen 88 Espacios Marítimos</i>	157
<i>Imagen 89 Proceso de arrendamiento ambiental en Colombia</i>	164
<i>Imagen 90 Alineación de cada sección del PS con la normativa colombiana</i>	166
<i>Imagen 91 Calendario de asignación de capacidad de interconexión</i>	172
<i>Imagen 92 Comparación de los tres enfoques principales para organizar marcos para el desarrollo de la energía eólica costa afuera (adaptado de la Tabla 3.1 del informe de factores clave)</i>	173
<i>Imagen 93 Descripción general de los marcos y la secuencia de hitos en enfoques de una y dos competencias. (Tomado de la Figura 3.3 en el informe de factores clave)</i>	175
<i>Imagen 94 Flujo de trabajo LCoE</i>	180
<i>Imagen 95 Supuestos clave</i>	181
<i>Imagen 96 Lista de Factores LcoE clave</i>	182
<i>Imagen 97 Velocidad del viento promedio mensual representativo – Cimentación fija de la zona occidental</i>	183
<i>Imagen 98 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación fija de la zona central</i>	184

<i>Imagen 99 Velocidad media mensual representativa del viento: cimentación fija de la zona oriental</i>	184
<i>Imagen 100 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación flotante de la zona occidental</i>	185
<i>Imagen 101 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación flotante de la zona central</i>	185
<i>Imagen 102 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación flotante de la zona oriental</i>	186
<i>Imagen 103 Eólica Costa afuera de cimentación fija, tamaño del proyecto 200-1000MW, estimaciones de \$ USD 2021</i>	186
<i>Imagen 104 Eólica costa afuera de cimentación flotante, tamaño del proyecto de 200-1000MW, estimaciones de \$ USD 2021</i>	187
<i>Imagen 105 Cimentación fija Eólica costa afuera LCoE - Caso bajo</i>	188
<i>Imagen 106 Cimentación fija Eólica costa afuera LCoE - Caso Alto</i>	188
<i>Imagen 107 Cimentación flotante Eólica costa afuera LCoE - Caso bajo</i>	189
<i>Imagen 108 Cimentación flotante Eólica costa afuera LCoE - Caso Alto</i>	189
<i>Imagen 109 Eólica costa afuera fija frente a flotante</i>	190
<i>Imagen 110 Sensibilidad WACC</i>	190
<i>Imagen 111 Sensibilidad oriente frente a occidente para el proyecto de 1GW, COD 2030, 15MW WTG, no incluye el costo de la transmisión en tierra</i>	191
<i>Imagen 112 Porcentaje previsto de contenido local</i>	193
<i>Imagen 113 FTE-años en escenario de alto crecimiento y alto contenido local</i>	197
<i>Imagen 114 Gasto local directo: escenario de alto crecimiento y alto contenido local</i>	197
<i>Imagen 115 FTE-años en escenario de bajo crecimiento y bajo contenido local</i>	198
<i>Imagen 116 Gasto local directo: escenario de bajo crecimiento y bajo contenido local</i>	199
<i>Imagen 117 Reunión De Inicio Partes Interesadas Consultadas</i>	202
<i>Imagen 118 Proyección de la demanda eléctrica anual (GWh-año)</i>	208
<i>Imagen 119 Demanda Eléctrica Anual por Región (2019-2020)</i>	208
<i>Imagen 120 Proyección de demanda máxima de potencia</i>	209
<i>Imagen 121 Consumo de energía 2019</i>	210

<i>Imagen 122 Capacidad de Generación Eléctrica 2019</i>	210
<i>Imagen 123 Crecimiento Pronosticado de Renovables No Hidroeléctricas en Colombia (GW Operativos, 2021 – 2050)</i>	211
<i>Imagen 124 Proyección de capacidad de generación de electricidad renovable no hidroeléctrica</i>	212
<i>Imagen 125 Proyección de la mezcla de generación de energía renovable</i>	213
<i>Imagen 126 Proyección de capacidad de generación de electricidad hidroeléctrica</i>	213
<i>Imagen 127 Proyección de la mezcla de generación de energía hidroeléctrica</i>	214
<i>Imagen 128 Proyección de capacidad de generación de electricidad de energía térmica</i>	216
<i>Imagen 129 Proyección de la mezcla de Generación de Electricidad Térmica</i>	216
<i>Imagen 130 Resultados del escenario PNE 2050</i>	217

BORRADOR

C ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

AICA	Área Importante para la Conservación de las Aves
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANI	Agencia Nacional de Infraestructura
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
Aol	Area de Interés
ASB	Áreas Significativas para la Biodiversidad
AUNAP	Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca
CBD	Convención sobre la Diversidad Biológica
CFD	Contratos por Diferencia
COD	Fecha de Operación Comercial
CRA	Corporación Autónoma del Atlántico
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANCP	Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DFI	Institución de Desarrollo Financiero
DIMAR	Dirección General Marítima
E&P	Exploración y Producción
EBSA	Zona de Importancia Ecológica o Biológica
ECA	Agencia de Crédito a la Exportación
EEZ	Zona Económica Exclusiva
ERM	Gestión de Recursos Medioambientales
ESF	Marco Ambiental y Social
ESIA	Evaluación de impacto Ambiental y Social
ESMAP	Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético
ESS	Estándares Ambientales y Sociales

FENOGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FIT	Mecanismo de tarifas reguladas (Feed-in-Tariff)
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
FOW	Eólica costa afuera flotante
FPIC	Consentimiento libre, previo e informado
FTE	Empleado de tiempo completo
GBS	Estructura base de gravedad
GEBCO	Gráfica batimétrica general de los océanos
GHG	Gases de efecto invernadero
GIIP	Buenas prácticas de la industria internacional
GWA	Atlas eólico mundial
GWO	Organización Eólica Global
HSE	Salud, seguridad y medio ambiente
IBA	Áreas Importantes para la Conservación de Aves
ICANH	Instituto Colombiano de Antropología e Historia
IFC	Corporación Financiera Internacional
IFI	Institución Financiera Internacional
IMF	Fondo Monetario Internacional
INVEMAR	Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras
IRA	Zonas legalmente protegidas y reconocidas internacionalmente
IRENA	IAgencia Internacional de Energías Renovables
IUCN	Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza
KBA	Áreas Clave para la Biodiversidad
LCOE	Costo Nivelado de la Energía
LPA	Áreas Legamente Protegidas
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MME	Ministerio de Minas y Energía

MSP	Planeamiento Espacial Marítimo
NCF	Factor de Planta Neto
NCRE	Energías Renovables No Convencionarles
NEP	Plan Energético Nacional
O&M	Operación y Mantenimiento
OEF	Obligaciones de Energía Firme
OEM	Fabricantes de Equipos Originales
OSS	OSubestaciones Costa Afuera
OWF	Granja Eólica Costa Afuera
PNN	Parques Nacionales Naturales
PPA	Contrato de Compraventa de Energía
PS	PEstándares de Desempeño
RAG	Rojo, Ámbar, Verde
RCG	The Renewables Consulting Group
REMAC	Reglamento Marítimo Colombiano
SER	Asociación de Energías Renovables Colombia
SINAP	Sistema Nacional de Áreas Protegidas
SNSM	Sierra Nevada de Santa Marta
SOV	Buque de apoyo y suministro a plataformas
SPRB	Sociedad Portuaria Regional de Barranquilla
SPRG	Sociedad Portuaria Regional de Cartagena
SPSM	Sociedad Portuaria de Santa Marta
STN	Sistema de Transmisión Nacional
TEA	Evaluación Técnica
TLP	Plataforma de Piernas Tensionadas
ToR	Términos de referencia
TP	Pieza de transición
UNESCO	Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura

UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
UXO	Municiones no detonadas
WACC	Costo de Capital Promedio Ponderado
WBG	Grupo del Banco Mundial
WEC	Consejo Mundial de la Energía
WTG	Aerogenerador

BORRADOR

1 INTRODUCCIÓN

El Grupo del Banco Mundial lanzó una iniciativa global sobre energía eólica costa afuera en 2019, con el objetivo de apoyar la inclusión de este tipo de energía en las políticas y estrategias del sector energético en países emergentes. Este informe forma parte de una serie de estudios de hojas de ruta sobre la energía eólica costa afuera desarrollados por el Grupo del Banco Mundial en el marco del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP) y el Programa de Desarrollo Eólico Marino de la Corporación Financiera Internacional (IFC).

Esta hoja de ruta proyecta el papel potencial que la energía eólica costa afuera puede desempeñar en el desarrollo del sector energético a mediano y largo plazo en Colombia y proporciona recomendaciones sobre los próximos pasos en términos de formulación de políticas, planificación y desarrollo de proyectos financiables. Se han previsto dos posibles escenarios de despliegue (alto y bajo) que sirven de base para los análisis de apoyo.

La costa caribe de Colombia tiene abundantes recursos eólicos, en particular cuenta con un potencial total de aproximadamente 109 GW de energía eólica marina. Al considerar varias limitaciones ambientales, sociales y de otro tipo, el análisis revela que hay áreas de exploración de desarrollo de aproximadamente 50 GW. Los factores de capacidad neta estimados para sitios de proyectos representativos, que se refiere a la cantidad de electricidad que podrían producir con respecto a su potencial teórico completo, particularmente en el este de La Guajira, se acercan al 70% y se encuentran entre los más altos del mundo.

Estructura de Reporte

Escenarios y Hoja de Ruta

- Sección 2: describe los dos posibles escenarios de despliegue de energía eólica costa afuera presentados en este estudio
- Sección 3: establece las acciones recomendadas para la ejecución de cualquiera de los dos escenarios de despliegue.

Información de soporte

- Sección 4 - en adelante: Proporciona el análisis y los hallazgos que respaldan las recomendaciones y la hoja de ruta para el desarrollo e de la energía eólica costa afuera en Colombia.

2 DOS ESCENARIOS PARA LA ENERGÍA EÓLICA COSTA AFUERA EN COLOMBIA

2.1 Contexto

2.1.1 El trilema energético

Colombia se enfrenta actualmente al reto de abordar su propio trilema energético:

Seguridad: La seguridad energética es fundamental para cualquier país, y, aunque aproximadamente el 67% de la electricidad de Colombia se produce a partir de sus propios recursos hidroeléctricos¹, la excesiva dependencia de una única fuente de energía expone al país a posibles problemas de seguridad energética con las crisis estacionales o meteorológicas. Se necesita una mayor diversidad en el suministro de electricidad para aumentar la seguridad general del abastecimiento.

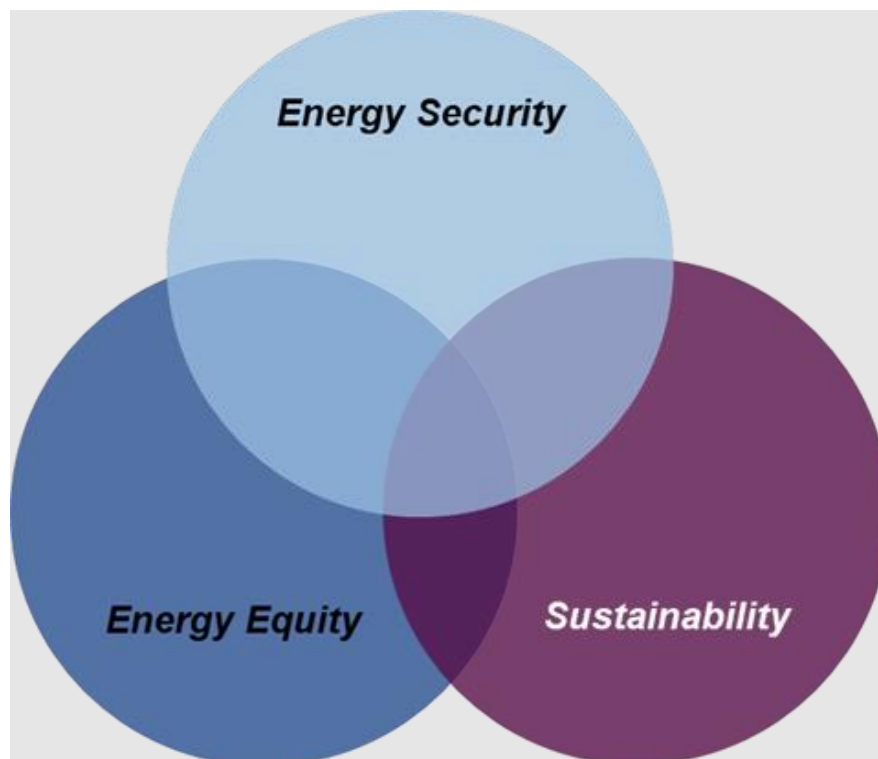
Sostenibilidad: En general, el uso de recursos hidroeléctricos en Colombia significa que el país está en mejor posición que otros con respecto a las emisiones de carbono de sus fuentes de electricidad. Sin embargo, las grandes represas hidroeléctricas pueden presentar altos riesgos ambientales y sociales para las comunidades y el entorno local. Además, se prevé que la proporción de electricidad procedente de la energía hidroeléctrica será menor en 2029 que en la actualidad, y que la brecha se cubrirá con una mayor proporción de carbón y gas, a menos que se inicie la electrificación de la economía (sección 12.5.4)

Equidad: La población de Colombia tiene un excelente acceso a la electricidad, ya que el 99,77% de las personas tienen acceso a una fuente de electricidad básica². Sin embargo, el precio de la electricidad es el principal reto de cara al futuro. Será fundamental garantizar que los precios de la electricidad se mantengan estables y asequibles. Una vez más, la sobreexposición a fuentes únicas de electricidad, como la hidroeléctrica, puede ser contraproducente para la estabilidad de los precios. De igual forma, el aumento potencial de la energía de carbón y gas, como se prevé también, conducirá a una mayor exposición a los precios mundiales de las materias primas.

¹ Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy & Ember (2021); <https://ourworldindata.org/energy/country/colombia>

² Our World in Data based on World Bank; <https://ourworldindata.org/energy/country/colombia>

Imagen 1 Trilema energético



Fuente: RCG adaptado del Consejo Mundial de Energía (WEC)

2.1.2 El rol del viento costa afuera

La energía eólica costa afuera tiene el potencial de abordar todos los aspectos del trilema energético al que se enfrenta Colombia ahora, en los próximos 30 años y más allá. La energía eólica costa afuera tiene el potencial de añadir diversidad al sistema energético, a gran escala. Aunque la energía eólica costa afuera puede estar expuesta a su propia estacionalidad (11.1.2.2) y a los riesgos relacionados con el clima, en general serán diferentes a los que enfrentan las soluciones hidroeléctricas. Además, cuando se combina con soluciones emergentes de almacenamiento de energía a largo plazo, como el hidrógeno, la exposición a estos riesgos puede reducirse aún más (2.2.1.1).

Los parques eólicos costa afuera están ubicados en el mar. Si bien existen riesgos ambientales y sociales asociados, con prácticas bien definidas de Planificación Espacial Marítima (PEM) y buenas prácticas en cuanto a los permisos requeridos, estos deberían ser menores que los experimentados hasta ahora en Colombia con la energía eólica e hidroeléctrica en tierra - especialmente con respecto a las comunidades indígenas (6.3 y 10.4).

El coste de la energía eólica costa afuera también está disminuyendo, y los beneficios significativos del despliegue a gran escala en los mercados maduros, como el norte de Europa, se perciben ahora

en todo el mundo. Los indicios de las licitaciones competitivas en los mercados nuevos y emergentes ya han demostrado que los costes en estos mercados empezarán siendo más bajos que los de los primeros mercados de la energía eólica costa afuera, pero también se acercarán a los precios mundiales de la energía eólica costa afuera con relativa rapidez, si se despliegan a escala y con marcos políticos claros. El recurso eólico y la infraestructura en Colombia muestran todos los signos adecuados para que un mercado eólico costa afuera a escala alcance también estos niveles competitivos con relativa rapidez (7.3, 8.3, 11.1).

tecnología que puede desplazar de forma eficaz y rápida a la generación a gran escala, como las grandes centrales hidroeléctricas y las centrales de carbón y gas. Las turbinas eólicas costa afuera son mucho más grandes que las terrestres y, por tanto, se necesitan menos para satisfacer la misma demanda. Junto con los factores de capacidad más elevados en el entorno marino y el excelente recurso eólico de la costa caribeña de Colombia (11.1.2.2), los parques eólicos costa afuera están mucho más cerca de las grandes centrales eléctricas de carga base.

2.1.3 Escenarios de despliegue

Se han previsto dos posibles escenarios de despliegue para la industria eólica marina de Colombia:

El escenario "bajo" representa un enfoque de no intervención por parte del gobierno, en el cual la energía eólica costa afuera no está incentivada y la mayor parte del crecimiento de las energías renovables proviene de otras tecnologías. En este escenario, es improbable que muchos de los retos del trilema energético descrito anteriormente no sean resueltos por la energía eólica costa afuera y aquí Colombia tendría que recurrir a otras tecnologías para dar una solución.

El escenario "alto" representa un crecimiento alcanzable, pero acelerado del desarrollo de la energía eólica costa afuera, en el que el gobierno ha seguido algunas de las recomendaciones clave de este informe y por ello la energía eólica costa afuera se posiciona como la tecnología para apoyar sus ambiciones de energías renovables. En este escenario, para 2050 muchos de los retos actuales del trilema energético al que se enfrenta Colombia se resuelven con el despliegue a gran escala de la energía eólica costa afuera.

2.2 Dos posibles escenarios de despliegue para Colombia

Esta sección incluye una discusión y análisis de dos escenarios ilustrativos para el despliegue de energía eólica costa afuera, desarrollados y evaluados con la finalidad de proporcionar una caracterización inicial de los resultados potenciales en Colombia.

La siguiente sección ofrece una descripción más detallada de los dos escenarios de despliegue. Cabe señalar que estos escenarios no son rutas pre establecidas, ni orientaciones de política pública. Por el contrario, son orientaciones para respaldar la evaluación inicial de los tipos, tamaños y procesos de contratación requeridos para el desarrollo de este tipo de proyectos. A partir de este informe de hoja de ruta, se requieren análisis adicionales, toma de decisiones de políticas y planificación integrada de recursos para diseñar y estructurar nuevos modelos de energía baja en carbono beneficiosos para Colombia. Los volúmenes esperados de energía eólica costa afuera, pueden diferir sustancialmente de los escenarios evaluados en esta sección, tanto en términos de

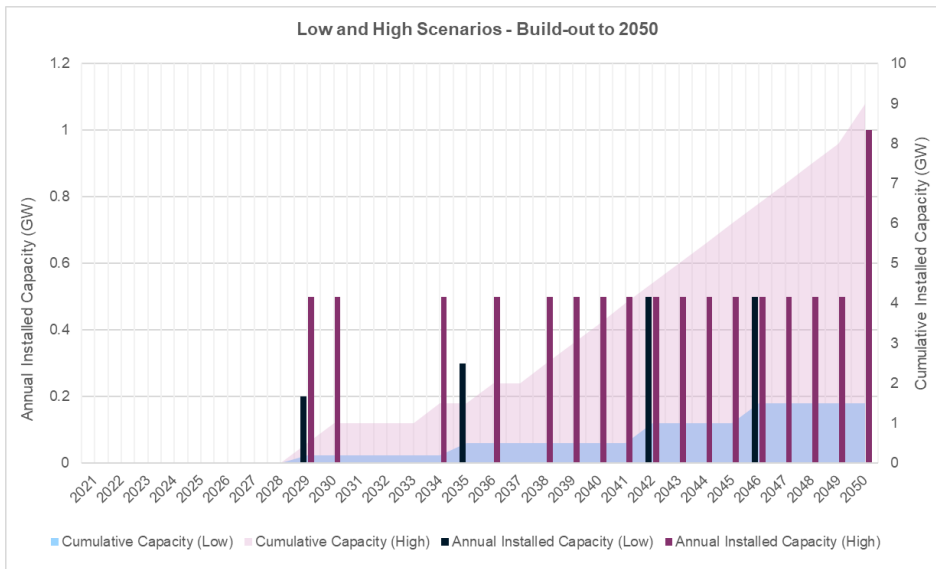
cuantía general, como de fases a lo largo de las décadas futuras. En particular, el escenario alto no debe ser visto como un techo, ya que en caso tal de que el gobierno y otros actores acojan las recomendaciones de este informe, hay potencial para que la eólica marina supere estos escenarios.

Las principales características de los escenarios de discusión descritos en esta sección son:

1. **Escenario “bajo”:** El escenario bajo asume que la energía eólica costa afuera se desarrolla y adquiere en situaciones específicas de forma individual, en proyectos de menor tamaño (por ejemplo, <500MW) y sin el establecimiento específico de una estrategia nacional prospectiva y un programa de adquisiciones específico para la energía eólica costa afuera. Se presume que el escenario bajo se puede lograr sin un plan de expansión de transmisión dedicado, aprovechando tanto los refuerzos normales durante el período, como concentrando el despliegue más cerca de los centros de carga de Cartagena, Barranquilla y Santa Marta.
 - a. El escenario bajo prevé 200 MW para 2030, 500 MW para 2040 y 1,5 GW para 2050, sobre una base acumulativa.

2. **Escenario “alto”:** El escenario del caso alto supone que la energía eólica costa afuera se desarrolla a escala comercial (incluidos proyectos a nivel de 1 GW), a través de un programa de adquisiciones específico de tecnología dedicado. Para lograr el objetivo de 2030, será necesario evaluar las mejoras de transmisión adicionales, que actualmente no se están considerando. Para lograr los volúmenes significativos en el período 2030-40, y especialmente en el período 2040-50, será necesario emprender un programa significativo para construir la capacidad de transmisión necesaria. En el escenario alto, se asume que se desarrollan proyectos de las regiones costeras central y oriental del país, además de proyectos tempranos más cercanos a los centros de carga costera.
 - a. El escenario alto prevé 1 GW para 2030, 3 GW para 2040 y 9 GW para 2050, sobre una base acumulativa.

Imagen 2 Tasa de instalación para los escenarios de construcción



Fuente: Análisis del autor. N.B. El gráfico representa una construcción indicativa para cada uno de los escenarios bajos y altos, y la capacidad instalada real puede ser más variable dependiendo del tamaño de los proyectos y de las condiciones del mercado.

2.3 Metodología - Volúmenes de capacidad

A diferencia de los planes de recursos integrados, incluidos los desarrollados y modelados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y Ministerio de Minas y Energía (MME o Minenergía) en el Plan Nacional de Energía, este informe de hoja de ruta no realiza una evaluación dinámica del despacho económico, sino que sugiere rangos y tasas de despliegue de la capacidad eólica costa afuera. Esto, en el contexto de una caracterización completa de las áreas de desarrollo más probables y sin restricciones, y los niveles probables de esfuerzo requeridos para inyectar volúmenes de energía eólica costa afuera adyacentes a estas ubicaciones.

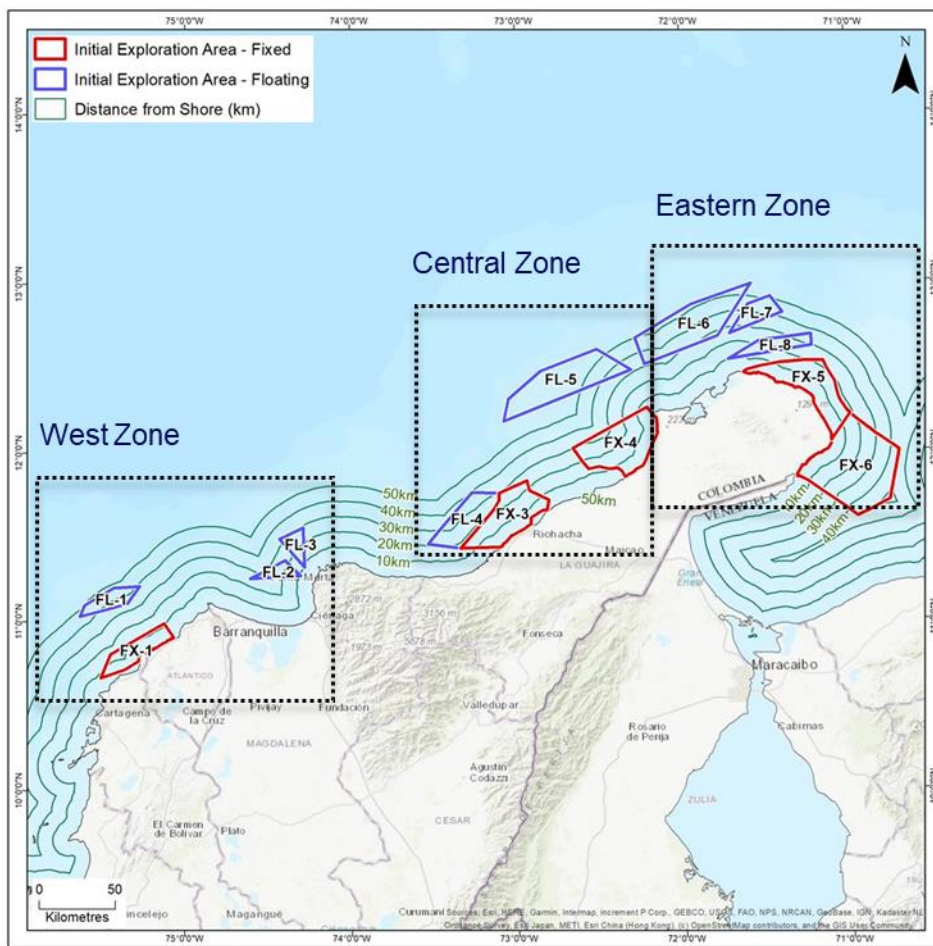
Una de las limitaciones más desafiantes para el despliegue de energía eólica costa afuera a escala comercial en Colombia, es la disponibilidad limitada de capacidad de transmisión de alto voltaje cerca de las áreas de recursos eólicos más importantes, esto es, cerca de la Guajira y el Magdalena. En espacios de diálogo con grupos de interés realizados en 2021, la UPME informó que la capacidad existente es muy limitada y no hay ubicaciones en la región de Costa-Caribe, donde se encuentra el recurso eólico, que actualmente puedan aceptar volúmenes de inyección a escala comercial. A mediano plazo, este problema se puede mejorar construyendo una nueva transmisión de alto voltaje, probablemente por tierra, y utilizando los derechos de paso existentes. Para desbloquear los altos niveles de capacidad eólica costa afuera previstos en el escenario de caso alto, se espera que se requieran importantes inversiones dirigidas al sistema de transmisión.

2.3.1.1 Definición del área de exploración

Se llevó a cabo un proceso holístico de recopilación y caracterización de datos en alta mar para identificar zonas de exploración técnicamente atractivas que eviten grandes limitaciones, como el tráfico marítimo en alta mar (véase un análisis más detallado en la Sección 4).

Como resultado de las limitaciones significativas de la red de transmisión existente para la energía eólica costa afuera a escala comercial, ambos escenarios, y particularmente el escenario alto, contemplan que el despliegue se priorice primero en las zonas occidentales y luego se traslade a las zonas central y oriental.

Imagen 3 Áreas de exploración inicial para eólica costa afuera fija y flotante (rojo = fijo, azul = flotante)



Fuente: Análisis del autor

*Nota: Las fronteras, los colores, las denominaciones y cualquier otra información en este mapa no implican un juicio sobre la situación jurídica de un territorio, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

Establecidas las limitaciones de transmisión, tanto en el caso bajo como en el alto, esperamos que los proyectos se desarrollen primero, más cerca de los centros de carga existentes en Barranquilla, Cartagena y Santa Marta (zona Occidental). En cuanto a los tamaños, se espera que estos sean potencialmente de tamaños modestos, de 200-500MW o menos, con el fin de evitar la necesidad de mejoras importantes en la transmisión. El almacenamiento de energía también podría usarse en tierra, para reducir los requisitos de restricción y actualización de la transmisión, aunque esto no se consideró en el cálculo de costos y, en casi todos los casos, se espera que sean necesarias algunas actualizaciones locales.

En la Zona Este, particularmente en el extremo oriental de La Guajira, existe un gran potencial de desarrollo para el viento de cimentación fija, que incluye mucha más capacidad de la que se incluyó en el caso alto. Al igual que otras energías renovables en tierra a gran escala en esta área, se requiere una nueva construcción de líneas de transmisión de alto voltaje para desbloquear este recurso, por lo que el uso de este recurso puede ser limitado. Si bien este estudio no considera el uso de energía eólica costa afuera para la producción de hidrógeno, este puede ser otro uso viable para el potencial energético en esta región.

2.4 Escenario de Bajo crecimiento

El escenario bajo, asume que la energía eólica costa afuera se desarrolla en situaciones específicas en la Zona occidental, y no se establece un programa claro de adquisición de tecnología específico.

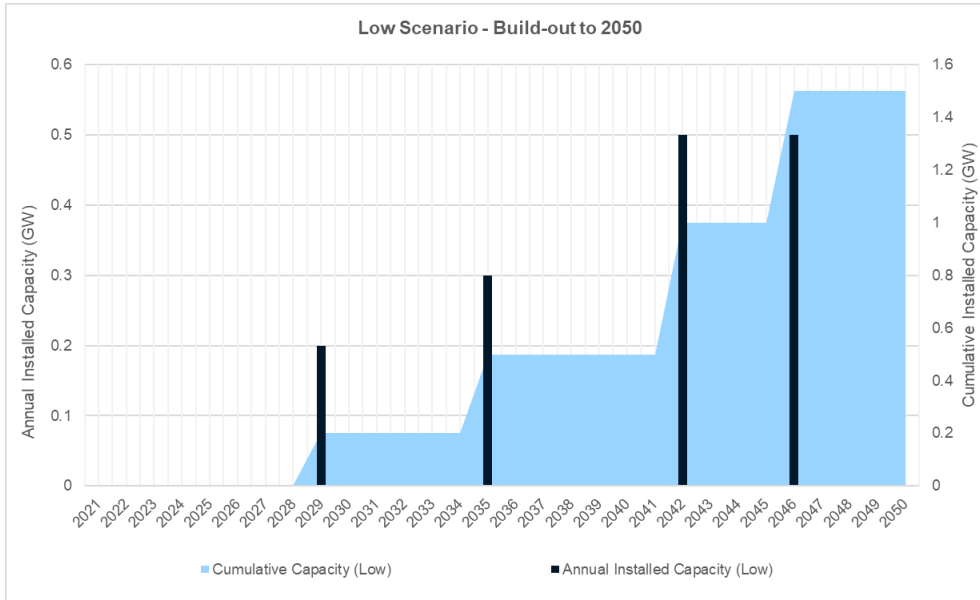
Para 2030, se supone que un proyecto de cimentación fija de 200MW alcanzará la operación comercial próxima a la carga.

Para el 2040, se supone que se desarrollará un proyecto adicional de tamaño similar cerca de los centros de carga y sin mejoras importantes en la transmisión (como la construcción de nuevas líneas importantes de alta tensión).

Para 2050, se supone que se desarrollarán uno o dos proyectos más grandes sin actualizaciones de transmisión importantes, asumiendo que haya capacidades adicionales disponibles durante este período de tiempo. Este proyecto puede interconectarse en la Zona Central o Zona Oriental.

El siguiente gráfico muestra cómo puede desarrollarse este escenario de acumulación en la realidad para los calendarios de instalación. Dada la pequeña escala de los proyectos (todos <500 MW) se espera que cada proyecto pueda instalarse en una sola temporada. Dada la falta de un aumento significativo de los proyectos en este escenario, la acumulación es muy esporádica, sin una acumulación consistente o un aumento gradual de la capacidad instalada a lo largo del tiempo

Imagen 4 Tasa de instalación para el escenario Bajo



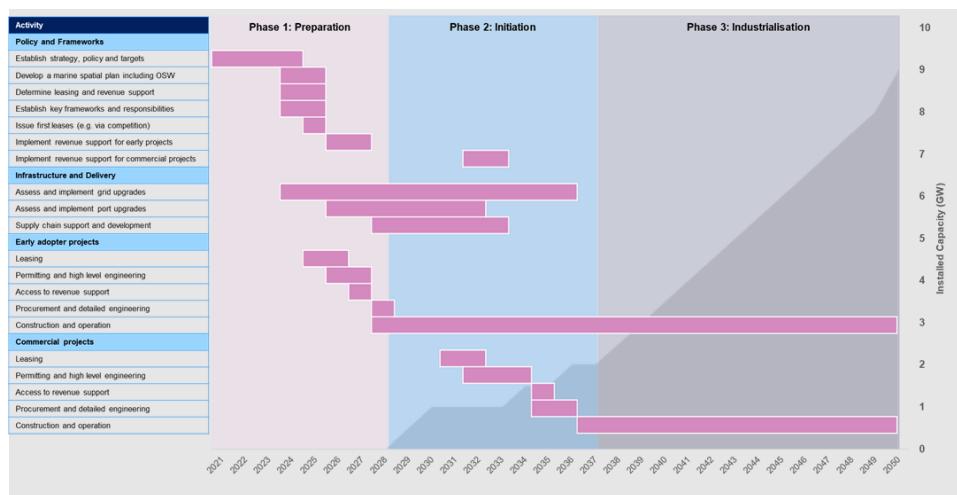
Fuente: Análisis del autor. N.B. El gráfico representa una construcción indicativa para el escenario bajo y la capacidad instalada real puede ser más variable dependiendo del tamaño de los proyectos y de las condiciones del mercado.

2.5 Escenario de alto crecimiento

El escenario alto, asume que la energía eólica costa afuera se desarrolla a escala comercial a través de una subasta o proceso tarifario específico de tecnología dedicada. Para lograr volúmenes significativos en el período 2040-2050, se supone que se debe llevar a cabo un programa importante para construir la capacidad de transmisión necesaria.

La imagen 5 muestra el posible calendario de aplicación de políticas y desarrollo de proyectos que sería necesario para cumplir el escenario alto. Esto demuestra la necesidad de establecer los "bloques de construcción" antes de que, tanto los proyectos de adopción temprana, como los proyectos comerciales, desarrollen sus proyectos de manera eficiente y oportuna. Los plazos de desarrollo de aproximadamente 5 años son generalmente alcanzables con los marcos y la regulación adecuados, mientras que se ha observado en otros mercados incipientes que esto puede llevar hasta 10 años sin estas medidas

Imagen 5 Cronograma de aplicación y desarrollo de políticas para el escenario alto



Fuente: Análisis del autor

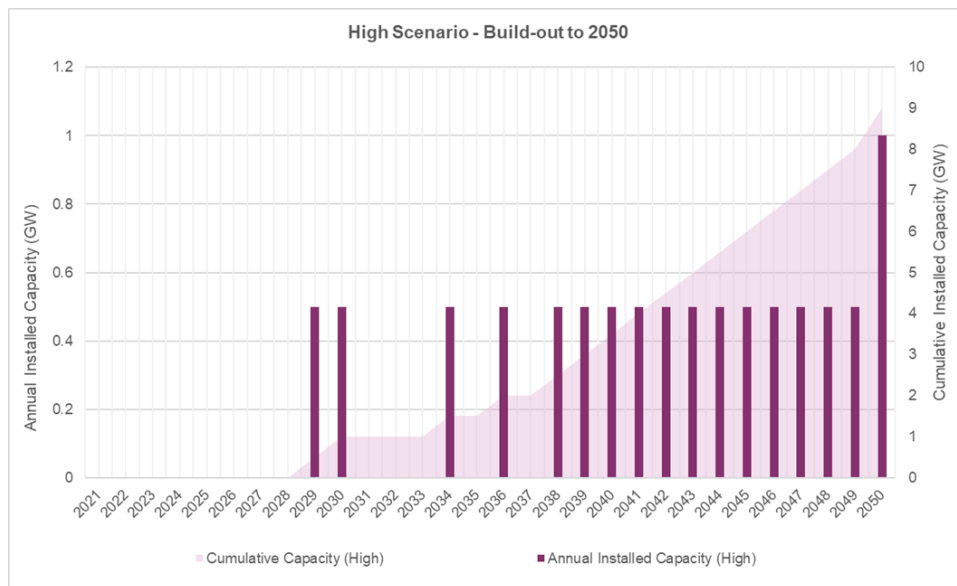
En 2030, la capacidad aumentará en comparación con el escenario de caso bajo de 200 MW a 1 GW, lo que indica un primer proyecto único más grande o un segundo proyecto de tamaño mediano.

Para 2040, se lograrán 3 GW, bajo el supuesto de que dos grandes proyectos de escala comercial (1 GW) y un proyecto más pequeño (0.5 GW), o una combinación similar, logren una operación comercial, muy probablemente en las áreas occidental y central. Se requerirán actualizaciones de transmisión dedicadas.

Para 2050, el objetivo aumenta entre 6GW a 9GW en total. Este aumento sustancial supone que se persigue un programa de adquisiciones significativo, que probablemente requiera un desarrollo sustancial de transmisión coordinada. Esto sucederá potencialmente en La Guajira, con el fin de llegar a áreas en la región de la zona oriental, o posiblemente se requerirán más proyectos flotantes conectados a través de líneas radiales en las zonas occidental y central.

El siguiente gráfico muestra cómo puede desarrollarse este escenario de acumulación en la realidad, para los calendarios de instalación. Dada la pequeña escala de todos los proyectos (<500 MW), se espera que cada proyecto pueda instalarse en una sola temporada. La diferencia clave entre el escenario bajo y el escenario alto en cuanto a la tasa de instalación es que, a mediados de la década de 2030, se habrá establecido un impulso suficiente en el mercado para permitir una tasa de instalación más consistente. Esto debería llevar a la instalación de al menos un proyecto al año, con la posibilidad de alcanzar un pico en el año 2050.

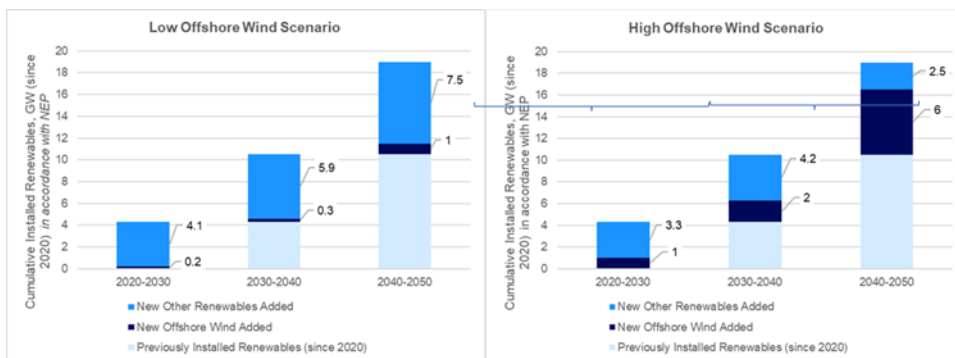
Imagen 6 Tasa de instalación para el escenario Alto



Fuente: Análisis del autor N.B. El gráfico representa una construcción indicativa para el escenario alto y la capacidad instalada real puede ser más variable dependiendo del tamaño de los proyectos y de las condiciones del mercado.

La imagen 7 presenta los escenarios alto y bajo en el contexto del Plan Energético Nacional 2020-2050. Con un objetivo de 19 GW de fuentes renovables no hidroeléctricas para 2050 (12.5.5), los gráficos muestran cómo la energía eólica costa afuera puede contribuir a este objetivo y los pasos intermedios, así como la cantidad de otras energías renovables que habría que instalar en cada década. El escenario bajo muestra la necesidad de instalar 5,9 GW y 7,5 GW de otras renovables en Colombia en 2030-2040 y 2040-2050 respectivamente, si se quiere alcanzar el objetivo de 19 GW establecido en el Plan Energético Nacional. El escenario alto muestra que la energía eólica costa afuera puede proporcionar la mayor parte de las nuevas energías renovables añadidas a la red en 2050, con sólo 4,2 GW y 2,5 GW de otras energías renovables necesarias en 2030-40 y 2040-2050 respectivamente. El propósito de la imagen 7 es contextualizar los escenarios dentro de los objetivos del PNE, dado a que no se han realizado análisis económicos para priorizar la energía eólica costa afuera sobre otras fuentes como la eólica terrestre o la solar fotovoltaica. Esto formará parte de la sección 3. Recomendaciones.

Imagen 7 Escenario bajo y alto en el contexto del Plan Energético Nacional



Fuente: Análisis del autor y Plan Nacional de Energía 2020-2050, UPME y Minenergía. Nota: Cada década representa la capacidad instalada acumulada y total prevista de recursos energéticos renovables (no hidráulicos) según el PNE.

2.6 Implicaciones potenciales de los Escenarios

A continuación, se ofrece un resumen de las posibles implicaciones de los escenarios.

2.6.1 Industria y cadena de suministro local

El crecimiento de una cadena de suministro local dependerá en gran medida de los compromisos políticos y de las perspectivas generales para el volumen del mercado. Por lo general, se requiere una cartera de proyectos de varios gigavatios para atraer el tipo de inversión de capital sustancial necesaria para las cadenas de suministro locales de vanguardia que pueden entregar componentes a un costo competitivo.

Considerando el impacto de los escenarios de crecimiento en una cadena de suministro en Colombia:

- Un **escenario de bajo crecimiento** sería insuficiente para movilizar la inversión de capital del sector privado en instalaciones o infraestructura locales para componentes principales de nivel 1, como cimientos y palas o torres de turbinas eólicas.
 - Los principales componentes y contratos de energía eólica costa afuera seguirían obteniéndose del extranjero.
 - Las instalaciones locales y la infraestructura costera, como el Puerto de Cartagena y el Puerto de Barranquilla, podrían usarse para la preparación y clasificación de componentes en este escenario.

- Ciertas estructuras, como subestaciones en tierra y acero secundario para cimientos, también pueden ser proporcionadas por empresas locales. Sin embargo, la mayor parte de los componentes y los principales contratos se obtendrían del extranjero.
- Los análisis de la sección 11.2.3.1 estiman un impacto de ~300 años ETC para 2030 y que aumenta a ~1.500 en 2050 a medida que se desarrolla la capacidad adicional en la última década. En cuanto a la producción económica bruta en Colombia, el análisis estima en ~25 millones de dólares 2021 para 2030 y ~130 millones de dólares 2021 para 2050.
- La industria en Colombia no impulsaría la cadena de suministro global, por lo que los nuevos proyectos probablemente tendrían que utilizar el oportunismo, como las ventanas en los calendarios de construcción de los buques de carga pesada disponibles para definir su propio calendario de construcción
- Un **escenario de alto crecimiento**, donde se prevé que el volumen del mercado alcance varios gigavatios, puede alentar orgánicamente más inversiones en la cadena de suministro para la fabricación local de componentes principales.
 - Para entregar mayores volúmenes de capacidad, se prevé que se requerirán actualizaciones de puertos dedicados para expandir la capacidad de preparación y pre-ensamblaje.
 - Sin embargo, la ubicación de las principales instalaciones de fabricación de componentes de Nivel 1 en Colombia no es segura incluso en el escenario de alto crecimiento, y puede requerir más incentivos o requerimientos del gobierno durante procesos de adquisiciones/subastas, o en el desarrollo del mercado regional en países cercanos fuera del control de Colombia.
 - Si a partir de 2030 se pudiera alcanzar un ritmo de construcción de un proyecto de tamaño comercial (500 MW+) por año, esto podría justificar la inversión en buques especializados dedicados al mercado colombiano.
 - Los análisis de la sección 11.2.3.1 estiman un impacto de ~1.000 años FTE para 2030 y que aumentará a ~26.000 en 2050 a medida que se desarrolle una capacidad adicional significativa en la última década. En cuanto a la producción económica bruta en Colombia, el análisis estima en ~100 millones de dólares 2021 para 2030 y ~3.000 millones de dólares 2021 para 2050
 - Para entonces, también se podría anticipar que otros mercados eólicos costa afuera de la región estarían madurando, y en el escenario alto Colombia podría ser una parte clave de un centro de la cadena de suministro regional.

2.6.2 Sociedad y Entorno Local

La energía eólica costa afuera tiene implicaciones para la biodiversidad, los servicios de los ecosistemas y los receptores socioeconómicos³ Sin embargo, con unas políticas de prefactibilidad y de permisos bien diseñadas, estos proyectos pueden coexistir con el medio ambiente y la sociedad, sin crear un daño medioambiental inaceptable o una perturbación social. Esto se ha demostrado en desarrollos activos y planificados en todo el mundo y se están llevando a cabo más investigaciones,

³ Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets (English). Washington, D.C.: World Bank Group. <http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

como el programa Offshore Wind Evidence and Change Program de The Crown Estate en, Reino Unido⁴.

Es necesario un programa de desarrollo prudente, que tenga en cuenta adecuadamente estos factores y las posibles mitigaciones, y que consulte a las partes interesadas de todo tipo para garantizar resultados óptimos y reducir los posibles impactos. Un programa de este tipo puede tardar varios años en diseñarse y aplicarse de forma eficaz, por lo que debería iniciarse pronto. Véase la sección 6 para más detalles.

- El **escenario de bajo crecimiento** podría preverse si este programa no se diseña eficazmente y, por tanto, la concesión de permisos para la energía eólica marina es lenta, de alto riesgo y costosa, lo que podría disuadir a los inversores.
 - En el escenario de bajo crecimiento, la energía renovable de Colombia provendría de otras fuentes que pueden conllevar otros impactos ambientales (por ejemplo, uso adicional de la tierra y los recursos naturales, impactos en las comunidades indígenas, mayor impacto en la ecología terrestre).
 - Para el año 2050, se puede prever que la energía eólica costa afuera, especialmente en las zonas seleccionadas en Colombia debido a sus altísimas velocidades de viento, será una tecnología altamente competitiva. En el escenario de bajo crecimiento, no se aprovecharía todo el potencial de reducción de costes, ya que no se pueden buscar eficiencias de costes a escala en la región. Por tanto, habría un impacto negativo proporcional en el coste de la electricidad para los consumidores.
 - En el escenario de bajo crecimiento, puede ser necesaria una mayor dependencia de la energía hidroeléctrica. Siendo así, no se habrá abordado suficientemente la diversidad del suministro de energía y también pueden aumentar los riesgos de seguridad energética debido a la escasez de recursos o a los fenómenos meteorológicos.
- El **escenario de alto crecimiento** podría contemplarse si se establece un marco regulador y de permisos eficaz que fomente y facilite la aprobación eficiente de los principales proyectos eólicos costa afuera.
 - En este escenario, se establece un marco específico de energía renovable marina o eólica costa afuera en alta mar para finales de esta década, con el fin de facilitar el desarrollo de 500 MW de proyectos al año para el inicio de la década de 2030.
 - El desarrollo de 9 GW de proyectos de energía eólica costa afuera en las zonas de mayor velocidad del viento, dará lugar a beneficios de reducción de costes tanto globales como locales, con un desarrollo suficiente para que surtan efecto las economías de escala regionales. En este escenario, la energía eólica costa afuera se considera, potencialmente, la solución de energía renovable más rentable para la región.
 - En el escenario de alto crecimiento, se habrá logrado una importante diversificación del suministro de electricidad en Colombia, con la contribución de la energía hidroeléctrica, otras energías renovables como la eólica terrestre y la solar, y la eólica costa afuera. Esto tendría el efecto de mejorar la seguridad energética y la resistencia a los grandes fenómenos meteorológicos.
 - Dado el aumento del espacio necesario en el medio marino para este escenario de construcción, habrá un mayor riesgo de impactos ambientales marinos como los de las aves

⁴ <https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/what-we-do/on-the-seabed/offshore-wind-evidence-and-change-programme/>

o los mamíferos marinos. Un sistema eficaz de MSP y de concesión de permisos garantizará que estos impactos se evalúen y mitiguen adecuadamente.

BORRADOR

3 RECOMENDACIONES

3.1 Introducción

Esta sección ofrece recomendaciones iniciales para que Colombia desarrolle una industria eólica costa afuera exitosa. A continuación, se presenta una lista de 34 recomendaciones, organizadas en ocho temas. Se basan en los análisis desarrollados a partir de la sección 4, en los compromisos con el sector público y privado, y en los estudios de casos internacionales del informe del GBM "Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets"⁵. Estas sugerencias no son exhaustivas ni prescriptivas, y cubren ampliamente los temas de creación de mercado y reducción de riesgos. Es necesario seguir estudiando, analizando, consultando a las partes interesadas y tomando decisiones políticas para desarrollar una vía ideal para la energía eólica costa afuera en Colombia.

Imagen 8 Temas de las recomendaciones



Fuente: RCG-ERM

5 Washington, D.C. : World Bank/ESMAP/IFC.
<http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

3.2 Recomendaciones

3.2.1 Objetivos de volumen y visión

1. La UPME debe llevar a cabo la **planificación de la generación** para proporcionar los volúmenes y el calendario indicativo, con relación a la capacidad eólica costa afuera, como parte de su próxima iteración de los Planes de Expansión de Generación y Transmisión, como se discute en la sección 10.5. Es crucial entender el papel de la energía eólica costa afuera en el futuro mix energético del país, para ayudar a satisfacer la demanda local y electrificar la economía.
2. El MME debe establecer una **visión de la energía eólica costa afuera y unos objetivos de capacidad** hacia 2030 y más allá, guiados por los escenarios y potenciales discutidos en esta hoja de ruta (secciones 2 y 4) y también por la próxima iteración de los planes de generación de la UPME.

3.2.2 Concesiones, consentimientos y permisos

3. La DIMAR dirigirá la **revisión del Plan de Ordenamiento Marino Costero (MSP)**, dirigido por el Gobierno, para analizar la compatibilidad del despliegue comercial de la energía eólica costa afuera con otros usuarios del mar. Como resultado de la revisión, se publicarán las zonas prioritarias para el despliegue de la energía eólica costa afuera, que pueden servir de base para el proceso de concesión de los fondos marinos y reducir los riesgos de los permisos más adelante. Se trata de un procedimiento exhaustivo que requiere la consulta con las partes interesadas para garantizar una coexistencia segura. Se hace referencia a los Planes Espaciales Marítimos que están llevando a cabo los Estados miembros de la UE según la Directiva 2014/89/UE.
4. Identificar las **áreas prioritarias** para el despliegue comercial de la energía eólica costa afuera en Colombia, guiado por consideraciones técnicas, ambientales y sociales en línea con la sección 4 y alineado con los MSP. Este trabajo puede ser liderado por la UPME y requerirá un enfoque coordinado entre varias instituciones, es decir, MME, MADS, DIMAR, INVEMAR, ICAHN, AUNAP, MinInterior y el sector eléctrico.
5. La DIMAR definirá y administrará el proceso de concesión, en coordinación con el MME y la UPME y se otorgará en el marco de un proceso de concurso. La certeza de la tenencia (incluyendo derechos exclusivos de prospección) da confianza a los inversionistas en etapas tempranas, lo cual entra en conflicto con el Reglamento Marítimo Colombiano vigente (REMAC 5) y deberá ser revisado. Las normas que gestionan la competencia y las condiciones de concesión deberán ser publicadas y, entre otras, las consideraciones sobre posibles solapamientos de áreas entre los competidores deberán ser aclaradas. Se pueden adaptar las mejores prácticas de los organismos de concesión de otros mercados, como el Estado de la Corona de Escocia con la ronda de concesiones de ScotWind.
6. Que la ANLA incluya las áreas prioritarias identificadas para el despliegue comercial de la energía eólica costa afuera en el ejercicio de **regionalización** para comprender sus requisitos de caracterización, y también apoyar a los futuros equipos de evaluación una vez que se materialicen los planes de proyectos en estas áreas.
7. La ANLA y el MADS deben publicar los **Términos de Referencia (TdR)** generales para el desarrollo de los estudios de impacto ambiental y social (EIAS) para los proyectos eólico costa

afuera. Se aconseja incluir las consideraciones ambientales y sociales de la sección 6, combinadas con los aprendizajes del desarrollo de proyectos eólicos terrestres y de O&G en alta mar en Colombia. Además, se recomienda una evaluación exhaustiva de las diferencias entre los actuales TdR para la energía eólica terrestre y las Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional (IFC), que puede basarse en el examen de alto nivel desarrollado en la sección 10.3.2.1.

8. La DIMAR deberá reevaluar el reglamento de **concesiones marítimas** para las fuentes de energía renovables no convencionales (10.3.1) en consonancia con las condiciones de concesión previstas para los proyectos eólicos costa afuera. Se definirán interdependencias claras con los procesos de concesión de los fondos marinos, ESIA y apoyo a los ingresos para aumentar la transparencia en los pasos de desarrollo del proyecto.

9. Agilizar el acceso y la disponibilidad del público en general a la **información de dominio público** existente en las diferentes entidades gubernamentales. Específicamente, sería beneficioso contar con un portal centralizado que brinde acceso a la información de base actualmente disponible en la biblioteca web de la ANLA, el repositorio de información del INVEMAR sobre la Costa Caribe colombiana, etc.

10. Fomentar los esfuerzos de colaboración entre el Gobierno y la industria para la **recopilación de datos estratégicos en alta mar**, incluidos los estudios de referencia medioambientales, de biodiversidad y sociales, así como los geofísicos/geotécnicos y metaoceánicos, incluido el recurso eólico, para apoyar la reducción del riesgo de las hipótesis de modelización de los proyectos. La DIMAR, a través de sus centros de investigación, podría contribuir en gran medida a mejorar los conocimientos sobre los entornos costeros y de alta mar. Disponer de datos de referencia ayuda a los inversores a reducir el riesgo de las primeras fases de desarrollo y a acelerar o incluso comprimir los plazos de desarrollo de los proyectos. En Colombia, se han concedido pre-facultades, pero no implican derechos exclusivos ni prioridad hacia una eventual concesión de área, lo que podría estar reduciendo el interés de los inversores por desplegar una infraestructura para la captura de datos. Un ejemplo de Programa Industrial Conjunto (JIP) es el Acelerador Eólico Marino⁶ de Carbon Trust, en el Reino Unido.

11. Se recomienda facilitar a promotores interesados un estándar **de precalificación** antes de iniciar un concurso de concesión de fondos marinos. Se establecerán criterios de calificación para la selección de empresas que tengan las capacidades técnicas y/o financieras y se evitarán los proyectos especulativos. Esto también fomentará la asociación entre los actores locales e internacionales para crear las capacidades necesarias. Se pueden extraer ejemplos de las subastas federales de concesión de Estados Unidos gestionadas por la Oficina de Gestión de la Energía Oceánica (BOEM).

12. Se recomienda el mapeo de los paisajes protegidos para ayudar a evaluar el impacto visual por el MinCultura y el MADS con el apoyo de los institutos de investigación y en consulta con las comunidades locales, como se discute en la sección 6.3.3.5.

13. El MME dirigirá el trabajo sobre el marco normativo a nivel del Decreto/Ley con relación a los procesos de concesión de zonas marítimas, la concesión de permisos, la conexión a la red y los

⁶ <https://www.carbontrust.com/our-projects/offshore-wind-accelerator-owa>

mecanismos de apoyo en Colombia. Se tendrán en cuenta aspectos como la visión y los objetivos nacionales, la legislación aplicable y un mapa de funciones entre las entidades gubernamentales. Este último tiene que delimitar las funciones, responsabilidades, limitaciones y alcance de las acciones de cada una de las instituciones involucradas, para evitar posibles conflictos que puedan llevar a reprocesos entre las diferentes entidades participantes y crear certidumbre y claridad para los participantes del mercado interesados.

3.2.3 Conexión a la red y planificación de la transmisión

14. La UPME debe formular **planes indicativos de expansión** de la red en consonancia con la visión y los objetivos de capacidad anunciados para la energía eólica costa afuera y las zonas prioritarias identificadas para esta tecnología en los MSPs. Los costes estimados de las ampliaciones de la transmisión en las regiones occidental, central y oriental se tendrán en cuenta en el diseño de la política de volúmenes y ubicaciones de adquisición.

15. Las **solicitudes de conexión a la red** se convertirán en una parte integral del proceso de autorización de los proyectos eólicos costa afuera, lo que también contribuirá a evitar la especulación.

3.2.4 Infraestructura Portuaria

16. DIMAR y MinTransporte, a través de la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), estarán a cargo de evaluar las necesidades de desarrollo e inversión de la infraestructura portuaria local (por ejemplo, instalaciones portuarias dedicadas, refuerzo de la capacidad de los muelles, etc.) y del transporte por carretera para cumplir los objetivos de visión y capacidad. En la sección 8 se definen los criterios de evaluación en inversión para priorizar opciones con respecto a la capacidad física para desarrollar las actividades de construcción o fabricación de parques eólicos marinos fijos o flotantes en Colombia en el largo plazo.

17. Evaluar el potencial y la idoneidad de los **astilleros** existentes como puntos de montaje y de parada, para fabricar las partes superiores y los cimientos de las subestaciones en alta mar y para dar servicio a los buques de suministro y de construcción en alta mar. Los astilleros también han demostrado ser una importante infraestructura costera que ofrece servicios de fabricación, puesta en escena y montaje para la industria eólica marina en Europa y Asia. En el apartado 8.3.5 se hace un repaso de alto nivel.

18. Desarrollar políticas para potenciar el nacimiento y la evolución de los **clústeres industriales** de la energía eólica costa afuera en torno a los puertos seleccionados. En los últimos 50 años se han desarrollado varias agrupaciones industriales notables centradas en los puertos y, en relación con la energía eólica costa afuera, esto se ha observado en el Puerto de Esbjerg 7 (Danish Energy Innovation Cluster⁸).

7 <https://portesbjerg.dk/en/business-area/renewables>

8 <https://en.winddenmark.dk/projects/energy-innovation-cluster>

3.2.5 Desarrollo de la cadena de suministro

19. MME deberá potenciar el desarrollo de la cadena de suministro local mediante mecanismos como los incentivos fiscales. Como parte de este esfuerzo, deberá revisar la adecuación de la Ley 1715 / 2014, el programa Proastilleros, etc. para apoyar la incipiente industria eólica costa afuera.

20. El MME se articulará con las **agencias de crédito a la exportación** (ECA), como Eksport Kredit Fonden de Dinamarca y Euler-Hermes de Alemania, que pueden ofrecer financiación comercial y otros servicios para facilitar las exportaciones internacionales de las empresas nacionales. Muchos países cuentan con organismos de crédito a la exportación que ofrecen préstamos, garantías de préstamos y seguros para ayudar a eliminar la incertidumbre de exportar a otros países.

21. MinTrabajo y MME evaluará la potencial transferibilidad de las industrias locales, por ejemplo, de los combustibles fósiles a la eólica costa afuera. Las empresas de Colombia pueden estar bien posicionadas para hacerse con importantes cuotas de mercado durante las fases de desarrollo, construcción y explotación de los parques eólicos costa afuera, tanto a nivel regional como mundial. Deberá cuantificar los requisitos basándose en la visión y los objetivos, combinados con las perspectivas del mercado global, e iniciar los compromisos de las partes interesadas para establecer un plan. Existen ejemplos de iniciativas similares en Noruega, donde se han encargado estudios para identificar las oportunidades para la industria local⁹.

22. Entre las áreas evaluadas como las más preparadas para emerger como una potencial cadena de suministro de energía eólica costa afuera en Colombia se encuentran varios servicios para el desarrollo de proyectos iniciales, especialmente relacionados con la consultoría para el desarrollo de proyectos y servicios de asesoramiento legal y de obtención de permisos locales (7.3.1). La creación de oportunidades para identificar **sinergias** y establecer alianzas puede encabezar el desarrollo de la cadena de suministro para la industria eólica costa afuera.

23. Las actividades de apoyo a la industria, como una sólida **base de datos** de la cadena de suministro, pueden ayudar a comprender las capacidades de los proveedores actuales y potenciales. Un proceso de precalificación similar al ejecutado en la sección 7 puede ayudar a comprender las capacidades de transferencia de otras industrias.

3.2.6 Financiación

24. Los proyectos de energía eólica costa afuera tienen grandes necesidades de capital, por lo que se recomienda iniciar contactos con financiadores internacionales experimentados para ayudar al gobierno a entender los requisitos de los prestamistas. Entre ellos se encuentran los bancos internacionales, las instituciones financieras de desarrollo (DFIs), las instituciones financieras internacionales (IFIs) y las agencias de crédito a la exportación (ECAs). Las ECAs pueden ser fundamentales para movilizar moneda local y prestamistas internacionales experimentados, como ha sido el caso de Taiwán.

⁹ Eksportkredit: Offshore Wind – Opportunities for the Norwegian, 2020-13, 978-82-8368-074-4
<https://www.regjeringen.no/contentassets/07635c56b2824103909fab5f31f81469/offshore-wind-opportunities-for-the-norwegian-industry.pdf>

25. Crear incentivos por parte del gobierno nacional a las entidades financieras de segundo piso, a los Fondos Nacionales, por ejemplo FENOGE, o a las entidades bancarias nacionales con el fin de aumentar la participación del sector bancario colombiano en la financiación de proyectos eólicos costa afuera con una tasa y términos competitivos, que se asemejen a las condiciones utilizadas por los bancos internacionales.

26. Aprovechar los programas de financiación en condiciones favorables y las asociaciones para reducir el coste de la financiación. Deben investigarse los mecanismos de financiación concesional y de apoyo al crédito para garantizar que los costes de financiación del patrocinador del proyecto puedan estructurarse con niveles competitivos a nivel mundial.

3.2.7 Ingresos

27. MME deberá analizar los posibles mecanismos de apoyo que sean adecuados para los proyectos de energía eólica costa afuera, con el fin de proporcionar a los promotores, prestamistas e inversores visibilidad y seguridad a largo plazo sobre sus ingresos, ayudándolos así a gestionar sus riesgos y a reducir el LCOE. Las opciones para los acuerdos de adquisición pueden incluir acuerdos de compra de energía (PPA), *feed-in-tariff* (FIT), contratos por diferencia (CFD) y acuerdos bilaterales con entidades corporativas. La elección del mecanismo puede evolucionar con el tiempo a medida que la industria madure, por ejemplo, introduciendo primero sistemas FIT y adoptando finalmente subastas, como se ha visto en Alemania¹⁰.

28. El MME deberá decidir el proceso de adjudicación de los acuerdos de compra, incluyendo el tipo de mecanismo de apoyo elegido y el momento en que se producirá en el marco de la concesión de permisos. Se recomienda adjudicarlos a través de un proceso competitivo de apoyo a los ingresos, programado para entregar las capacidades objetivo según la visión y el objetivo nacional de la energía eólica costa afuera. Además, se sugiere un modelo de dos concursos (véase la sección 10.4), de modo que los acuerdos de compra se concedan como un proceso separado de las etapas de concesión y autorización. Es necesario considerar cuidadosamente la moneda de las tarifas de compra, la indexación y las garantías relacionadas con la capacidad de financiación local.

29. La CREG deberá evaluar la viabilidad de conceder Obligaciones de Energía Firme (OEF) a futuros proyectos eólicos costa afuera, bajo el mecanismo existente de Cargo por Confiabilidad (5.3.1).

3.2.8 Salud, Seguridad y Educación

30. MinInterior deberá iniciar compromisos con las partes interesadas. Por ejemplo, mesas redondas y grupos de trabajo para establecer diálogos abiertos con las comunidades que podrían verse afectadas por el desarrollo de la industria eólica costa afuera en Colombia.

¹⁰ GWEC: VIETNAM'S FUTURE TRANSITION TO OFFSHORE WIND AUCTIONS, INTERNATIONAL BEST PRACTICES AND LESSONS LEARNED
<http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/vietnam%20offshore%20wind.pdf>

31. Compromiso gubernamental y divulgación para/con la comunidad internacional offshore para orientar las prácticas locales y fomentar el interés en el mercado.

32. El MinTrabajo y el MME deben desarrollar directrices y formación en materia de salud y seguridad para promover la puesta en marcha segura de la industria eólica costa afuera, de modo que también sea relevante para el contexto local de Colombia. Se aconseja asociarse con organismos mundiales de formación para extraer las mejores prácticas internacionales y realizar un análisis de las diferencias con la legislación existente (9). Los ejemplos de la comunidad internacional incluyen la asociación de Nueva Jersey y la Organización Eólica Global (GWO) en alianza con el reto de la formación en seguridad eólica¹¹.

33. La DIMAR dirigirá la revisión de la legislación nacional en materia de seguridad y realizará un análisis de las deficiencias para integrar otras normas internacionales ampliamente adoptadas en materia de salud y seguridad de la energía eólica costa afuera. Las acciones específicas consisten en considerar las particularidades de los proyectos de energía eólica costa afuera en la próxima actualización de la Resolución 674/2012 y el trabajo en curso sobre el Manual de operaciones seguras costa afuera, previsto para 2022.

34. MME facilitará la formación en el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera y las mejores prácticas para el personal de los diversos organismos gubernamentales que deberán desarrollar el marco normativo, tramitar las solicitudes de rondas de concesión, etc. La contratación y/o subcontratación de consultores para gestionar el volumen de solicitudes y el trabajo necesario ha dado buenos resultados en el Reino Unido para evitar retrasos en la tramitación y lograr resultados eficientes y racionales.

3.3 Consideraciones de implementación técnica

La imagen 9 describe una vista simplificada de las acciones potencialmente necesarias para lograr los escenarios de implementación de alta y baja capacidad discutidos en la Sección 2. Se requerirá un análisis adicional en todas las áreas como parte del diseño de políticas futuras y la planificación de la implementación.

Imagen 9 Acciones potenciales para implementación de escenarios

Consideración	Escenario de crecimiento bajo	Escenario de crecimiento alto
Red	<ul style="list-style-type: none"> Se supone que solo se requerirán actualizaciones limitadas en cada década, aprovechando los refuerzos planificados y la interconexión directamente a los bolsillos de carga en volúmenes relativamente bajos. 	<ul style="list-style-type: none"> Con el tiempo, se supone que se requerirán actualizaciones dedicadas de la red para incorporar mayores volúmenes de inyección. Se espera que esto incluya refuerzos y mejoras específicas en el derecho de paso existente entre Santa Marta y Riohacha, así como mejoras significativas en el derecho de paso planificado hacia el oriente de la Guajira para desbloquear volúmenes costa afuera

¹¹ <https://www.globalwindsafety.org/news/wind-safety-training-challenge-launched-in-new-jersey-to-support-offshore-growth>

significativos en esa área. Se debe tener en cuenta que puede ser posible utilizar HVDC marino como una vía alternativa para la expansión de la transmisión, aunque se espera que tal enfoque sea menos rentable.

<p>Infraestructura Portuaria</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los puertos existentes de Cartagena y Barranquilla serían viables para respaldar las operaciones de preparación y clasificación según sea necesario con una inversión relativamente menor en mejoras. • En un escenario de bajo crecimiento, no se requiere ninguna instalación portuaria local especialmente construida. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se podrían utilizar instalaciones portuarias locales dedicadas para la puesta en escena y clasificación de grandes componentes eólicos costa afuera. • Se requerirían inversiones moderadas en la mejora de los puertos, principalmente el refuerzo de la capacidad de los muelles y, en algunos casos, el aumento de la profundidad del canal. • Las actividades portuarias centradas probablemente se centrarían en los puertos de Cartagena y Barranquilla, opciones secundarias en Santa Marta.
--	---

<p>Cadena de suministro local</p> <ul style="list-style-type: none"> • Casi todos los componentes principales de nivel 1 importados de instalaciones en el extranjero. • No se requiere inversión en instalaciones de fabricación locales (en serie) • Algún potencial para los proveedores locales de componentes de nivel 2 y 3 (es decir, estructuras de acero secundarias). • Operaciones y Mantenimiento suministrados localmente desde zonas portuarias próximas a parques eólicos costa afuera. 	<ul style="list-style-type: none"> • Algunas instalaciones establecidas para la fabricación y puesta en escena de componentes como piezas de transición o superficies OSS. • Los componentes de aerogeneradores, como palas y góndolas, continúan importándose de instalaciones especializadas en el extranjero. • Cimentaciones de turbinas eólicas importadas de instalaciones de producción en serie especializadas en el extranjero, pero se pueden montar y ajustar localmente • Buques de Instalación de Propósito Especial también importados del exterior.
---	--

<p>Normativa y política</p> <ul style="list-style-type: none"> • En el escenario de bajo crecimiento, puede establecerse, o no, un programa de adquisición de PPA competitivo a largo plazo, y los proyectos pueden adquirirse sobre una base bilateral individual cuando sea más económico y compatible con la planificación de la expansión del sistema o mediante subasta. • Establecer una política gubernamental de apoyo y predecible con respecto a los permisos y aprobaciones costa afuera. 	<ul style="list-style-type: none"> • Para lograr una ruta de "alto crecimiento", se asume que se establece un programa de adquisiciones competitivo dedicado a la energía eólica costa afuera, que maximiza la tensión competitiva y la eficiencia de precios entre los postes. • Establecer una política gubernamental de apoyo y predecible con respecto a los permisos y aprobaciones costa afuera.
---	--

<p>Financiero y económico</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si bien no se establece ningún programa de adquisiciones específico en el escenario bajo, se espera que se consideren medidas para maximizar la rentabilidad de los proyectos planificados, tales como: 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizando un programa de adquisiciones específico, se espera que se consideren medidas para maximizar la rentabilidad y el atractivo del mercado para los desarrolladores internacionales. Las acciones pueden incluir: <ul style="list-style-type: none"> ○ Prolongación del plazo de la PPA de energías renovables a 25 años o más
--	---

- Prolongación del plazo de la PPA de energías renovables a 25 años o más
- Aprovechamiento de los programas de financiamiento concesional y las asociaciones para reducir el WACC
- Aprovechamiento de los programas de financiamiento concesional y las asociaciones para reducir el WACC
- Establecer un apoyo gubernamental de apoyo y predecible con respecto a los permisos y aprobaciones costa afuera.
- Participación del gobierno y acercamiento con desarrolladores internacionales de energía eólica costa afuera que han expresado interés en Colombia para brindar orientación a las prácticas locales y fomentar el interés en el mercado.
- Llevar a cabo estudios en alta mar financiados por el gobierno, incluidos estudios de referencia ambientales, de biodiversidad y sociales, así como geofísicos / geotécnicos y meteoceánicos, incluidos los recursos eólicos, para respaldar la eliminación de riesgos de los supuestos de modelado del proyecto.
- Dependiendo de las prioridades del gobierno, el programa de adquisiciones podría incluir requisitos específicos de contenido local para fomentar la creación de empleo local y el desarrollo económico en tierra.
- La orientación de los códigos y estándares nacionales de HSE costa afuera aplicables puede formar la base de los estándares de HSE eólica costa afuera de Colombia. Se debe realizar un análisis de brechas para integrar otros estándares internacionales ampliamente adoptados para HSE eólica costa afuera a fin de formar estándares HSE específicos de la industria en Colombia.

Salud y Seguridad

Fuente: RCG-ERM 2021

INFORMACIÓN DE SOPORTE

BORRADOR

4 EVALUACIÓN DE ZONAS EÓLICAS COSTA AFUERA

Esta sección, detalla la metodología y los resultados para la identificación de posibles zonas de desarrollo de energía eólica costa afuera, así como la estimación del potencial bruto máximo para el despliegue de energía eólica costa afuera.

4.1 Propósito

Esta sección identifica áreas marinas que podrían ser adecuadas para el futuro despliegue de energía eólica costa afuera en Colombia. Además del potencial de recursos y las características básicas de la condición del sitio, se evaluaron las consideraciones ambientales, sociales y humanas que pueden influir en la ubicación y el tamaño de las áreas de desarrollo futuro, así como el potencial de volumen general del mercado. La consideración de las restricciones es un ejercicio importante y necesario para comprender la escala potencial de la industria eólica costa afuera en el país, de igual manera, el tamaño de las áreas potenciales de desarrollo de la energía eólica costa afuera.

4.2 Metodología

Para entender el potencial global de generación técnicamente alcanzable en el mercado, el equipo de trabajo partió de una evaluación documental sobre las velocidades del viento costa afuera. Luego, el potencial técnicamente alcanzable se filtra en función de varias capas de restricciones físicas, técnicas, ambientales y sociales que determinan la idoneidad de áreas específicas para el desarrollo de la energía eólica costa afuera. A partir de sistemas de información geográfica (GIS) se ha realizado un ejercicio de mapeo para visualizar las restricciones y factores clave para las áreas de desarrollo eólico marino en Colombia. Se han identificado conjuntos de datos de fuentes públicas y se muestran en una serie de factores técnicos y mapas de restricciones. Permitiendo así la identificación de áreas de interés para la exploración del desarrollo eólico costa afuera (no los sitios finales del proyecto) y la estimación de la capacidad eólica costa afuera menos restringida en Colombia.

4.3 Potencial Técnico

El potencial técnico se refiere a la capacidad máxima desarrollable de energía eólica costa afuera, la cual se basa en criterios técnicos clave, que incluyen la profundidad, la velocidad del viento y las fronteras nacionales, pero sin considerar otras limitaciones clave como el tráfico marítimo o los

usos competitivos. Las áreas de potencial técnico se han definido con base en los siguientes valores de batimetría y velocidad del viento:

Imagen 10 Criterios de potencial técnico

Velocidad del viento (metros/segundo a 150 m)	Batimetría (metros a nivel medio del mar)	Tipo de cimientos
7 – 8	Menor a 70	Fondo fijo
8 – 9	Menor a 70	Fondo fijo
9 – 10	Menor a 70	Fondo fijo
Mayor a 10	Menor a 70	Fondo fijo
7 – 8	70 – 1,250	Flotante
8 – 9	70 – 1,250	Flotante
9 – 10	70 – 1,250	Flotante
Mayor a 10	70 – 1,250	Flotante

Fuente: RCG

Se han utilizado rangos estándar de referencia aproximados de la industria, que incluyen un valor mínimo de velocidad del viento de 7 m/s a 150m y una profundidad máxima del agua de 1250 m para definir el potencial técnico. Si bien el desarrollo en áreas fuera de estas condiciones técnicas es posible, y puede ser viable, las condiciones dentro de 0 m - 1250 m con velocidades del viento superiores a 7 m/s se consideran una prioridad más alta para la exploración. Se eligió la profundidad máxima de 1.250 para instalaciones flotantes, no con el propósito de establecer un límite técnico, sino con base en las características de la zona marítima en las cercanías de las principales áreas de interés.

4.3.1 Limitaciones técnicas, ambientales y sociales

Además del potencial técnico, se mapearon las restricciones y los factores ambientales, sociales y técnicos clave para proporcionar un contexto adicional y depurar áreas de despliegue realistas. En la imagen 11 se proporciona una lista no exhaustiva de los tipos de restricciones consideradas.

Imagen 11 Tipos de restricciones y criterios

Tipo de restricción	Ejemplo	Notas de criterios
Recurso	Velocidad del viento	≥ 7 metros / segundo a 150 m de altura del buje
Técnico	Batimetría	<70 metros de fondo fijo, <1000 metros para flotar
Técnico	Densidad de envío	Tratar de evitar / amortiguar

Técnico	Aviación y radar	Tratar de evitar / amortiguar
Técnico	Infraestructura de petróleo y gas	Buscar evitar las áreas activas
Técnico	Condiciones del sitio	Considerar el tipo de sedimento del suelo
Técnico	Cables submarinos	Tratar de evitar / amortiguar
Técnico	Oleoductos	Tratar de evitar / amortiguar
Técnico	Áreas de ejercicio militar	Tratar de evitar / amortiguar
Técnico	Acceso a la transmisión	Considerar la ubicación de acceso
Ambiental	Áreas de biodiversidad	Tratar de evitar / amortiguar
Ambiental	Áreas marinas protegidas	Tratar de evitar / amortiguar
Ambiental	Áreas de conservación	Tratar de evitar / amortiguar
Ambiental	Sitios RAMSAR	Tratar de evitar / amortiguar
Ambiental	Otras áreas protegidas	Tratar de evitar / amortiguar
Ambiental	Aves migratorias	Tratar de evitar / amortiguar
Ambiental	Áreas importantes para las aves	Tratar de evitar / amortiguar
Social	Sitios de patrimonio cultural	Tratar de evitar / amortiguar
Social	Pesca industrial	Tratar de evitar / amortiguar
Social	Pesca artesanal	Tratar de evitar / amortiguar
Social	Acuicultura	Tratar de evitar / amortiguar
Social	Turismo	Tratar de evitar / amortiguar

Fuente: RCG, ERM 2021

4.4 Resultados

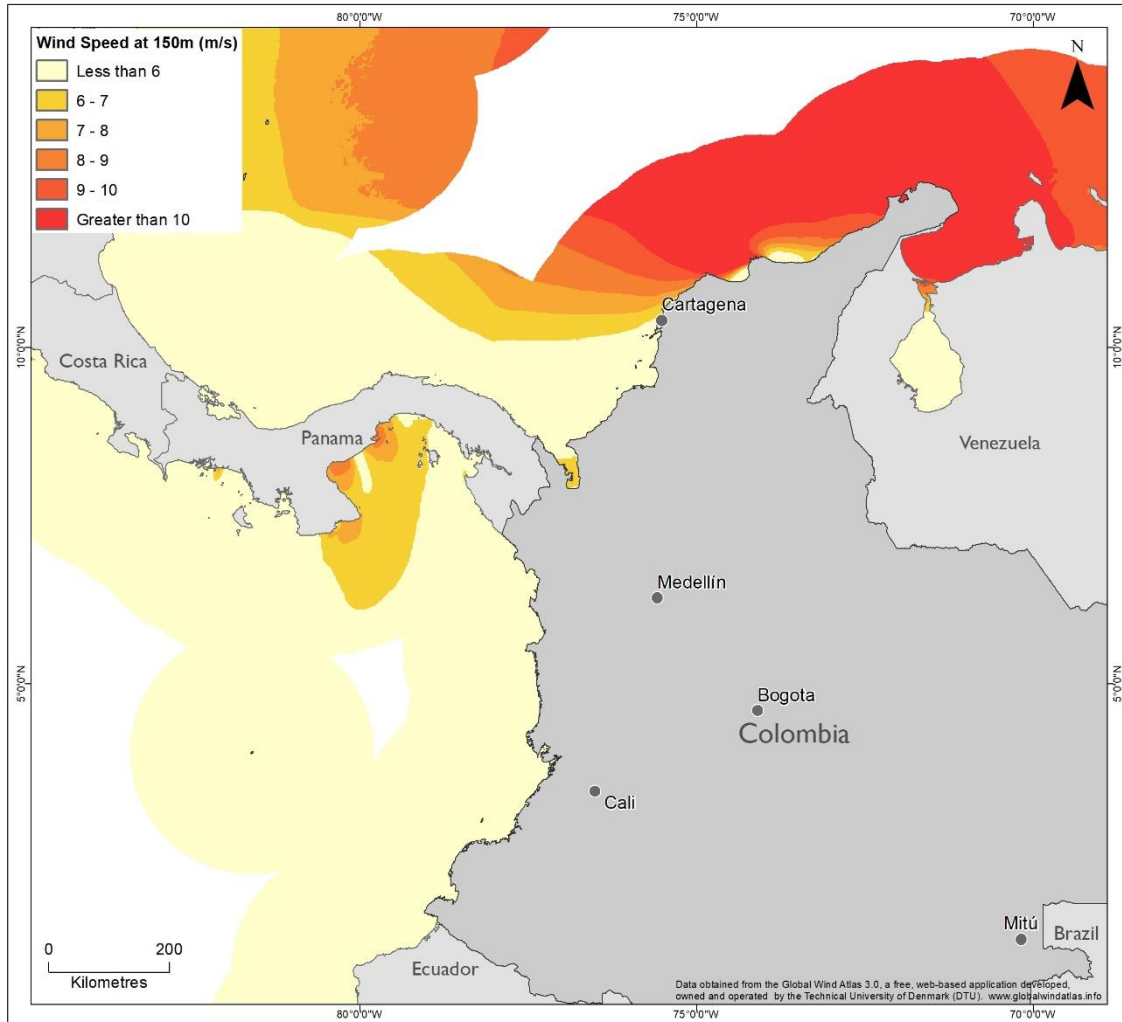
4.4.1 Velocidad el Viento

La capa de datos de recursos eólicos utilizada en este análisis proviene del Global Wind Atlas 3.0 (GWA 3.0), un portal de mapas en línea creado por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU Wind Energy) y el Grupo del Banco Mundial. Los datos incluyen diez años (2008-2017) de datos de entrada modelados de series de tiempo de meso escala de Vortex y datos mejorados de elevación y cobertura terrestre en el modelado a microescala. Para este ejercicio se seleccionaron velocidades del viento medidas a 150 m, ya que están alineadas con la altura potencial esperada del eje de los

generadores de turbinas eólicas OSW (WTG). Los datos de Global Wind Atlas están limitados a una distancia de 200 km desde la costa.

Las velocidades del viento en la costa occidental de Colombia son inferiores a 6 m/s a 150 m de altura. Estas condiciones de velocidad del viento son subóptimas para la energía eólica costa afuera. Las velocidades del viento son mucho mayores en la costa norte, alcanzando valores superiores a los 10 m/s en gran parte de la costa.

Imagen 12 Recurso eólico costa afuera



Fuente: RCG- ERM, 2021

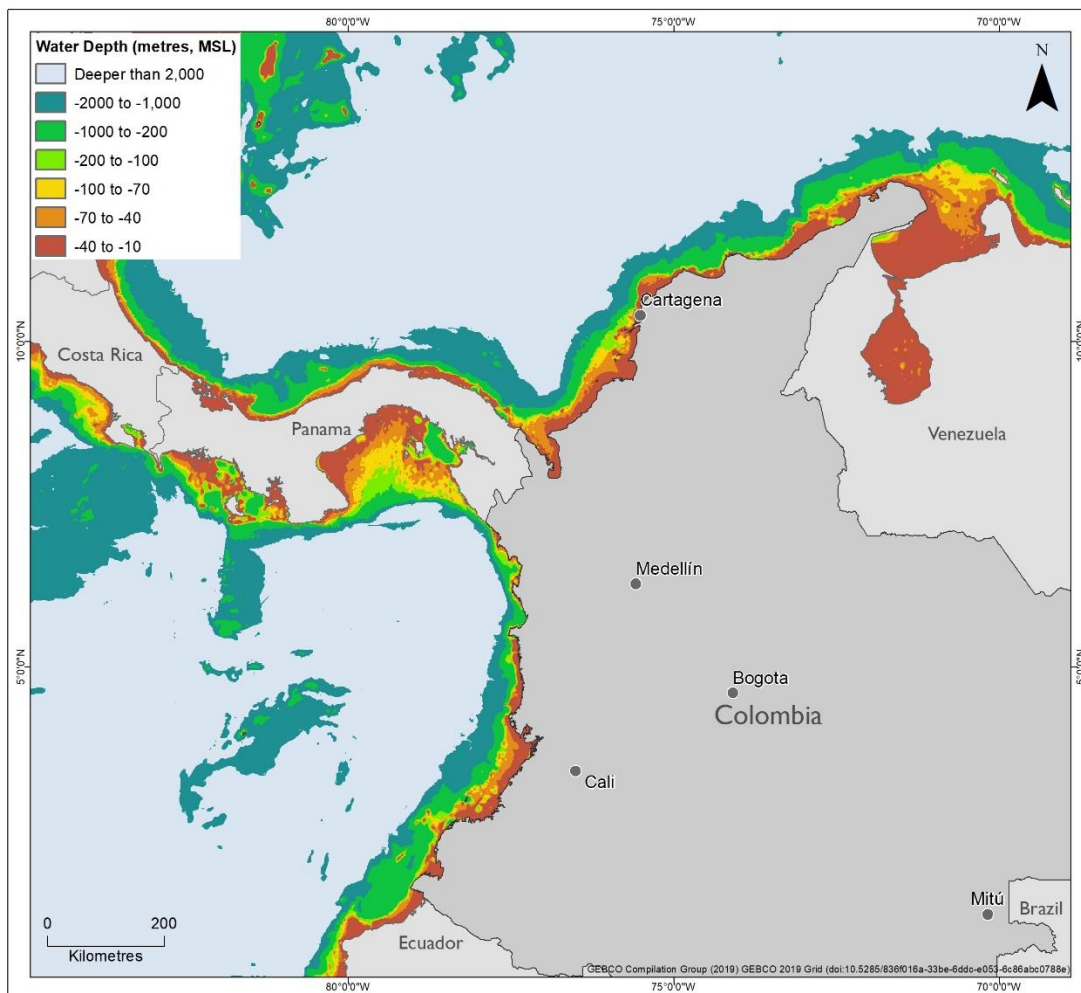
*Nota: Las fronteras, los colores, las denominaciones y cualquier otra información en este mapa no implican un juicio sobre la situación jurídica de un territorio, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

4.4.2 Batimetría y Geología Costa Afuera

Los datos de batimetría se obtuvieron de GEBCO Compilation Group (2019). La cuadrícula GEBCO 2019 es un modelo de terreno global continuo para el océano y la tierra, con una resolución espacial de 15 segundos de arco. Este incluye conjuntos de datos de diferentes repositorios de datos nacionales e internacionales, e iniciativas cartográficas regionales.

Las profundidades del agua alrededor de Colombia varían significativamente. Las profundidades del agua están por debajo de los 70 m a lo largo de la mayor parte de la costa, sin embargo, estas profundidades caen en el rango de 100 m - 200 m con una mayor distancia a la costa. Las profundidades del agua continúan aumentando y caen por debajo de los 1000 m aproximadamente a 50 km - 100 km de la costa en gran parte del país. Hay algunas áreas menos profundas, las cuales se encuentran más alejadas de la costa, centradas específicamente alrededor de las islas de Isla Isabela y San Andrés.

Imagen 13 Batimetría



Fuente: RCG- ERM, 2021

*Nota: Las fronteras, los colores, las denominaciones y cualquier otra información en este mapa no implican un juicio sobre la situación jurídica de un territorio, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

El equipo del proyecto no pudo acceder a los datos necesarios para evaluar la geología costa afuera de acuerdo con las categorías más pertinentes para la energía eólica costa afuera, que incluyen:

1. Geología del subsuelo (es decir, sedimento debajo de la superficie)
2. Perfiles de suelo
3. Tipos de sedimentos superficiales
4. Espesor de sedimentos superficiales
5. Ocurrencia de fondo duro
6. Tamaño de los sedimentos (tamaño de grano)

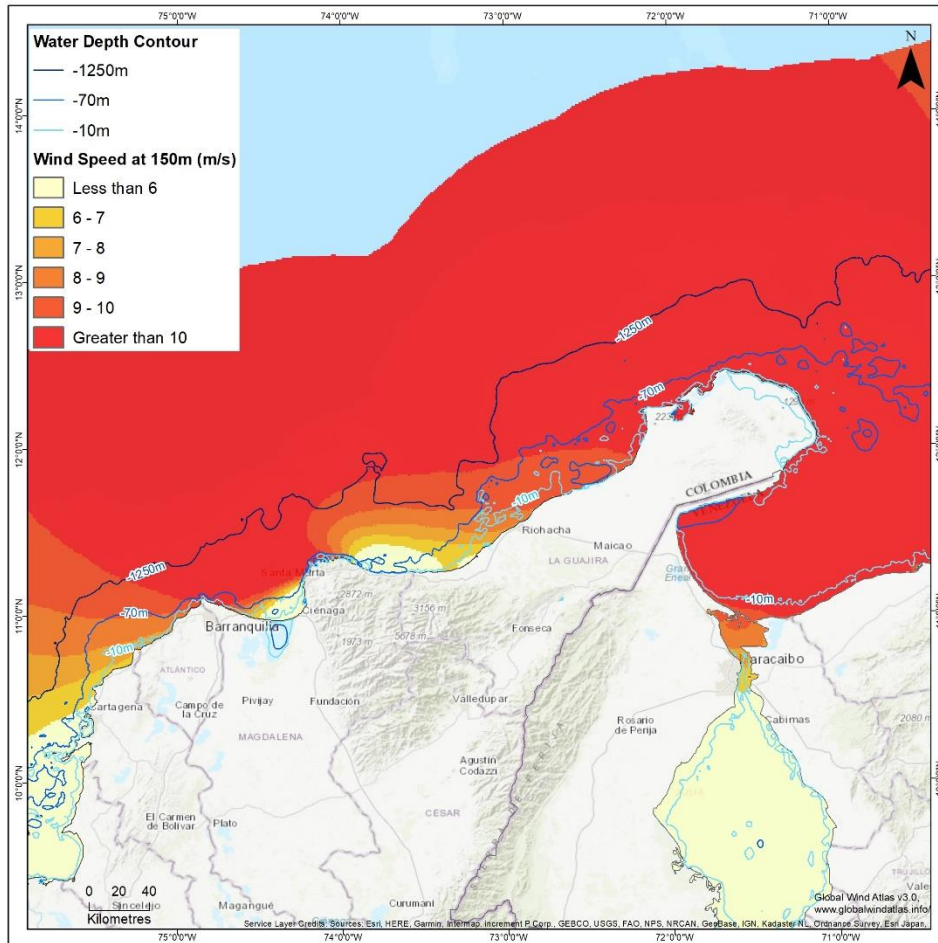
El equipo del proyecto no tiene conocimiento de que dichos datos estén disponibles para las zonas de alta mar en Colombia, excepto por los ejemplos individuales de estudios realizados para fines privados o actividades específicas de exploración de petróleo y gas que son menos aplicables a las necesidades de un desarrollador eólico costa afuera.

El equipo del proyecto revisó los datos en poder del Servicio Geológico Colombiano, así como los datos privados de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Además, celebró una reunión informativa informal con un especialista en datos geográficos costa afuera con cierta experiencia limitada en la realización de exploraciones privadas cerca de Cartagena y Santa Marta. La experiencia de esta firma, en ubicaciones selectas, subrayó la necesidad de una mayor exploración en alta mar, ya que se identificaron condiciones desafiantes en ambas áreas, incluidas las condiciones rocosas cerca de Santa Marta y las vetas de gas cerca de Cartagena. Tales observaciones limitadas no son necesariamente aplicables de manera amplia, ni son factores que necesariamente excluyen el despliegue de energía eólica costa afuera para los tipos de cimientos fijos o flotantes; sin embargo, son indicadores de que se requiere un estudio adicional, el cual será útil para eliminar los riesgos y construir una comprensión más clara de los requisitos para los tipos de cimientos, proyectos y diseño de disposición de turbinas y métodos de instalación.

4.4.3 Factores técnicos combinados

La imagen 14 muestra un mapa de la evaluación combinada de la velocidad del viento y los contadores de profundidad del agua. No hay potencial técnico para el viento costa afuera fijo o flotante a lo largo de la costa occidental de Colombia. Esto se debe a que la velocidad del viento, a una altura de 150 m, está por debajo de 6 m/s. El potencial técnico disponible se concentra a lo largo de la costa norte del Mar Caribe, con la mayor área de potencial ubicada frente a la región de La Guajira.

Imagen 14 Factores técnicos combinados



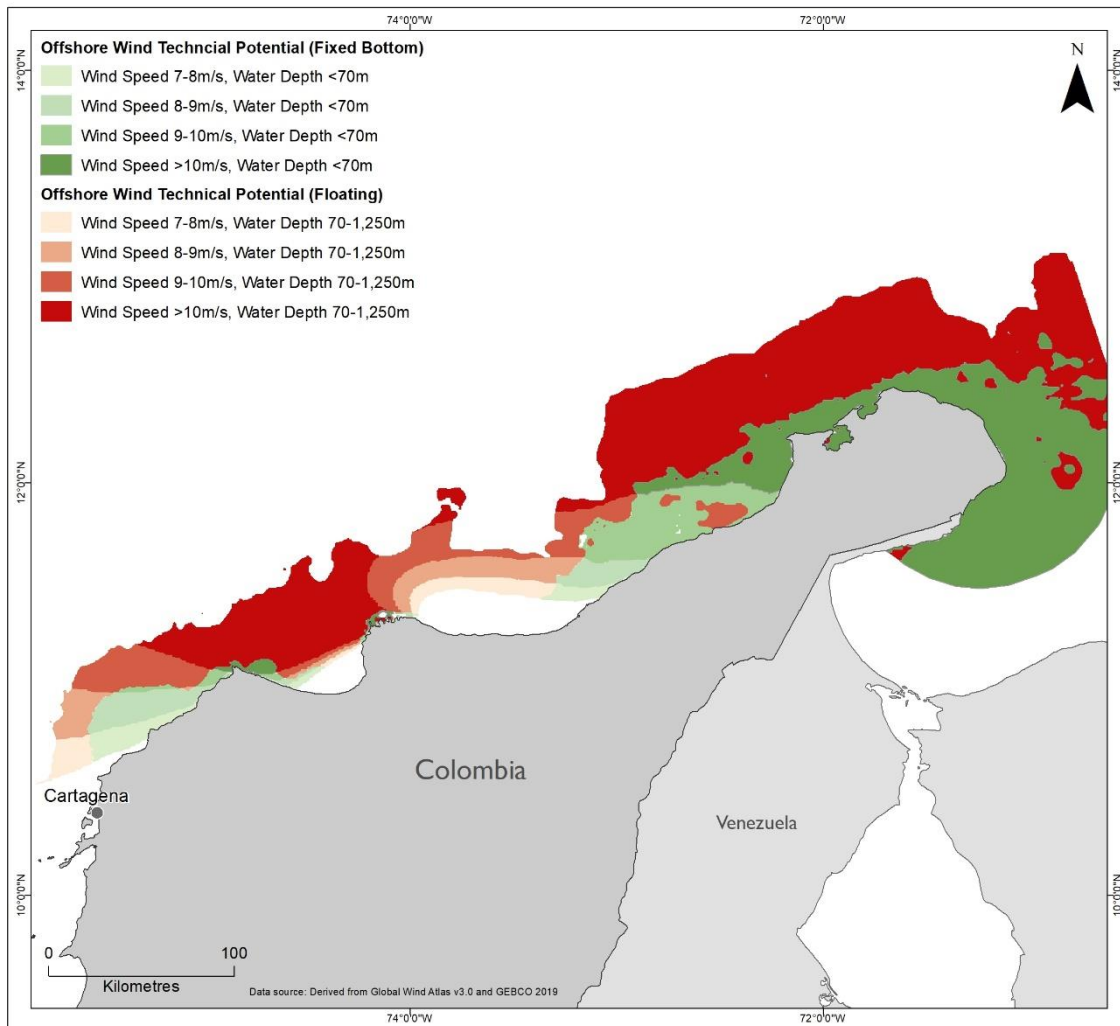
Source: RCG- ERM, 2021

Nota: Las fronteras, los colores, las denominaciones y cualquier otra información en este mapa no implican un juicio sobre la situación jurídica de un territorio, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

4.4.4 Potencial técnico combinado

Con base en los criterios de potencial técnico definidos anteriormente, Colombia tiene un potencial eólico técnico costa afuera total de aproximadamente 110 GW, que incluye la utilización de parques eólicos costa afuera de fondo fijo y flotantes. El potencial técnico bruto combinado no tiene en cuenta ningún conflicto o limitación adicional, como se describe a continuación. Más bien, la figura muestra el potencial técnicamente alcanzable general, basado en la disponibilidad de recursos.

Imagen 15 Potencial técnico de la energía eólica costa afuera flotante



Fuente: RCG-ERM

*Nota: Las fronteras, los colores, las denominaciones y cualquier otra información en este mapa no implican un juicio sobre la situación jurídica de un territorio, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

Cabe señalar que el potencial técnico disponible se concentra a lo largo de la costa norte del Mar Caribe, con la mayor área potencial ubicada frente a la región de La Guajira.

4.4.5 Análisis de Restricciones

Además del potencial técnico, se mapearon las limitaciones y los factores ambientales, sociales y técnicos clave para identificar áreas potenciales de despliegue de energía eólica costa afuera y perfeccionar los escenarios de despliegue de capacidad. Estas limitaciones son las más influyentes

con respecto a la estimación de la capacidad técnicamente desarrollable. La imagen 16 proporciona una lista de los conjuntos de datos utilizados y la fuente de los datos.

Imagen 16 Datos espaciales utilizados

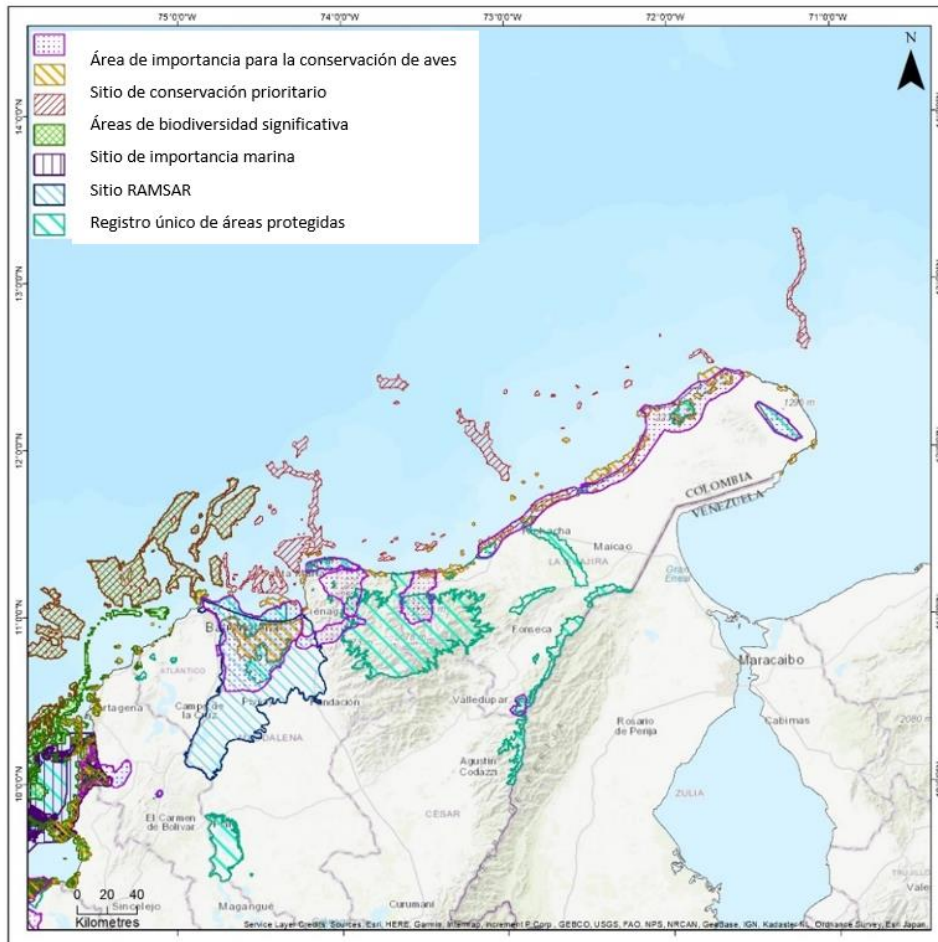
Conjunto de datos	Fuente
Batimetría	GEBCO 2019
Velocidad del viento	Global Wind Atlas 3.0
Actividades de transporte marino	Tráfico Marino(www.marinetraffic.com) <u>Fondo Monetario Internacional (IMF's World Seaborne Trade monitoring system (Cerdeiro, Komaromi, Liu and Saeed, 2020)</u>
Infraestructura de transmisión	OpenStreetMap
Áreas protegidas y sensibles medio ambientalmente	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS)
Áreas de petróleo y gas	Agencia Nacional De Hidrocarburos (ANH)
Cables submarinos	Mapa submarino de cables, 2021
Infraestructura Portuaria	National Geospatial Intelligence Agency
Altura de ola significativa	E.U. Copernicus Marine Service Information
Actividad de pesca	Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) vía Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras (INVEMAR)

4.4.5.1 Restricciones Ambientales

Grandes porciones de la costa colombiana y las áreas terrestres están designadas como áreas protegidas. En la región de alta mar, a lo largo de la costa norte del país, hay una serie de áreas designadas que ocupan grandes áreas del lecho marino. En particular, hay varios sitios de importancia marina, áreas de biodiversidad significativa y áreas protegidas. La presencia de estas áreas designadas es importante para el desarrollo potencial de la energía eólica costa afuera. Siempre que sea posible, deben evitarse. Sin embargo, mitigaciones como las actividades de construcción estacionales pueden hacer posible la convivencia en las áreas. También hay múltiples designaciones en tierra, a lo largo de la costa norte, que deben tenerse en cuenta. Estos incluyen sitios RAMSAR, áreas de importancia para la conservación de aves y áreas protegidas. Mantener una distancia aceptable a estas áreas es importante para evitar trastornos a especies protegidas y minimizar los impactos visuales.

A continuación, se proporcionan los hallazgos clave para las limitaciones ambientales y sociales. La Sección 6 proporciona un análisis detallado de cada una de estas Restricciones.

Imagen 17 Resumen De Las Limitaciones Ambientales



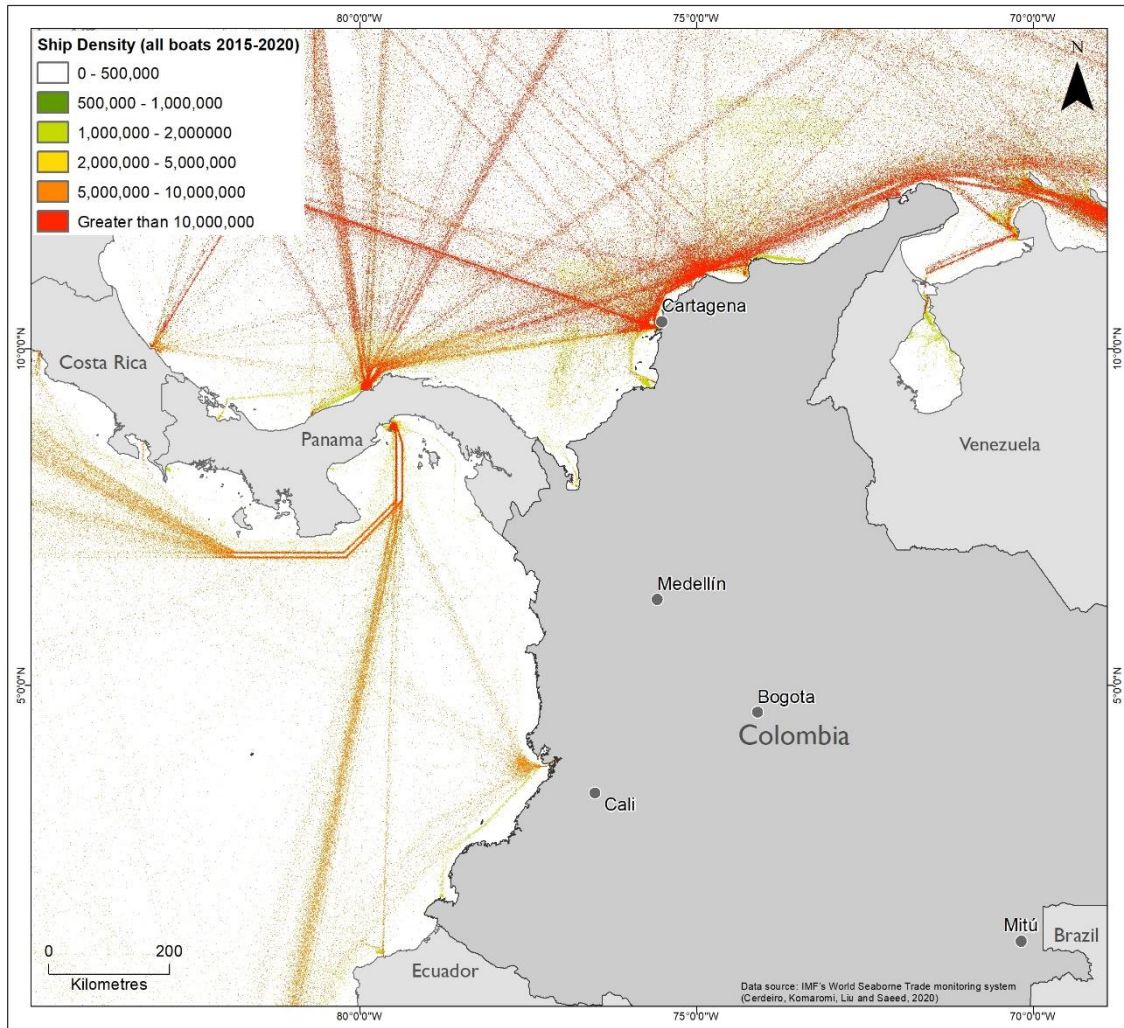
Fuente: RCG- ERM, 2021

4.4.5.2 Restricciones y consideraciones sociales

Rutas Marítimas

El tráfico marítimo en alta mar en Colombia presenta una limitación significativa para el desarrollo de parques eólicos costa afuera. Los proyectos deben mantenerse fuera de las rutas marítimas designadas o áreas de separación del tráfico, y las áreas de alta densidad de envío deben evitarse durante la selección del sitio por razones de seguridad marítima. Los datos marítimos se obtuvieron tanto de Marinetrans.com, como del sistema de monitoreo del comercio marítimo mundial del FMI, y muestran la densidad del tráfico marítimo con seguimiento del Sistema de Identificación Automática (AIS) en 2020. La actividad de navegación en alta mar en Colombia es significativa, con la mayoría de los buques en tránsito hacia y desde el Canal de Panamá, sin embargo, el tráfico local hacia Cartagena y los puertos vecinos también complica el desarrollo eólico costa afuera cercano a la costa en esas regiones, y fue un factor limitante importante en nuestro análisis de áreas viables.

Imagen 18 Restricciones marítimas



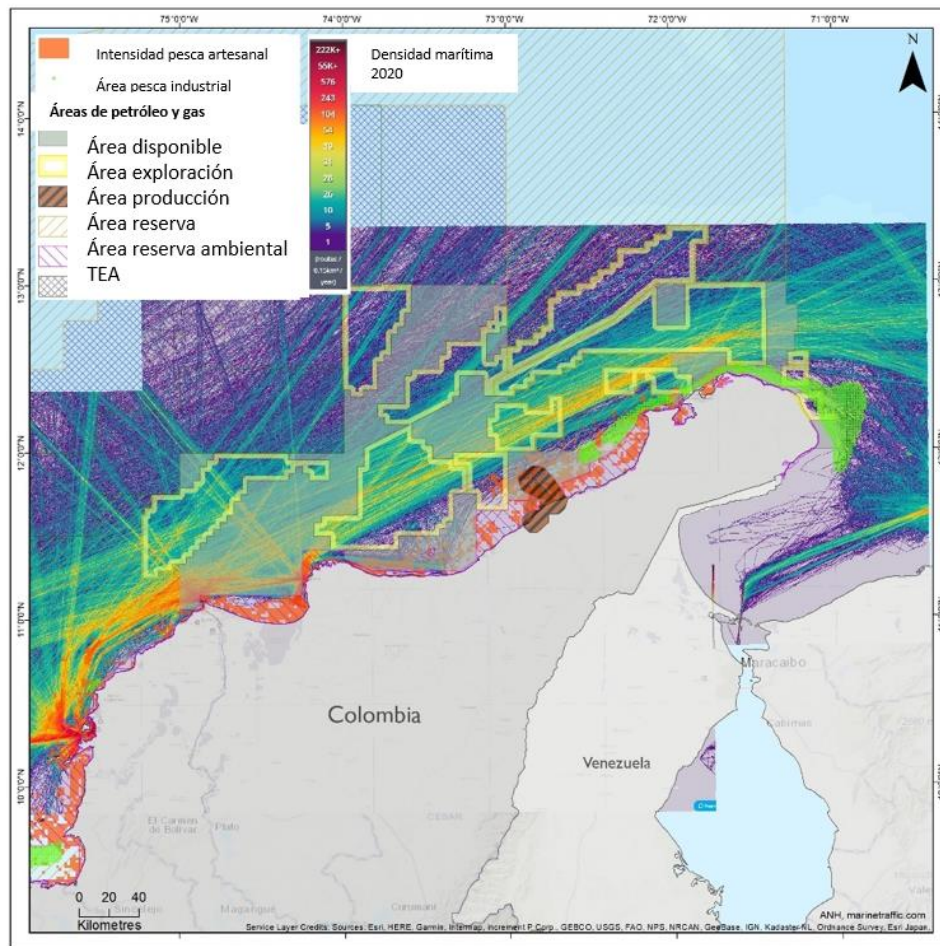
Fuente: RCG- ERM, 2021

*Nota: Las fronteras, los colores, las denominaciones y cualquier otra información en este mapa no implican un juicio sobre la situación jurídica de un territorio, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

Pesca comercial y artesanal

La actividad pesquera se muestra en la imagen 19 a través de áreas de pesca industrial y áreas de pesca artesanal. La costa occidental tiene niveles moderados de actividad pesquera industrial. La actividad pesquera en la costa norte se compone tanto de la pesca industrial, como de la artesanal.

Imagen 19 Restricciones sociales y humanas selectas



Fuente: RCG- ERM, 2021

Petróleo Y Gas Costa Afuera

Hay actividad de petróleo y gas alrededor de la costa de Colombia, particularmente en el área costa afuera a lo largo de la costa norte. Un área de producción está presente frente a Riohacha, con varias áreas de exportación ubicadas a lo largo de la costa norte. La actividad de petróleo y gas en la costa occidental es menor, sin embargo, existen varias áreas "reservadas" y "disponibles". Históricamente, en los mercados europeos, la coexistencia con la actividad de petróleo y gas ha sido posible, sin embargo, se recomienda consultar con los propietarios de áreas de petróleo y gas relevantes para lograrlo.

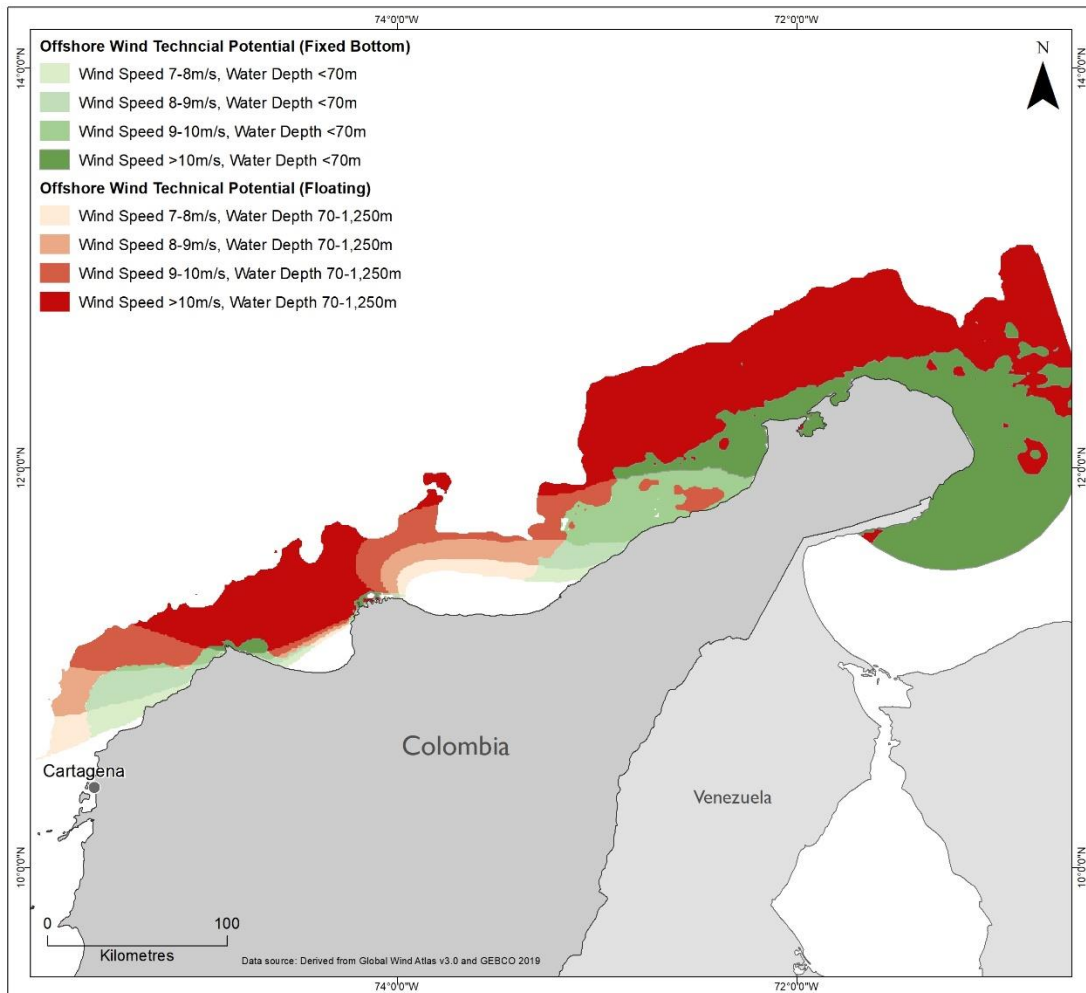
4.4.6 Identificación del sitio: Áreas de exploración inicial

Con base en los resultados de las evaluaciones de recursos, así como en el mapeo GIS de restricciones técnicas, ambientales y sociales, el equipo del proyecto redujo las áreas de interés para el potencial desarrollo eólico costa afuera fijo y flotante.

4.4.6.1 Regiones de Interés

Las principales regiones de interés para la energía eólica costa afuera de fondo fijo y flotante se muestran en la imagen 20. La siguiente sección refina las áreas potenciales de interés dentro de estas regiones, según los resultados del análisis de restricciones GIS.

Imagen 20 Zonas de interés



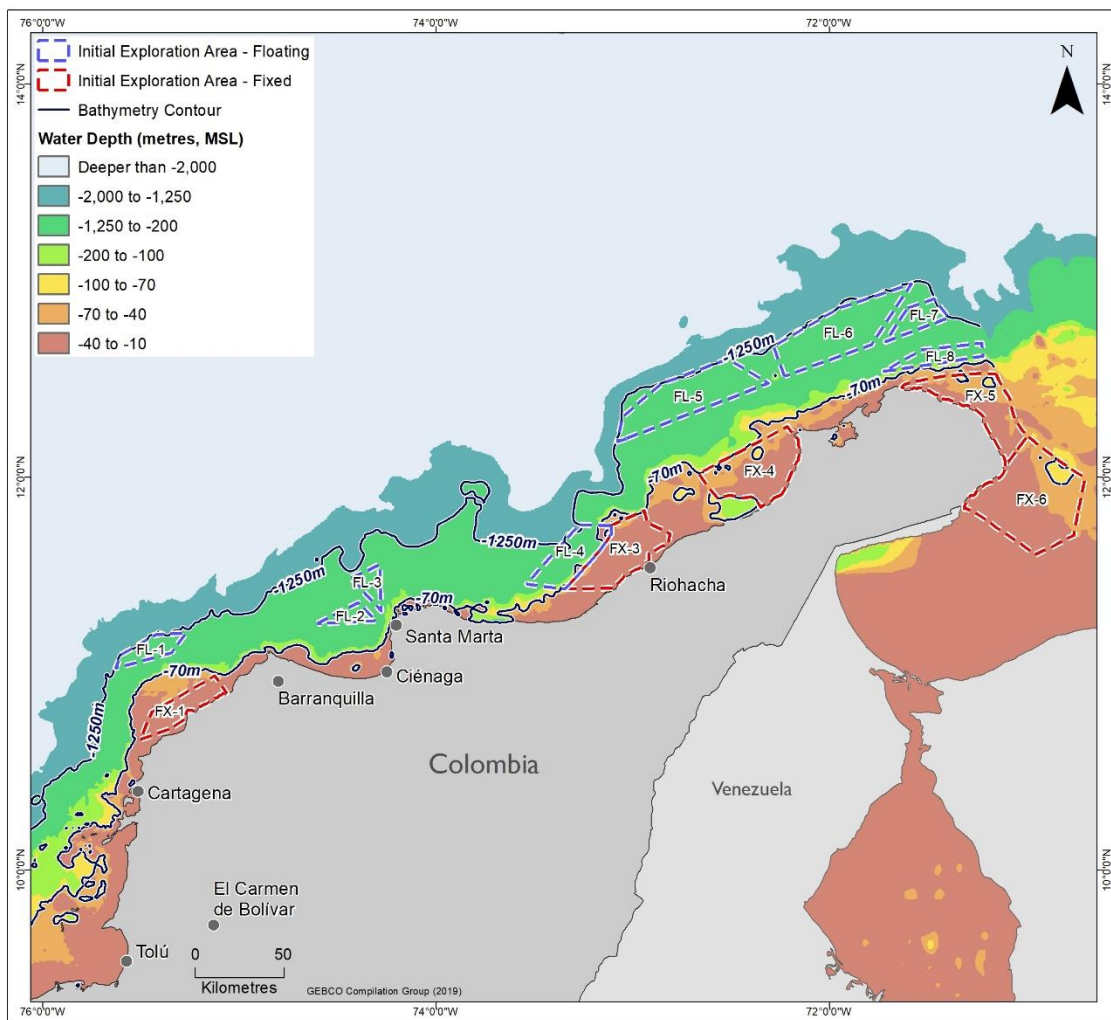
Fuente: RCG- ERM, 2021

*Nota: Las fronteras, los colores, las denominaciones y cualquier otra información en este mapa no implican un juicio sobre la situación jurídica de un territorio, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

4.4.6.2 Zonas de interés de exploración

Con base en los resultados de los análisis de recursos y limitaciones del SIG, el equipo del proyecto ha identificado seis (6) áreas que pueden ser compatibles para los sitios del proyecto de fondo fijo (FX) y ocho (8) áreas que pueden ser compatibles para los posibles sitios flotantes del proyecto (FL). Cabe señalar que estas zonas se basan en los resultados iniciales de selección de GIS realizados para este estudio de hoja de ruta, y requieren consultas adicionales con las partes interesadas en Colombia para evaluar la viabilidad de las áreas de desarrollo de energía eólica costa afuera. Las zonas seleccionadas en la imagen 21 reflejan aquellas con un número reducido de limitaciones técnicas, ambientales o sociales; sin embargo, todas las zonas tienen limitaciones únicas que requerirán una investigación más profunda.

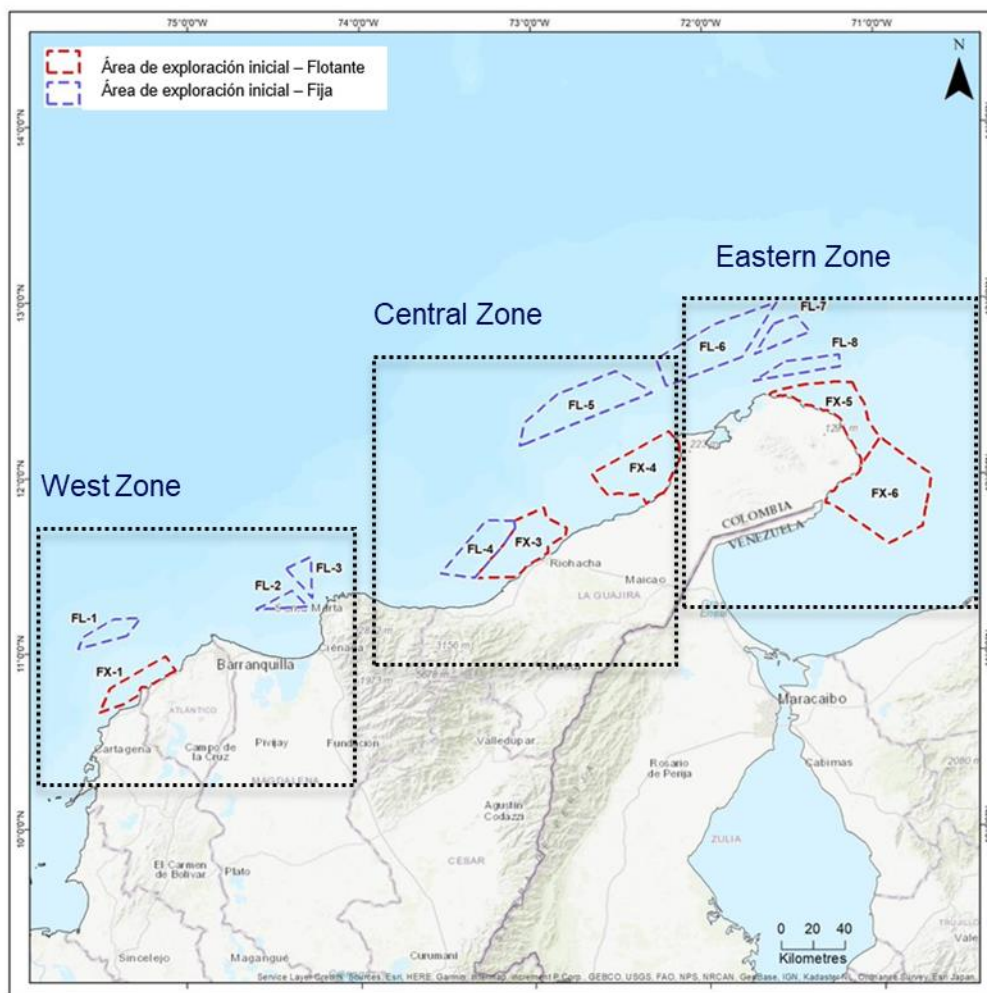
Imagen 21 Áreas de interés: con batimetría y recursos eólicos.



Fuente: RCG- ERM, 2021

*Nota: Las fronteras, los colores, las denominaciones y cualquier otra información en este mapa no implican un juicio sobre la situación jurídica de un territorio, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

Imagen 22 Zonas De Interés: Mapa General

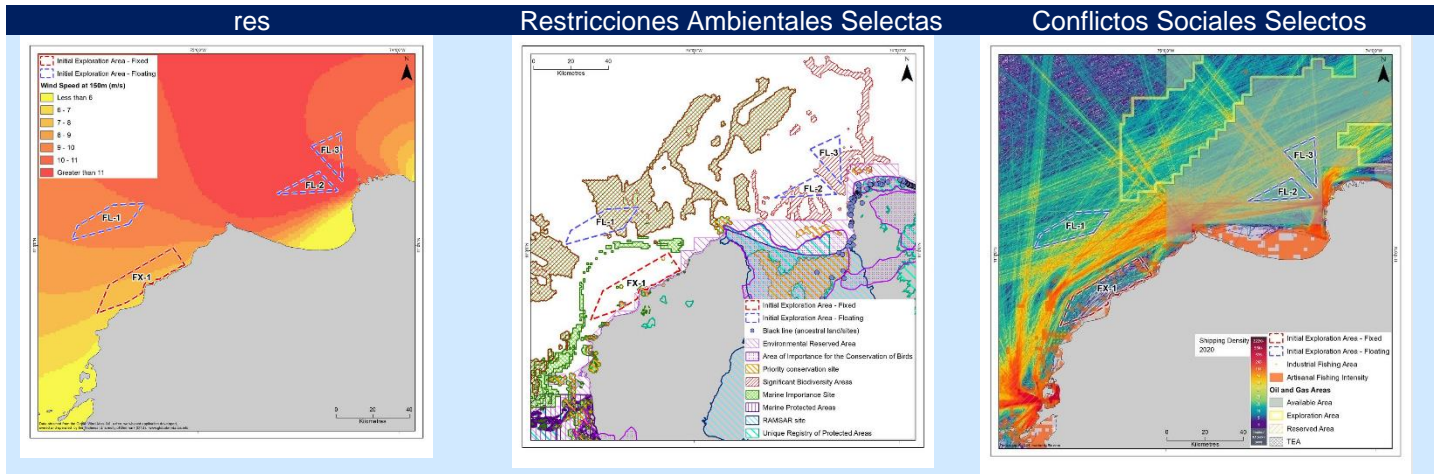


Fuente: RCG- ERM, 2021

Cada una de las 14 zonas de exploración consideradas, tiene desafíos y oportunidades específicos. En las páginas siguientes, resumimos los principales factores técnicos, así como algunas de las limitaciones ambientales y sociales identificadas. Este análisis no es exhaustivo y está destinado únicamente a identificar los factores clave y las limitaciones en las áreas de implementación potenciales. Se necesitaría una mayor participación de las partes interesadas para comprender completamente las limitaciones y los requisitos de consulta específicos de cada área de implementación. Para este análisis, hemos dividido el área en tres regiones:

- Departamentos de Bolívar, Atlántico, y Magdalena –Zona Occidental
- La Guajira, Zona Central
- La Guajira, Península Oriental, Zona Oriental

TABLA RESUMEN (Zona occidental)
 Bolívar, Atlántico y Magdalena



Fuente: RCG- ERM, 2021

Departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena

Los departamentos de Bolívar y Atlántico albergan a Cartagena y Barranquilla, respectivamente. Estas ciudades son grandes centros comerciales, industriales y de demanda de energía, y también cuentan con una sólida infraestructura costera para respaldar potencialmente la construcción, fabricación, operaciones y el mantenimiento de la energía eólica costa afuera. El río Magdalena también proporciona una importante arteria marítima para el país. Ver más detalles en las Secciones 7 y 8.

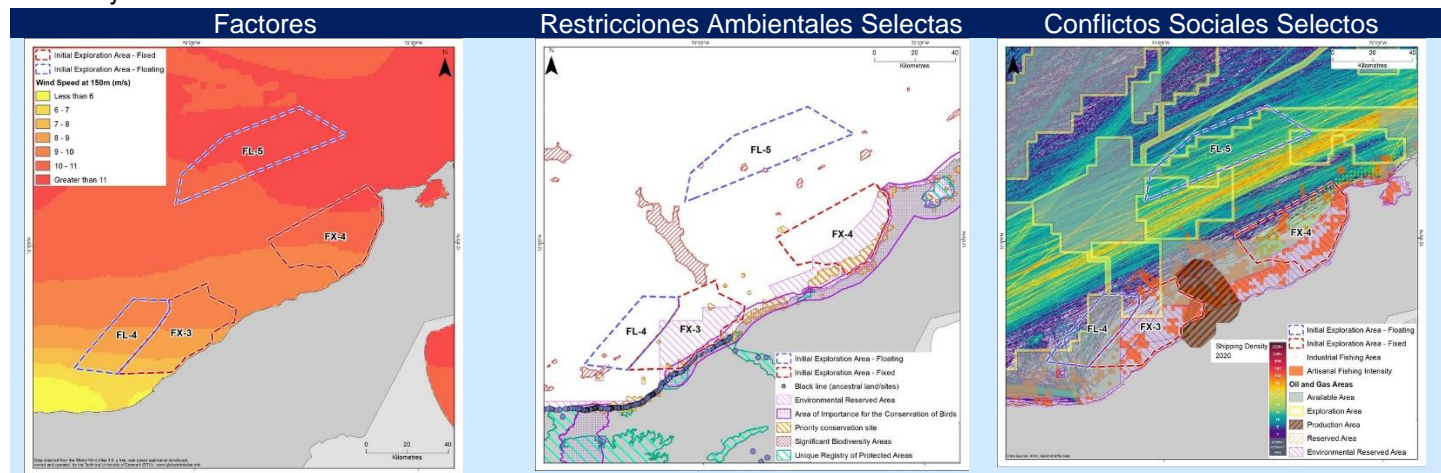
Los principales factores en las regiones son el recurso eólico, así como la proximidad a posibles puntos de interconexión de la red en el futuro. Aunque los recursos eólicos son solo modestos en las zonas identificadas en Cartagena, en comparación con las áreas del oriente, todavía son velocidades de viento comercialmente viables. Las principales limitaciones a considerar para las áreas potenciales identificadas de fondo fijo incluyen la superposición potencial con la pesca artesanal, así como áreas ambientales y sociales sensibles, que deberían ser evaluadas con las partes interesadas relevantes. Para las áreas identificadas de energía eólica costa afuera flotante, la principal limitación son las rutas marítimas existentes y el tráfico de marítimo.

Resumen Bolívar, Atlántico y Magdalena

Factores	Restricciones
Recurso eólico	Pesca artesanal
Proximidad a la transmisión futura	Biodiversidad
Centros de demanda	Tráfico marítimo comercial costa afuera
	Áreas de conservación
	Vida silvestre y hábitats

TABLA RESUMEN (Zona Central)

La Guajira – Central



Fuente: RCG-ERM, 2021

La Guajira (Central)

Los principales factores en la parte central de la región de La Guajira son los fuertes recursos eólicos, así como la proximidad a un derecho de vía de transmisión de 220kV existente (que necesitaría más refuerzo para adaptarse a la energía eólica costa afuera). Las áreas de desarrollo identificadas también son grandes en términos de área, lo que teóricamente permite grandes proyectos comerciales. También hay un impacto limitado de las rutas de navegación existentes para los sitios eólicos costa afuera flotantes o de fondo fijo identificados. Sin embargo, las limitaciones sociales, como el impacto visual en las comunidades indígenas, así como las limitaciones ambientales con respecto a la biodiversidad y los sitios de conservación, son consideraciones en la región y pueden restringir el potencial de despliegue general.

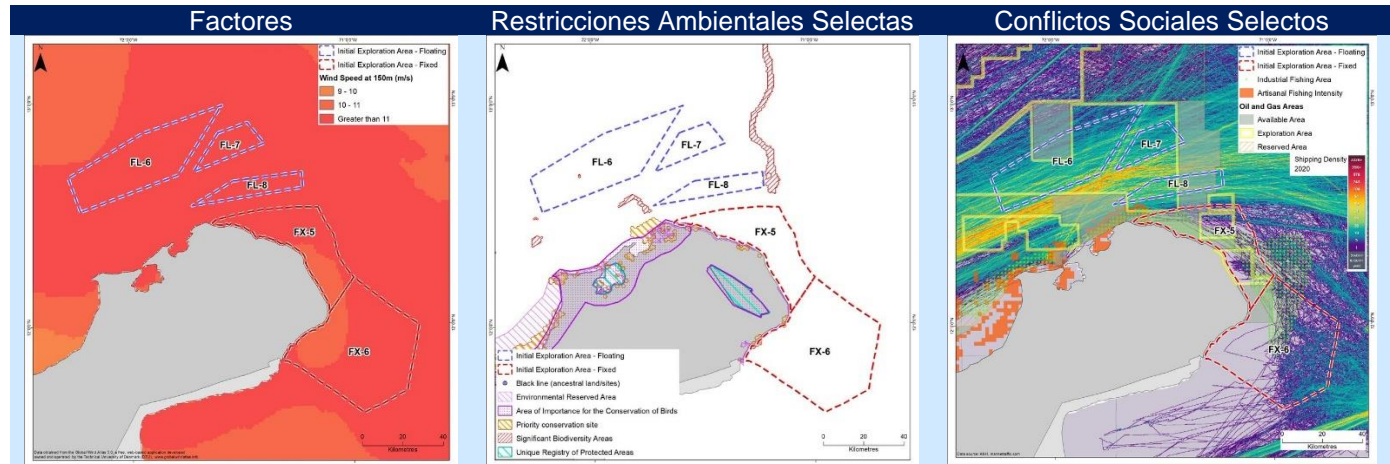
Resumen La Guajira (Central)

Factores	Restricciones
Recurso eólico	Impactos visuales de las comunidades indígenas
Proximidad a ROW de transmisión existente y planta térmica en operación (Termoguajira)	Pesca artesanal
Tamaño de las áreas potenciales de viento	Biodiversidad
	Áreas de conservación
	Vida silvestre y hábitats
	Tráfico marítimo comercial costa afuera

Fuente: RCG

TABLA RESUMEN (Zona Oriental)

La Guajira- Península Oriental



Fuente: RCG- ERM, 2021

La Guajira (Península Oriental)

La península oriental de Colombia, ubicada en la parte oriental del departamento de La Guajira y en la frontera con Venezuela, alberga los recursos eólicos más fuertes de la región y algunos de los mejores recursos eólicos que se pueden encontrar en cualquier parte del mundo. Las áreas de desarrollo eólico costa afuera también son de mayor tamaño dada la relativa falta de conflictos ambientales y sociales en comparación con otras áreas de interés. La principal limitación a considerar en los sitios de la Península Oriental es el desarrollo futuro de las líneas de transmisión de energía. El área está alejada de cualquier infraestructura de alta o media tensión o bolsillos de carga y la construcción planificada de líneas de alta tensión está destinada únicamente a las energías renovables en tierra. Las consideraciones adicionales también incluyen el compromiso con los usuarios marinos existentes, tanto con respecto a la pesca artesanal, como a la industrial en el área. Esta área tiene la menor superposición con áreas ambientales protegidas (excluyendo los impactos de transmisión en tierra).

Resumen La Guajira (Península Oriental)

Factores	Restricciones
Recursos eólicos más fuertes	Proximidad de transmisión
Tamaño de las áreas potenciales de viento	Pesca
	Áreas de exploración de petróleo y gas
	Tráfico marítimo comercial costa afuera

Fuente: RCG

4.4.6.3 Impacto Visual

El impacto visual de los parques eólicos costa afuera es una consideración subjetiva para la ubicación de las áreas de despliegue de la energía eólica costa afuera. Los requisitos específicos varían de un mercado a otro y, por lo general, son el resultado de un amplio compromiso con las partes interesadas locales. En algunos mercados, los parques eólicos costa afuera están ubicados cerca de la costa y pueden verse fácilmente desde allí. En otros mercados, sin embargo, las áreas de parques eólicos se ubican intencionalmente a más de 20 millas de la costa, especialmente para evitar el impacto visual. Dadas estas disparidades, no limitamos las áreas de interés a ninguna distancia específica de la costa para este estudio. Sin embargo, en la imagen 23 se incluye la distancia desde la costa para cada una de las áreas identificadas.

Imagen 23 Impacto visual: distancia desde la costa de las áreas de exploración



Fuente: RCG- ERM, 2021

4.4.7 Potencial de despliegue de la energía eólica costa afuera

Se estima que las zonas de desarrollo potencial identificadas en este estudio tienen un potencial de despliegue eólico costa afuera de ~ 50 GW.

La imagen a continuación detalla las áreas en kilómetros cuadrados para zonas de desarrollo eólico costa afuera potencialmente factibles, así como una capacidad de referencia nominal para cada zona. Hemos dividido el análisis en energía eólica costa afuera de fondo fijo y flotante. Estas cifras representan el potencial de desarrollo bruto estimado en base.

Imagen 24 Tabla de resultados - potencial de despliegue de energía eólica costa afuera en áreas de interés

Identificación del sitio	Área (km2)	Capacidad nominal de referencia (MW)
FX-1	550	2,200
FX-3	1,150	4,600
FX-4	1,400	5,600
FX-5	1,200	4,800
FX-6	2,500	10,000
Potencial De Fondo Fijo	6,800	27,200
FL-1	350	1,400
FL-2	200	800
FL-3	200	800
FL-4	800	3,200
FL-5	1,550	6,200
FL-6	1,550	6,200
FL-7	350	1,400
FL-8	400	1,600
Potencial De Viento Flotante	5,400	21,600
Potencial de capacidad de referencia (MW)		~50,000

Fuente: Estimación del autor. Basado en un supuesto de densidad de potencia nominal de 4MW/km2 por WBG ESMAP.

El análisis ha arrojado áreas prospectivas de despliegue en alta mar que suman aproximadamente 12.500 kilómetros cuadrados de área de desarrollo potencial. Usando supuestos de densidad de potencia consistentes con los aerogeneradores de próxima generación, se supone que estas áreas tienen un potencial de capacidad bruta de aproximadamente 50 GW.

5 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

Esta sección proporciona un análisis de la estructura del mercado eléctrico existente, el sistema de transmisión nacional de Colombia y la consideración de la energía eólica costa afuera para obtener acceso a la transmisión.

5.1 Propósito

La conexión a la infraestructura de transmisión nacional y el proceso para obtener acceso a la capacidad de transmisión planificada para el futuro, desempeñarán un papel clave para facilitar las inversiones en energía eólica costa afuera y ayudarán a impulsar el potencial de volumen general del mercado. Esta sección evalúa la infraestructura de transmisión existente en Colombia, además de los planes actuales para expandir la transmisión durante la próxima década.

5.2 Metodología

El equipo del proyecto analizó los informes disponibles públicamente de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para comprender la capacidad de transmisión actual y las actualizaciones planificadas. Además, el equipo del proyecto también consultó directamente con la UPME como parte de la misión inicial del proyecto. Esta consulta brindó al equipo la oportunidad de hacer preguntas detalladas y aclaraciones directamente de la agencia. Los resultados de estos análisis se proporcionan a continuación.

5.3 Resultados

5.3.1 Resumen del mercado de energía

La regulación del sector energético colombiano comenzó en 1994 (en medio de una ola de privatizaciones en los sectores energéticos de muchos países sudamericanos) con la expedición de las Leyes 142 y 143. Lo anterior, teniendo en cuenta un período de importantes apagones nacionales en 1992 y 1993. Estas leyes, sobre la base de la constitución de 1991, transformaron el sector energético de un monopolio estatal a un mercado competitivo. Como parte de este proceso de desregulación, se crearon las agencias reguladoras con el objetivo de la definición de la política energética, regulación, y control. Este marco regulatorio combinó el crecimiento impulsado por el mercado con la planificación y supervisión del gobierno.

Ley de electricidad y estructura del mercado

La Ley de Electricidad (Ley 143 de 1994) establece las reglas para la generación, transmisión, interconexión, distribución y comercialización de energía eléctrica y crea el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que entró en funcionamiento en julio de 1995. Como regla general, los contratos para el suministro de electricidad, cuando es posible la competencia, se negocian libremente, mientras que los contratos con los usuarios finales están regulados.

La Ley de Electricidad también establece reglas de separación, restringiendo la integración horizontal y vertical de las empresas de servicios públicos. Las empresas constituidas con posterioridad a la publicación de esta Ley sólo pueden realizar, al mismo tiempo, actividades complementarias como generación-comercialización o distribución-comercialización y tienen prohibido realizar simultáneamente las actividades de generación-transmisión, generación-distribución, transmisión-distribución y transmisión-comercio. En cuanto a la integración horizontal, de acuerdo con la Resolución CREG 128 de 1996 y sus modificaciones, una sola empresa no puede poseer más del 30% de la generación (energía firme), el 25% de la distribución y/o el 25% de la comercialización. Estas normas no establecen límites para la integración horizontal de la transmisión como en muchos países de la región.

La Ley de Electricidad define dos categorías de usuarios finales: usuarios no regulados y regulados. Los usuarios pueden optar por la categoría de No Regulados si su consumo es superior a 55 MWh/mes o su carga es de 0,1 MW o más. La Ley, también establece un subsidio cruzado entre diferentes tipos de usuarios. Los usuarios de menores ingresos (estratos 1,2 y 3) y/o que utilizan poca energía tienen derecho a recibir electricidad y gas natural a tarifas subvencionadas. Estos subsidios son financiados casi en su totalidad por usuarios con mayores ingresos, que viven en estratos más altos (5 y 6) y aquellos que usan más energía (es decir, usuarios comerciales e industriales).

Colombia es el único mercado de electricidad basado en ofertas de precios en América Latina (otros mercados como Argentina, Chile y Brasil tienen un precio de costo marginal). Esto significa que los precios al contado se establecen, por horas, en un proceso de licitación diario donde los generadores ofrecen un precio por día (por cada unidad de generación) y disponibilidad por hora. Los recursos hidroeléctricos no se optimizan de forma centralizada (es decir, la generación hidroeléctrica depende de la voluntad del generador de licitar).

En 2006 se introdujo un nuevo esquema regulatorio (Resolución 071/2006) para incentivar la expansión de la capacidad instalada para atender la demanda futura y asegurar la confiabilidad del sistema a precios eficientes. El esquema asigna a las centrales eléctricas nuevas y existentes Obligaciones de Energía Firme (OEF), que son compromisos para suministrar energía durante períodos de sequías severas a precios fijos ("Precio de Escasez"). El generador que gana una OEF recibe una remuneración anual estable (el "Cargo por Confiabilidad") hasta por 20 años (brindando señales e incentivos para inversiones en recursos de nueva generación). Los generadores que suministran energía en virtud de una OEF, reciben el precio de escasez hasta las cantidades comprometidas y reciben el precio al contado de las cantidades adicionales. Consulte "1.3 Fuentes de ingresos de los generadores" para obtener más detalles.

En 2014 se aprobó la Ley 1715, con el objetivo de promover el desarrollo y uso de fuentes de energía no convencionales, principalmente renovables, con el fin de lograr un desarrollo sostenible, reducir

las emisiones de gases de efecto invernadero, asegurar el suministro energético del país y promover la gestión eficiente de la energía. Esta ley establece el marco legal y los instrumentos necesarios para aprovechar los recursos no convencionales y las energías renovables, al mismo tiempo que promueve la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para la producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta a la demanda. Las principales medidas incluyeron: (i) acceso de auto generadores renovables a la red de transmisión y distribución para entregar su excedente; (ii) desarrollo y uso de recursos energéticos distribuidos ; (iii) la creación del Fondo de Energía No Convencional y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) para financiar proyectos de energía renovable; e (iv) incentivos fiscales tales como: deducción del impuesto sobre la renta del 50% del valor de la inversión hasta el 50% de la renta imponible hasta por 15 años, exención del IVA para equipos y servicios de energía renovable, exención de derechos de importación para equipos de energía renovable no producidos localmente y depreciación acelerada de hasta 20% anual para inversiones en energía renovable.

Para acceder a estos beneficios, los proyectos deben estar certificados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Por el momento, Colombia no ha implementado mecanismos de Feed-in-Tariff. El país tiene un objetivo de materializar una capacidad instalada de fuentes de energía renovable no convencionales (FNCER) de cerca de 10 en 2022, es decir, aproximadamente 2400 MW,

El Decreto 570 de 2018 establece un nuevo mecanismo de contratación de largo plazo con el objetivo de permitir una mayor incorporación a la red de los proyectos FNCER.

El Ministerio de Minas y Energía ha empleado este mecanismo en 2019 y 2021 para ampliar la participación FNCER en la matriz energética, y el Ministerio de Minas y Energía ha expedido resoluciones particulares para regular las condiciones que regirán la subasta de contratos de largo plazo que tuvo lugar en cada uno de los años mencionados. Como producto de estas subastas, las generadoras de energía adjudicadas recibieron contratos de energía estandarizados por un período de 15 años.

5.3.1.1 Generadores

La generación de energía se lleva a cabo en un entorno de libre competencia, en el que los generadores pueden vender energía a otros generadores de energía, a empresas comercializadoras y a usuarios no regulados, a través de contratos o en el mercado al contado.

Los generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) operan a una frecuencia de 60 Hz y se clasifican en:

Clasificación	Criterios
Generadores	>20 MW
Plantas menores	<20 MW
Auto generadores	Agentes que producen electricidad para satisfacer sus necesidades

Cogeneradores

Agentes que producen electricidad y energía térmica como parte de la actividad productiva, para satisfacer su propio consumo o para abastecer a un tercero.

Fuente: Análisis del autor

Hay 74 generadores de energía registrados que participan del WEM (PARATEC, 2022). Sin embargo, a julio de 2018, los 5 principales generadores concentraban ~ 75% de la capacidad instalada total de ~ 17 GW. Los principales actores de la generación se muestran en la imagen 25.

Imagen 25 Principales actores de la generación de energía

Compañía	Control	# de Plantas	Capacidad Instalada (2018)				Cuota de mercado
			MW	Hidro	Termal	Otros	
Emgesa	Grupo Energía de Bogotá / Enel	27	3,529	88%	12%	0%	20%
EPM	Municipio de Medellín	43	3,484	87%	12%	1%	20%
Isagen	Brookfield	7	2,989	81%	9%	0%	17%
Celsia	Grupo Argos	22	1,865	50%	61%	3%	11%
Termocandelaria Power Limited	Vince Business Corp, Moneda Internacional, Bancard International Investments and SCL Energia Activa	5	1,232	0%	100%	0%	7%

Fuente: Análisis del autor, adaptado de XM.

5.3.2 Sistema de transmisión existente

La transmisión comprende el transporte físico de electricidad a través del Sistema Nacional de Transmisión (STN) que opera a más de 220kV. Sin embargo, los operadores deben proporcionar acceso abierto a los clientes sobre una base no discriminatoria, mientras reciben ingresos regulados. Este último es fijado por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), quien fija las tarifas cada cinco años mediante la regulación del tope de ingresos. Los productores, distribuidores y comerciantes de energía son responsables del cobro de la remuneración de transmisión.

Imagen 26 Mapa de infraestructura de transmisión en Colombia



Fuente: UPME, 2019 PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2019 - 2033

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es responsable de la planeación, coordinación y aprobación de la expansión del STN. Desde 1999, la expansión se ha realizado mediante mecanismos de libre competencia (es decir, licitaciones públicas en las que participan empresas nuevas y existentes). Los nuevos contratos de concesión se adjudican al postor que ofrezca el valor presente más bajo del perfil de ingresos propuesto durante el plazo del contrato de 25 años. El STN comprende ~ 15.000 km de líneas de transmisión (en su mayoría 230 kV) y cubre casi el 40% del territorio nacional, donde se encuentra la mayor cantidad de usuarios. La demanda restante (Zonas No Interconectadas) generalmente se abastece de pequeñas centrales eléctricas locales que operan con combustibles líquidos.

Aunque existe cierta participación privada en la transmisión, la mayor parte de las operaciones están controladas por el Gobierno de Colombia. Como se explicó anteriormente, no hay límite para la integración horizontal en la transmisión.

Imagen 27 Principales actores de la transmisión

Compañía	Entidades legales	Control	Red de Transmisión (Km)				Cuota de mercado
			200 kV	230 kV	500 kV	Total	
ISA	Transelca e Intercolombia	Gobierno de Colombia	1812	7951	2489	12252	80%
Grupo Energía de Bogotá	EEB	Municipio de Bogotá	20	1514	0	1534	10%
Empresa Públicas de Medellín (EPM)	EPM, CENS, ESSA	Municipio de Medellín	843	278	46	1167	8%
Celsia	EPSA	Grupo Argos	0	291	0	291	2%

Fuente: adaptado de UPME

5.3.3 Actualizaciones y extensiones planificadas

El plan de expansión de la UPME para la Transmisión y Generación 2020-203512, ha considerado la entrada de proyectos eólicos costa afuera en el análisis de muy largo plazo 2035-2050, estimando que pueden representar aproximadamente 2000 MW lo que corresponde al 4,7% de la matriz energética total. Lo anterior, considerando que el Capex aún es demasiado alto para ser competitivo en el mercado colombiano.

Con el fin de asegurar un suministro suficiente de energía eléctrica a los consumidores, la UPME realiza una revisión anual para evaluar y planificar la expansión de la transmisión en el país y definir prioridades en el corto, mediano y largo plazo. La UPME considera proyectos futuros y proyecciones de crecimiento de la demanda eléctrica, así como nuevos proyectos aprobados que requerirán transmisión y conexión a la red. La planificación 2019-2033 asume las adiciones de generación resumidas en la imagen 28.

Imagen 28 Resumen de las adiciones de capacidad de generación aprobadas - área del Caribe

Departamento	No. de Proyectos	Capacidad (MW)
Atlántico	15	1084
Bolívar	10	365
Guajira	16	1888
Cesar	6	929
Magdalena	1	99
Córdoba – Sucre	16	528
Total	64	4,896

Fuente: Adaptado de UPME PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2019 - 2033

12 UPME Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020-2034.
http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2021/Volumen2_Generacion.pdf

La imagen 29 enumera los proyectos que se están incorporando actualmente al plan de expansión de transmisión de la UPME hasta 2033.

Imagen 29 Proyectos con aprobación de transmisión

Proyecto	Capacidad (MW)	Tecnología
El Paso Solar	68	Solar
Pescadero-Ituango	1200	Hidro
Chemesky	99	Eólica
La Loma Solar	170	Solar
Tumawind	198	Eólica
Windpeshi 1	195	Eólica
Parque Beta	280	Eólica
Escuela de Minas	55	Hidro
Casa Eléctrica	176	Eólica
Termo EBR	19	Termal
TermoProyectos (Estación Jagüey)	19	Termal
El Tesorito	200	Termal
Miel II	116	Hidro
Termosolo 1	148	Termal
Termosolo 2	80	Termal
Cierre De Ciclo De Las Unidades 1	241	Termal
Termo Caribe 3	42	Termal
Termovalle	40	Termal
Termoyopal G3	50	Termal
Termoyopal G4	50	Termal
Termoyopal G5	50	Termal
Parque Alpha	212	Eólica

Fuente: Adaptado de UPME PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2019 - 2033

Anticipándose a estos proyectos adjudicados, la UPME ha planificado proyectos de expansión de transmisión específicos. La imagen 30 muestra algunos de los Proyectos de expansión de transmisión recientemente planificados anunciados por la UPME.

Imagen 30 Proyectos de expansión de transmisión planificados recientemente

Proyecto	Fecha
La Loma 500 kV	Enero de 2019
Subestación Cereté 110 kV	Enero de 2019
Caracolí 110 kV	Febrero de 2019
Chinú – Montería – Urabá 220 kV	Marzo de 2019
Subestación Norte, Nueva B/quilla 110 kV	Marzo de 2019
Tercer Transformador Valledupar 220/34.5 kV	Marzo de 2019

Tercer Transformador El Bosque	Junio de 2019
Tercer Transformador Sogamoso 500/230 kV	Noviembre de 2019
Cuestecitas – Riohacha – Maicao 110 kV	Diciembre de 2019
Segundo Transformador Ocaña 500/230 kV	Junio de 2020
La Loma 500 / 110 kV	Septiembre de 2020
Conexión Ituango 500 kV	Septiembre de 2020
Copey – Cuestecitas 500 kV	Noviembre de 2020
Copey – Fundación 2 220 kV	Noviembre de 2020
Refuerzo Costa 500 kV (Cerro – Chinú – Copey)	Febrero 2021
Subestación La Marina STR	Noviembre de 2021
San Juan 220 / 110 kV	Diciembre de 2021
Bolívar – Sabana 500 kV	Junio 2022
El Rio 220 kV	Junio 2022
Toluviejo 220 kV	Junio de 2020
Subestación Guatapurí 110 kV	Septiembre 2022
Nueva Montería – Rio Sinú 2 110	Septiembre 2022
Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas	Noviembre 2022
La Loma – Cuestecitas 2 500 kV	Diciembre 2023
La Loma – Sogamoso 500 kV	Diciembre 2023

Fuente: Adaptado de UPME PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2019 - 2033

5.3.4 Implicaciones para la energía eólica costa afuera

La energía eólica Costa afuera deberá competir con el crecimiento planificado de las energías renovables terrestres a medio y largo plazo, para garantizar la capacidad de transmisión. Esta competencia será particularmente aguda en la región de La Guajira, donde se planean varios proyectos de energía renovable, y es probable que varios más resulten de las próximas licitaciones. Actualmente, no hay capacidad disponible en La Guajira para conectar cantidades pequeñas, medianas o grandes de energía costa afuera a la infraestructura de transmisión nacional, y todas las capacidades de expansión planificadas se han asignado a otros proyectos. Como tal, las limitaciones en la infraestructura de transmisión y la competencia por el acceso futuro tendrán un impacto sustancial en los escenarios de crecimiento de la energía eólica costa afuera para Colombia.

6 CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y SOCIALES

Esta sección proporciona detalles sobre las consideraciones ambientales y sociales que deben tenerse en cuenta para el desarrollo de una industria eólica costa afuera en Colombia.

6.1 Propósito

En esta sección, consideramos las consideraciones ambientales y sociales que influirán en el desarrollo futuro del mercado eólico costa afuera de Colombia. Las observaciones sobre las diferentes consideraciones permitirán a los grupos de interés (entidades gubernamentales, desarrolladores de proyectos y entidades financieras) identificar el tipo de restricciones ambientales y sociales, las regulaciones destinadas a proteger áreas ambientalmente sensibles y la participación de las comunidades en el desarrollo de la industria eólica costa afuera.

Los proyectos eólicos costa afuera mal ubicados tienen el potencial de generar impactos ambientales o sociales. Estos riesgos pueden minimizarse evitando áreas de alta sensibilidad que puedan identificarse a través de procesos de planificación espacial marina, informando la selección de áreas para la concesión de fondos marinos. Los riesgos se pueden gestionar y mitigar aún más incorporando la Evaluación de Impacto Ambiental y Social (ESIA) a las Buenas Prácticas Industriales Internacionales (GIIP) en el proceso de obtención de permisos. Las consideraciones ambientales y sociales también son muy relevantes para el financiamiento. Los estándares de desempeño de los prestamistas (incluidos los del Banco Mundial y la Corporación Financiera Internacional) requieren que se haya realizado la EIAS a GIIP y que se hayan tenido en cuenta los posibles impactos en los receptores sociales, de biodiversidad y ambientales durante el desarrollo del proyecto.

6.2 Metodología

Como primer paso, identificamos las variables ambientales y sociales relevantes que pueden influir en el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera en Colombia. La información resumida en la imagen 31 se presenta las principales restricciones, categorías y argumentos, con base en el contexto ambiental y social del Caribe colombiano, particularmente los departamentos de Atlántico, Bolívar, La Guajira y Magdalena. Estos departamentos fueron elegidos porque la frecuencia e intensidad de los vientos adyacentes a su litoral resultan atractivos para el desarrollo de este tipo de proyectos. La determinación de las categorías y la clasificación del impacto consideró la sensibilidad, fragilidad y vulnerabilidad de los aspectos sociales y ambientales relevantes para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera. La argumentación y relevancia es el resultado de la clasificación de impacto en base a los siguientes criterios:

Imagen 31 Criterios de evaluación de rojo, ámbar, verde (RAG)

Color	Criterio
Rojo	Una consideración ambiental o social que es muy probable que impacte o influya en el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera en el Caribe colombiano.
Ámbar	Una consideración ambiental o social que probablemente limite o influya en el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera en el Caribe colombiano.
Verde	Una consideración ambiental o social que no es probable que limite o influya en el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera en el Caribe colombiano.

Fuente: ERM y RCG

Estas categorías se definieron con base en la experiencia en la elaboración de estudios de impacto ambiental para proyectos costa afuera, el conocimiento del área por parte de los profesionales del equipo de trabajo, los ecosistemas y comunidades identificados y la normativa nacional vigente. Asimismo, este documento está alineado con las mejores prácticas ambientales y sociales estipuladas por el Marco Ambiental y Social (ESF) del Banco Mundial, la Corporación Financiera Internacional (IFC) y las guías de buenas prácticas de la UNESCO y la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (IUCN).

El análisis del contexto ambiental y social, y los resultados de la clasificación de impacto integraron las áreas de interés ubicadas entre la franja costera y la Zona Económica Exclusiva (EEZ). Los datos ambientales y sociales muestran que existe una mayor probabilidad de afectar sitios de interés cerca de la zona costera del Caribe colombiano, tales como: (i) áreas de biodiversidad significativa (presencia de aves); (ii) sitios de interés cultural (carácter patrimonial); y (iii) actividades socioeconómicas (pesca artesanal, pesca industrial, turismo, puertos y comunicaciones). Por ello, se debe considerar una distancia de separación de la costa, para evitar afectar estas áreas y reducir los riesgos de proyectos eólicos marinos por procesos costeros (movimientos de sedimentos, corrientes costeras, erosión por circulación).

El análisis se ha enfocado en identificar posibles áreas de restricción ambiental y social en el Caribe colombiano, con el propósito de brindar a los desarrolladores de proyectos los elementos relevantes para el desarrollo de las etapas de prefactibilidad y factibilidad de proyectos eólicos costa afuera.

La Sección de este informe proporciona una lista de las partes clave interesadas, teniendo en cuenta las consideraciones ambientales y sociales.

Consideraciones

Para cada consideración potencial ambiental, social y humana identificada, el equipo del proyecto consideró lo siguiente:

- El grado en que la consideración se aplica a los desarrollos eólicos costa afuera más probables
- Las áreas relevantes del Caribe colombiano
- Marco jurídico regulador, incluido el papel de las corporaciones regionales

- Si se han abordado problemas similares definidos en otros mercados eólicos costa afuera
- Establecer opciones sobre cómo puede Colombia abordar los problemas clave, y
- Experiencia relevante en el abordaje de estudios ambientales para proyectos costa afuera (sector hidrocarburos) en el Caribe colombiano.

Marco ambiental y social del Banco Mundial Normas ambientales y sociales

Las consideraciones ambientales y sociales evaluadas están alineadas con el Marco Ambiental y Social (ESF) del Banco Mundial, incluida la necesidad de llevar a cabo la evaluación y gestión de riesgos e impactos ambientales y sociales para todos los proyectos eólicos marinos. El FSE se aplica a toda la financiación de proyectos de inversión nuevos del Banco Mundial y permite al Banco Mundial y a los posibles prestatarios gestionar mejor los riesgos ambientales y sociales de los proyectos y mejorar los resultados de desarrollo. Este proceso consta de 10 estándares ambientales y sociales básicos (ESS), de la siguiente manera:

Imagen 32 Normas ambientales y sociales del FSE del Grupo del Banco Mundial (ESS)

Estándar	Asunto
ESS1	Evaluación y gestión de riesgos e impactos ambientales y sociales
ESS2	Trabajo y condiciones laborales
ESS3	Eficiencia de recursos y prevención y gestión de la contaminación
ESS4	Salud y seguridad comunitaria
ESS5	Adquisición de tierras, restricciones al uso de la tierra y reasentamiento involuntario
ESS6	Conservación de la biodiversidad y gestión sostenible de los recursos naturales vivos
ESS7	Pueblos indígenas / comunidades locales tradicionales históricamente desatendidas del África subsahariana
ESS8	Patrimonio cultural
ESS9	Intermediarios financieros
ESS10	Participación de las partes interesadas y divulgación de información

Fuente: RCG-ERM, adaptado del Grupo del Banco Mundial

6.3 Resultados

En el contexto ambiental y social, se han identificado varias áreas de interés para los desarrolladores de proyectos eólicos costa afuera. Las principales consideraciones ambientales y sociales se definen

a continuación. Las restricciones están alineadas con los Estándares Ambientales y Sociales del Banco Mundial ESS1 y ESS6 cuando sea relevante.

Las áreas con componentes marinos con mayor probabilidad de verse afectadas o que influyen en el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera son: Parques Naturales Nacionales (PNN), Sitios RAMSAR, Áreas de Biodiversidad Significativa (ASB), Áreas Clave de Biodiversidad, Áreas Importantes para la Conservación de Aves (AICAS), Reservas Naturales de la Sociedad Civil, áreas naturales (corales, pastizales, manglares y playas de anidación), áreas de pesca artesanal, áreas para la explotación de recursos pesqueros, particularmente caladeros ubicados entre 1 y 12 millas náuticas, patrimonio cultural sumergido, patrimonio cultural inmueble (fortificaciones), patrimonio cultural inmaterial (sitios sagrados), actividades turísticas y recreativas desarrolladas en lugares cercanos a la zona costera, la red de cables submarinos instalados en el fondo marino y bloques marinos ubicados en alta mar.

Las áreas con mayor probabilidad de ser una limitación o afectar el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera, en función de la ubicación de los sitios potenciales para el desarrollo de la energía eólica costa afuera, son: rutas marítimas registradas y sitios de embarque y desembarque, pesca industrial costera y pesca industrial realizada en la Zona Económica Exclusiva.

La legislación nacional requiere que los desarrolladores obtengan la respectiva licencia ambiental para el desarrollo de este tipo de proyectos, lo que implica la realización de los respectivos Estudios de Impacto Ambiental que incluyen, entre otros aspectos, la información sobre los componentes bióticos, abióticos y socioeconómicos del área de influencia. Sin embargo, hasta la fecha la Agencia Ambientales (ANLA) no ha formulado Términos de Referencia genéricos para proyectos eólicos costa afuera en lo que refiere al proceso de licenciamiento ambiental, por lo que, a la fecha la ANLA solo emite Términos de Referencia específicos para cada proyecto eólico costa afuera que los solicite oficialmente.

Imagen 33 Resumen de las restricciones ambientales y sociales

Restricción	Categoría	Categoría Restricción	Categoría Restricción
Áreas protegidas y áreas clave para la biodiversidad	Ambiental	R	Sitios designados ambientalmente de importancia regional, nacional e internacional. Afecta tanto a los sitios cercanos a la costa como a los costa afuera, pero es más probable que afecte a los sitios cercanos a la costa.
Hábitats naturales y críticos	Ambiental	R	Hábitats costeros como llanuras costeras y manglares y lechos de pastos marinos y arrecifes de coral en alta mar. Afecta tanto a los sitios cercanos a la costa como a los de alta mar, pero es más probable que los hábitats costeros afecten a los sitios cercanos a la costa
Especies marinas sensibles (valores prioritarios de diversidad)	Ambiental	R	Delfines, tiburones, tortugas y otras especies sensibles a las actividades de prospección y construcción, incluidas las especies amenazadas. Afecta tanto a los sitios cercanos a la costa como a los costa afuera, pero es más probable que afecte a los sitios cercanos a la costa.

Pájaros y murciélagos	Ambiental	R	Hábitats para especies de aves residentes y migratorias, particularmente zonas de alimentación cercanas a la costa y sitios de descanso durante la marea alta que sustentan poblaciones de especies amenazadas de importancia internacional. Particularmente importante para sitios cercanos a la costa.
Pescadores artesanales	Social	R	Áreas para la explotación de recursos pesqueros (generalmente cerca de la zona costera)
Zonas de pesca comercial	Social	A	Caladeros ubicados entre 1 y 12 millas náuticas Rutas marítimas registradas y sitios de embarque y desembarque ubicados cerca de la zona costera. Zonas de pesca industrial cercanas a la zona costera (camarón de aguas someras).
Acuicultura	Social	A	Zonas de pesca industrial (desde 5 millas náuticas hasta la Zona Económica Exclusiva). Acuicultura costera y maricultura de peces, mariscos y algas. Particularmente importante para sitios cercanos a la costa.
Paisaje, paisaje marino	Social	A	Impacto visual de las turbinas eólicas en elementos patrimoniales o entornos naturales cercanos (negativo); y sobre comunidades (positivo / negativo). Particularmente importante para sitios cercanos a la costa.
Barcos y rutas de navegación *	Técnico	R	Rutas marítimas, áreas de fondeo y área de transbordo.
Patrimonio histórico y cultural	Social	R	Patrimonio cultural subacuático, patrimonio cultural inmueble (fortificaciones), patrimonio cultural inmaterial (lugares sagrados). Patrimonio ubicado cerca de la zona costera.
Actividades turísticas	Social	R	Cruceros, turismo recreativo (sol y playa), cultural, histórico, religioso, étnico, ecológico y ecoturismo con enfoque étnico, incluida su cadena de valor. Actividades importantes en lugares cercanos a la zona costera.
Infraestructura de comunicación	Social	R	Red de cable submarino (área de seguridad de 1/4 de milla náutica o 500 metros a cada lado)
Operaciones de infraestructura de petróleo y gas	Social	R	Bloques costa afuera con contrato de Exploración y Producción - E & P y contrato de Evaluación Técnica-TEA - Ubicado en alta mar
Áreas de ejercicio militar *	Técnico	R	Bases militares, campos de tiro, zonas de exclusión, zonas militares de exclusión aérea. Los campos de tiro también pueden incluir UXO. Afecta a sitios tanto cercanos a la costa como costa afuera.
Aviación*	Técnico	A	Obstrucción física y distorsión de la señal del radar de aviación causada por turbinas eólicas y rotación de palas. Particularmente importante para sitios cercanos a la costa.

Fuente: RCG-ERM 2021

Nota: Las restricciones marcadas con * no se consideran restricciones ambientales o sociales de acuerdo con las definiciones de la ESS del Banco Mundial, pero se incluyen aquí como restricciones técnicas que deberán abordarse en el desarrollo del proyecto.

El área de interés identificada (Aoi) en la Sección 5, se cruza con áreas de alta importancia ecológica y biológica para la conservación de especies y ecosistemas clave como la Vía Parque Isla de Salamanca, la Ciénaga Grande de Santa Marta, el Distrito regional de manejo integrado de pastos marinos – Sawairu, el Parque Nacional Tayrona, entre otros, que sustentan poblaciones de aves migratorias, endémicas e internacionalmente importantes. Estos son ecosistemas sensibles que se encuentran en aguas costeras poco profundas y, por tanto, son especialmente vulnerables al desarrollo de proyectos eólicos cercanos a la costa.

La industria eólica ha venido implementando diferentes medidas de mitigación para permitir el desarrollo de parques eólicos cerca de áreas designadas. Dentro de estas medidas se encuentra la modificación del funcionamiento de los aerogeneradores, las luces intermitentes, la identificación de áreas clave de alimentación y reproducción con el fin de evitar colisiones de aves y cambios en sus comportamiento y rutas migratorias. Adicionalmente, procedimientos como arranque suave o aceleración de las turbinas también se han implementado para limitar las perturbaciones acústicas en mamíferos marinos y peces durante las fases de construcción y operación.

Sin embargo, en Colombia es necesario desarrollar un marco regulatorio orientado a emitir Lineamientos y Términos de Referencia Ambientales y Sociales, que orienten la elaboración de Estudios Ambientales y Sociales (y evaluación asociada). Aquí se deberá tomar en cuenta las características particulares de este tipo de proyectos eólicos costa afuera, y las áreas ambientales y sociales más sensibles e importantes en los sitios que, por sus condiciones de viento, sean de mayor interés para su ubicación. Lo anterior, a fin de asegurar medidas de prevención, control, mitigación y/o compensación de acuerdo con los posibles efectos que los proyectos puedan generar.

6.3.1 Restricciones Ambientales

6.3.1.1 Hábitats críticos y prioritarios y áreas legalmente protegidas

Colombia posee una gran cantidad de hábitats y ecosistemas marinos costeros como lagunas y humedales costeros, arrecifes de coral, algas, manglares, playas rocosas y arenosas, áreas de afloramiento costero y varios tipos de fondos marinos (Alonso et al., 2008a). El país ha ratificado el Convenio sobre la Diversidad Biológica (CDB) a través de la Ley Nacional 165 de 1994, que formó la base de la Política Nacional de Biodiversidad, incluyendo la consolidación de un Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP).

El SINAP clasifica las áreas en dos grandes grupos, públicos y privados. Entre las áreas públicas, la más importante a nivel nacional es el Sistema de Parques Nacionales Naturales (que a su vez se dividen en Parque Nacional, Reserva Natural, Área Natural Única, Santuario de Flora, Santuario de Fauna y vía parque) y las Reservas de Bosque Protector, Parques Naturales Regionales, Distritos de Manejo Integrado, Distritos de Conservación de Suelos y Áreas de Recreación. Entre las áreas privadas, se encuentran las reservas naturales de la sociedad civil.

Estas categorías de áreas legalmente protegidas, están alineadas con las categorías de manejo de la UICN y, por lo tanto, deben considerarse áreas restringidas para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera en cumplimiento con el estándar IFC-PS6. Para el Caribe colombiano se identificaron ocho (8) áreas con alto nivel de restricción, de las cuales solo dos se cruzan con las áreas de interés identificadas. Si el proyecto lo estima necesario, se podrá solicitar la sustracción de áreas protegidas

cuando, por otras razones de utilidad pública e interés social, existan planes para desarrollar usos y actividades no permitidas dentro de un área protegida, de acuerdo con la normativa legal del régimen de la categoría de gestión. Un análisis más detallado deberá desarrollarse de manera individual para cada EIA.

Imagen 34 Áreas legalmente protegidas en Colombia con componentes marinos o costeros

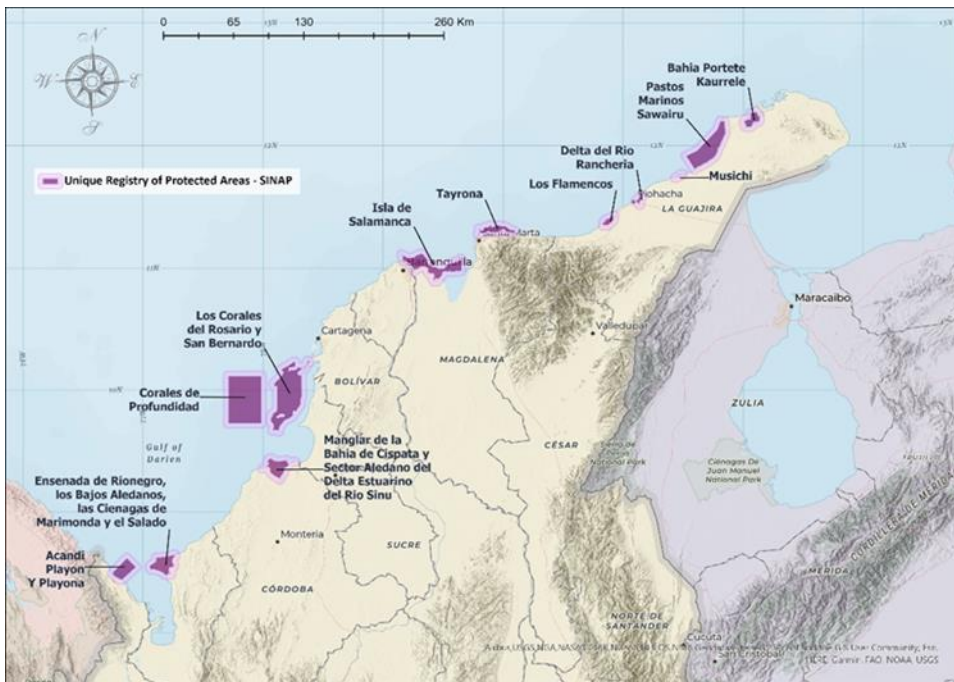
Área Legalmente Protegida	Área declarada total (ha)
Parque Nacional Bahía Portete Kaurrele	14,08
Distrito regional de manejo integrado de pastos marinos - Sawairu *	67,177
Distrito Regional de Gestión Integrada Musichi	1,494
Distrito Regional de Gestión Integrada Delta del Río Ranchería	3,609
Santuario de Fauna and Flora Los Flamencos	7,034
Parque Nacional Tayrona	19,309
Monumento Natural Isla de Salamanca *	56,592
Parque Nacional Los Corales del Rosario y San Bernardo	123,455
Parque Nacional Corales de Profundidad	142,192
Distrito Regional de Gestión Integrada Manglar de la Bahía de Cispata y Sector Aledaño del Delta Estuarino del Río Sinú **	27,838
Distrito Regional de Gestión Integrada Ensenada de Rionegro, los Bajos Aledaños, las Ciénagas de Marimonda y el Salado**	30,758
Santuario de Fauna Acandí Playón Y Playona**	26,233
Área Especialmente Protegida Seaflower (Convenio de Cartagena)**	6,506,649

Fuente: <https://www.protectedplanet.net/country/COL>*

*Áreas legalmente protegidas que se cruzan con las áreas de interés identificadas para este tipo de proyecto

** Estas áreas protegidas se ubican en departamentos con menor potencial para el desarrollo de proyectos eólicos marinos.

Imagen 35 Áreas protegidas del caribe colombiano

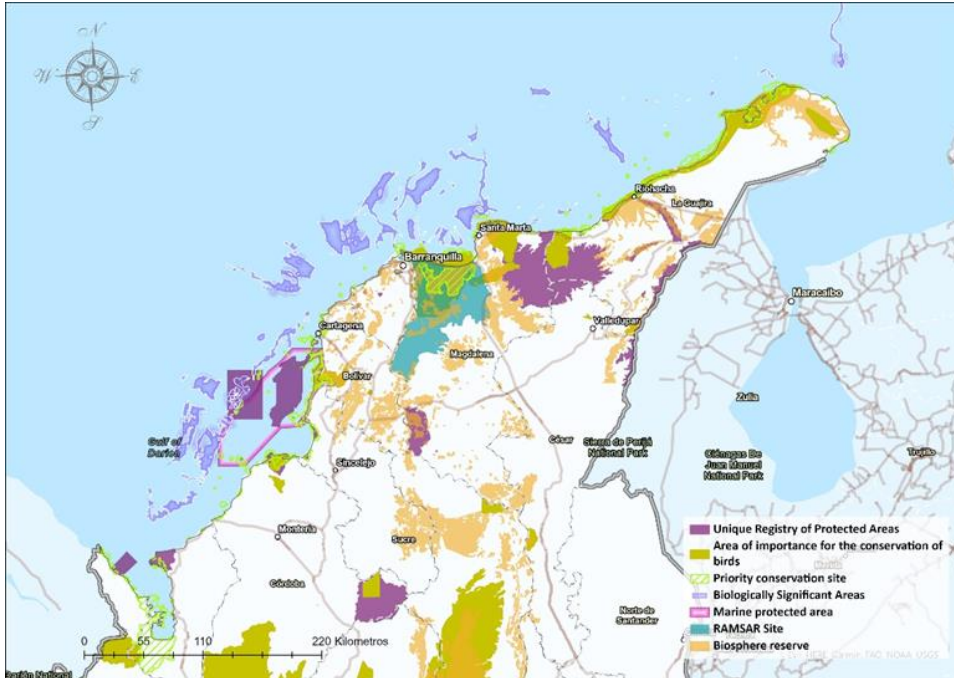


Fuente: Open data portal of the environmental sector. Environmental Information System of Colombia-SIAC¹³

Adicionalmente, existen otras categorías de protección diferentes a las que forman parte del SINAP, como ecosistemas estratégicos: sitios RAMSAR (Convención sobre Humedales de Importancia Internacional), manglares, arrecifes de coral, pastos marinos, humedales, bosque seco tropical, entre otros así como las estrategias complementarias de conservación y desarrollo sostenible: Reserva Forestal Ley 2, AICA (Áreas Importantes para las Aves), áreas consideradas UNESCO - Sitios del Patrimonio Mundial del MAB, áreas consideradas Patrimonio de la Humanidad por la UNESCO-MAB, y áreas de interés científico o con prioridades de conservación contempladas por los Parques Nacionales Naturales de Colombia y/o institutos de investigación como el Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andrés (INVEMAR).

¹³ https://ukc-word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=en%2DUS&rs=en%2DGB&wopisrc=https%3A%2F%2F renewables.sharepoint.com%2F_vti_bin%2Fwopi.ashx%2Ffiles%2F7e78221a586d42b18e43406a4769fbb7&wdenableroaming=1&wdfr=1&mssc=0&hid=AAC616A0-60CB-3000-CD97-F0C9D86B43E0&wdorigin=ItemsView&wdhostclicktime=1642191508486&jsapi=1&jsapiver=v1&newsession=1&corrid=489a9b65-5095-a199-a5a3-d15affdda6b6&usid=489a9b65-5095-a199-a5a3-d15affdda6b6&sfct=1&mtf=1&sfp=1&instantedit=1&wopicomplete=1&wdredirectionreason=Unified_SingleFlush&preseededsessionkey=c438dffa-3eb1-4231-24cf-fbf76497dd6b&preseededwacsessionid=489a9b65-5095-a199-a5a3-d15affdda6b6&rct=Medium&ctp=LeastProtected - _ftnref1

Imagen 36 Zonas ambientalmente sensibles del Caribe colombiano



Fuente: ERM-RCC,2021

En cuanto a los sitios RAMSAR identificados para las áreas de interés, el Sistema del Delta del Estuario del Río Magdalena, Ciénaga Grande de Santa Marta, Sitio Ramsar no. 951 (CGSM-Ramsar), existe desde 1998 con una superficie de 5.286 km² y un perímetro de 579,8 km (Ministerio de Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2009). También ha sido categorizado como AICA, un sitio de importancia clave para la biodiversidad y las áreas AZE- Cero Extinción; este es un sistema de estuarios costeros con varias lagunas y ríos, e incluye el área de manglares más grande de la costa caribeña de Colombia. Es la zona más importante del Caribe colombiano para aves acuáticas, mamíferos marinos, peces y reptiles. Este sitio RAMSAR también ha sido designado como área importante para las aves.

Además, el complejo de humedales costeros de La Guajira fue identificado como un AICA, ubicado en el norte de Colombia en el margen occidental de la Península de la Guajira, que es una zona de transición entre las llanuras áridas de La Guajira y el Mar Caribe. Aquí se ubican hábitats marinos, humedales, marismas, pantanos, turberas y otros cuerpos de agua dulce o salobre, permanentes o estacionales (Díaz y Guerra 2003). Se han registrado un total de 145 especies de aves, la mayoría de las cuales son aves acuáticas, para una gran comunidad de aves terrestres asociadas con los matorrales secos de la costa caribeña y las tortugas marinas (Rueda-Almonacid 2002; Castaño-Mora 2002; BirdLife International, 2021).

Para el Aol, se identificaron las siguientes reservas de biosfera: la Ciénaga Grande de Santa Marta (SGSM), el Parque Nacional Vía Salamanca, el Santuario de Flora y Fauna SGSM y la Sierra Nevada de Santa Marta (Parques Sierra Nevada de Santa Marta, Tayrona y Los Flamencos). El parque está

ubicado dentro del Sistema del Delta del Estuarino del Río Magdalena, Ciénaga Grande de Santa Marta. Se superpone con el Santuario de Flora y Fauna, su área circundante ha sido declarada internacionalmente sitio RAMSAR, en 2000 fue categorizada como Reserva de la Biosfera por la UNESCO, y a nivel nacional ha sido catalogada como Área Importante de Conservación de Aves (IBAs).

La enumera las KBAs (Áreas Clave de biodiversidad) /IBA identificadas para el Caribe colombiano, con presencia dentro de la Aol. Estas áreas presentan ecosistemas terrestres y/o marinos ambientalmente sensibles, de gran importancia cuya función principal es la conservación de la biodiversidad del planeta y el uso sostenible de los recursos.

Imagen 37 ACB/IBA en Colombia con componentes marinos o costeros

enumera las KBAs (Áreas Clave de biodiversidad) /IBA identificadas para el Caribe colombiano, con presencia dentro de la Aol. Estas áreas presentan ecosistemas terrestres y/o marinos ambientalmente sensibles, de gran importancia cuya función principal es la conservación de la biodiversidad del planeta y el uso sostenible de los recursos.

Imagen 37 ACB/IBA en Colombia con componentes marinos o costeros

ACB	Área (ha)	Activadores de ACB	
		Especies Amenazadas	Prioridad Biodiversidad / Congregaciones
AICA Complejo de Humedales Costeros de la Guajira (ACB/IBA)	218,756	Colibrí vientre zafiro - <i>Amazilia lilliae</i> , reptiles marinos / acuáticos amenazados - <i>Caretta</i> , <i>Eretmochelys imbricata</i> , <i>Dermochelys coriacea</i> , <i>Chelonia mydas</i> , <i>Crocodylus acutus</i> .	Área importante para aves acuáticas migratorias. Posee la mayor parte del área de distribución de la población no reproductora de flamenco americano (<i>Phoenicopterus ruber ruber</i>) en Colombia. El colibrí vientre zafiro (<i>Amazilia lilliae</i>) es una especie endémica colombiana en peligro crítico, en su mayoría restringida a un hábitat de manglares bien conservado.
Parque Nacional Natural Tayrona (ACB/IBA)	21,276		Gran diversidad de especies de aves y mamíferos, incluidos los murciélagos. Gran cantidad de especies de aves que se encuentran amenazadas, de rango restringido / endémicas o de bioma restringido. Concentra la mayoría de los ecosistemas costeros tropicales, incluidos los arrecifes de coral y los pastos marinos, en un área pequeña.

<p>Reserva de Biosfera RAMSAR Ciénaga Grande, Isla de Salamanca y Sabana Grande (ACB/IBA, AZE-Áreas de Cero Extinción)</p>	<p>251,656</p>	<p>Colibrí vientre zafiro - <i>Amazilia lilliae</i>, Tordo marrón bronce - <i>Molothrus armenti</i></p>	<p>Zona más importante del litoral colombiano en el Atlántico para aves acuáticas, especialmente para limícolas migratorias y anátidas (patos, gansos, etc.). Concentraciones de aves acuáticas y discos de espátula de cerceta de alas azules. Un número importante de Correlimos canelos (<i>Calidris subruficollis</i>) migratorias y chicagüires (<i>Chauna chavaria</i>), quienes están casi amenazados a nivel mundial. Este es un sitio AZE que concentra casi toda la población mundial del colibrí vientre zafiro (<i>Amazilia lilliae</i>). Zona de desove importante para muchas especies de peces y otras especies amenazadas, como el manatí americano (<i>Trichechus manatus</i>) y el cocodrilo americano (<i>Crocodylus acutus</i>).</p>
<p>AICAValle de San Salvador (ACB/IBA)</p>	<p>58,000</p>	<p><i>Paujil de pico azul Crax alberti</i>, <i>Colibrí de vientre zafiro Amazilia lilliae</i>, <i>Tororoí de Santa Marta Grallaria bangsi</i>, <i>Rastrojero Serrano Synallaxis fusciorufa</i></p>	<p><i>El valle ha sido identificado como un área prioritaria para la conservación debido a la riqueza de fauna y flora que se encuentra allí (FPSNSM 2000). El Valle de San Salvador cubre áreas de hábitat primario, a lo largo de un gradiente altitudinal, que se han perdido en otras áreas de la Sierra Nevada de Santa Marta.</i></p>
<p>AICA Región Ecodeltáica Fluvio-Estuarina del Canal del Dique (ACB/IBA)</p>	<p>42,952</p>	<p><i>Chicagüire- Chauna chavaria</i></p>	<p><i>Se recomienda una evaluación de las áreas de manglar en las costas al sur de Bolívar y al norte de Sucre donde posiblemente exista <i>Lepidopyga lilliae</i>.</i></p>
<p>AICAZona Deltáica-Estuarina del Río Sinú(ACB/IBA)*</p>	<p>10,000</p>	<p><i>Tres especies se encuentran en alguna categoría de</i></p>	<p><i>Esta área comprende el antiguo y actual delta del río Sinú, con su correspondiente</i></p>

		<p><i>amenaza a nivel nacional según Rengifo et al. (2002) y seis presentan un rango de distribución restringido según Stiles (1998). En esta zona se encuentran colonias de anidación muy numerosas de ibis blanco (Eudocimus albus), garza roja (Agamia agami) y muchas otras garzas.</i></p> <p><i>En la bahía de Cispata existe una población estable de Tucuxi (Sotalia fluviatilis). Además, se está llevando a cabo un programa de reintroducción e instalación de nidos artificiales de caimanes (Crocodylus acutus).</i></p>	<p><i>ambiente estuarino dominado por manglares. Aquí se encuentran los manglares mejor conservados del Caribe colombiano y uno de los más extensos. En esta región existe un complejo mosaico de hábitats que incluyen manglares, pantanos, marismas, arroyos, playas arenosas marinas y ribereñas, fragmentos de bosque seco y humedales de agua dulce.</i></p>
Reserva de Biósfera Seaflower(ACB/IBA)*.	350,000	<p>Paloma coroniblanca - Patagioenas leucocephala, Vireo de San Andrés - Vireo caribaeus, Vireo piquigrueso - Vireo crassirostris, Turpial jamaicano -Icterus leucopteryx</p>	<p>Las diferencias en la formación geológica de las islas generan una gran diversidad de especies de fauna y flora, algunas especies amenazadas.</p>

* Estas ACB / IBA están ubicadas en departamentos con menor potencial para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera.

Las Áreas de Biodiversidad Ecológicamente Significativas (EBSA por sus siglas en inglés), son áreas especiales que apoyan el funcionamiento saludable de los océanos y los muchos servicios que

brindan. La Conferencia de las Partes (COP 9) del Convenio sobre la Diversidad Biológica adoptó los siguientes seis criterios científicos para identificar la singularidad o rareza de áreas ecológica o biológicamente significativas (EBSA); (i) Importancia especial para las etapas del ciclo de vida de las especies; (ii) Importancia para las especies y / o hábitats amenazados, en peligro o en declive; (iii) Vulnerabilidad, fragilidad, sensibilidad o recuperación lenta; (iv) Productividad biológica; (v) Diversidad biológica; y (vi) naturalidad.

La identificación de las EBSA y la selección de medidas de conservación y ordenación son responsabilidad de los Estados y las organizaciones intergubernamentales pertinentes, de conformidad con el derecho internacional (incluida la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar). Los criterios no incluyen umbrales cuantitativos, pero en principio tienen mucho en común con la definición de hábitats naturales y los criterios de Hábitat Crítico del Panel Mundial de Expertos (WBG/IFC) y, por tanto, podrían ser una consideración importante de planificación de alto nivel para desarrollo energético de la energía eólica costa afuera. En el área de interés, el fondo oceánico Magdalena y Tayrona, fue identificado como la principal área de interés.

Imagen 38 EBSA significativas en las áreas de interés

EBSA	Significado
Fondos oceánicos de Magdalena y Tayrona	Hábitat único tanto en la región del Caribe como en el mundo, donde la especie <i>Madracis myriaster</i> es la principal especie estructurante de las aguas profundas de los corales. Una gran riqueza, diversidad y especies endémicas están asociadas con cañones submarinos y geoformas de montes submarinos, incluyendo más de 100 especies de peces, equinodermos, moluscos, crustáceos, cnidarios y briozoos.

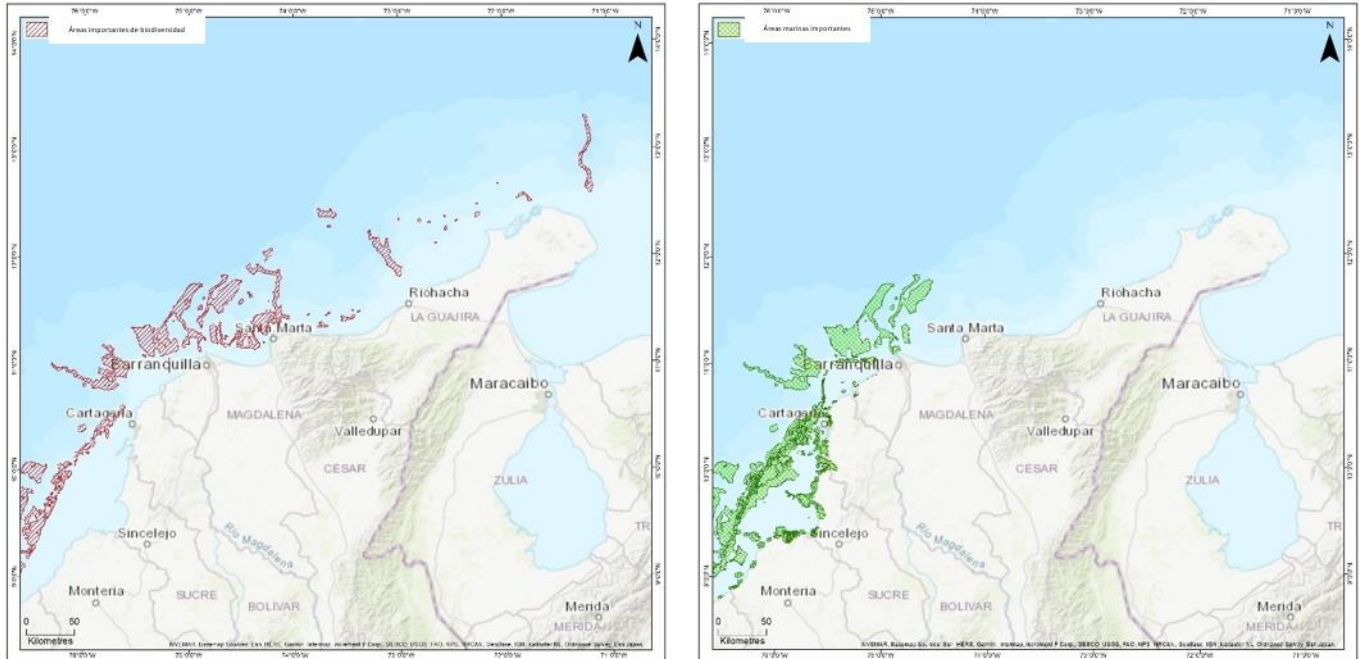
Fuente: RCG-ERM, 2021

La instalación de bases de aerogeneradores y cables submarinos puede perturbar el lecho marino y aumentar temporalmente los sedimentos en suspensión en la columna de agua, lo que a su vez conduce a una disminución en la calidad del agua y posiblemente podría afectar a especies marinas asociadas al fondo como bentos, corales, esponjas y pastos marinos, además de tener un impacto en áreas identificadas como caladeros. Además, la instalación de estructuras en alta mar, podría generar una erosión localizada del fondo marino debido a cambios en los movimientos del agua. La ubicación de las turbinas operativas puede alterar la circulación diaria de aves y murciélagos (p. ej., desde los sitios de alimentación hasta los refugios o áreas de reproducción) y puede representar una barrera para los patrones migratorios de ciertas especies animales (Drewitt y Langston, 2006, Masden et al. 2009).

Es probable que algunos de los valores prioritarios de biodiversidad existentes en estas áreas sean sensibles a los impactos asociados con el desarrollo de la energía eólica costa afuera. Teniendo en cuenta que en Colombia no existen términos de referencia para el sector eólico costa afuera, en otros sectores, aunque no existen exclusiones, como en el caso del sector de hidrocarburos, se recomienda que estas áreas sean sometidas a un manejo diferenciado en el momento de la planificación de las actividades del sector, por lo que lo mismo podría aplicarse a los proyectos eólicos.

Al planificar proyectos de este tipo, es necesario considerar la proximidad a lugares de alto valor de biodiversidad en la región, así como tener en cuenta áreas protegidas nacionales e internacionales (como áreas marinas protegidas), áreas de importancia como IBAs/AICAS/KBAs/AZE/Ramsar (humedales de importancia internacional), lugares conocidos de concentración de especies gregarias y ecosistemas únicos o amenazados. Adicionalmente, se sugiere planificar la construcción, instalación y desmantelamiento de componentes estructurales teniendo en cuenta períodos sensibles para el ciclo de vida de las especies identificadas en el área de interés (IFC, 2015).

Imagen 39 Áreas importantes de biodiversidad e importancia marina

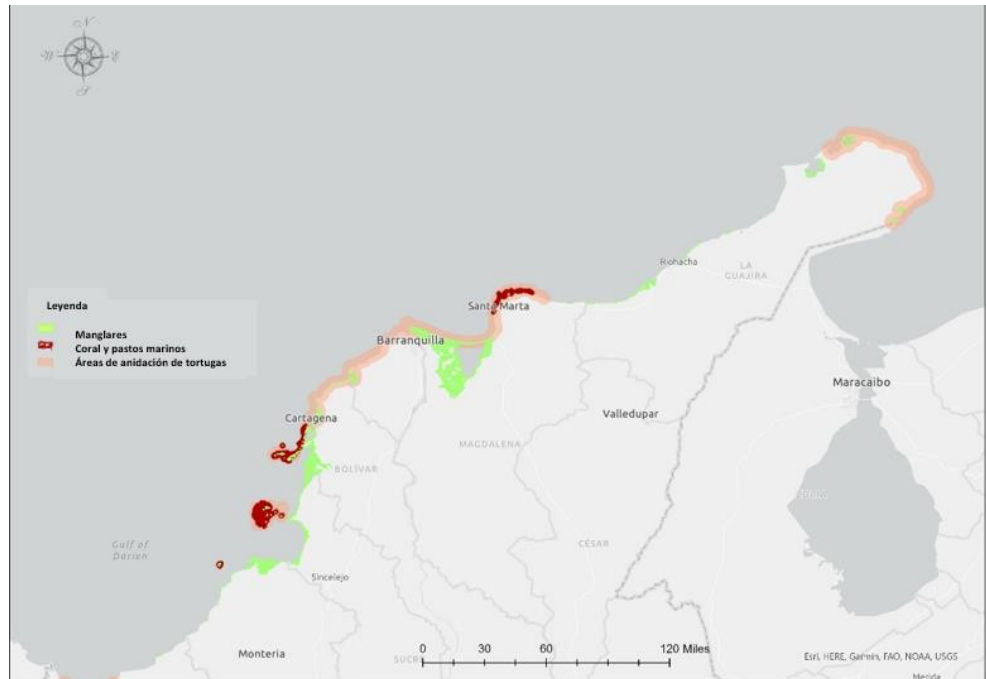


Fuente: Inveemar, 2016

6.3.1.2 Especies y hábitats marinos sensibles (valores prioritarios de diversidad)

Según sus características geológicas, hidrográficas, climáticas y biológicas, los reinos costeros y oceánicos de Colombia se pueden subdividir en 18 ecorregiones marinas naturales, nueve en el Caribe (Díaz & Acero 2003). Tal variedad de condiciones conduce a una gran diversidad de hábitats y ecosistemas, y la gran mayoría de los hábitats marinos tropicales están bien representados en Colombia (Díaz & Acero 2003; Uribe et al. 2020). Entre los hábitats marinos y costeros más amenazados, se encuentran los arrecifes de coral, pastos marinos y bosques de manglares, todos con presencia en el área de influencia del proyecto (Uribe et al. 2020).

Imagen 40 Especies marinas sensibles



Fuente: INVEMAR; 2021; Allen Coral Atlas maps, 2021; WCMC, 1999.

Las áreas de coral colombianas y los ecosistemas asociados se encuentran en su mayoría hasta 30 m de profundidad (Uribe et al. 2021). En el Mar Caribe, las áreas de coral más importantes y extensas se encuentran en el Golfo del Darién, especialmente cerca de la costa entre Cartagena y las islas de San Bernardo del Viento, y en aguas más profundas en el centro del Mar Caribe, incluida la zona de Seaflower. Los arrecifes oceánicos del Archipiélago de San Andrés y Providencia (Seaflower PA) se encuentran entre los sistemas arrecifales más extensos del Atlántico, ocupando aproximadamente 760 km² (Díaz & Acero 2003; Uribe et al. 2021). Otras áreas importantes de coral se encuentran cerca de las ACB de Ciénaga Grande, Isla de Salamanca y Sabana Grande y Tayrona, y en Bahía Portete. La mayor parte de los arrecifes de coral está incluida dentro de las Áreas Protegidas Legalmente (LPA por sus siglas en inglés) y las Áreas Reconocidas Internacionalmente (IRA por sus siglas en inglés), incluida la EBSA14.

Los manglares se encuentran entre los ecosistemas biológicamente más productivos del mundo y juegan un papel importante en la sostenibilidad de las pesquerías, ya que protegen la costa contra la erosión y proporcionan un recurso importante de madera (Díaz & Acero 2003). En la costa caribeña, los bosques son más pequeños y bordean los llanos intermareales en las desembocaduras de los principales ríos. Los manglares, compuestos principalmente por *Rhizophora mangle*,

¹⁴ ASU 2021

Avicennia germinans y *Laguncularia racemosa*, cubren aproximadamente 863 km² de la costa caribe colombiana. En la región del Caribe, los manglares están presentes principalmente entre Manglar en Ciénaga Grande, Isla de Salamanca y Sabana Grande ACB. Si bien la gran mayoría de estos parches de hábitat se encuentran dentro de las LPA y las IRA, las áreas mapeadas de manglares provienen de la Distribución global de manglares, la biomasa aérea y la altura del dosel (2019)¹⁵.

Se han registrado cinco especies de pastos marinos en aguas colombianas, de las cuales *Thalassia testudinum* y *Syringodium filiforme* son las más abundantes. La mayoría de las áreas continuas de este hábitat están presentes en el Parque Nacional Los Corales del Rosario y San Bernardo, Archipiélago de San Andrés (Seaflower PA), y especialmente (casi el 80%) a lo largo de la costa y en la porción poco profunda de la plataforma continental frente a la Península de la Guajira. (Pastos Marinos Sawairu PA y Complejo de Humedales Costeros de la Guajira ACB). La mayor parte del área ocupada por pastos marinos en Colombia está comprendida dentro de las AP o IRA, sin embargo, el área mapeada de pastos marinos provino de UNEP-WCMC16 .

Las áreas de reproducción de tortugas marinas se extienden a lo largo de casi toda la costa del Caribe colombiano, desde el Golfo de Darién (área Brazo León Río Atrato) hasta la Península de La Guajira (Eckert & Eckert 2019). La costa caribeña y las islas circundantes también albergan importantes zonas de alimentación para las tortugas marinas en lugares como la península de la Guajira y el archipiélago de San Bernardo (Eckert et al. 2020). Investigaciones recientes, han confirmado que las tortugas boba, verde y carey utilizan el LPA y el IRA de Seaflower para la reproducción y la alimentación (Ramírez-Gallego & Barrientos-Muñoz 2020). Con respecto a los cetáceos, el delfín de Guayana tiene una distribución irregular a lo largo de la mayor parte de la costa del mar Caribe colombiano, desde el estuario del río Sinú hasta la provincia de Guajira (Borobia et al. 1991; Caballero et al. 2007). Se asocia principalmente con aguas salobres, condiciones estuarinas y otras aguas costeras poco profundas y protegidas (Borobia et al. 1991; IUCN 2017).

Se esperan múltiples efectos directos e indirectos en los procesos y funciones del ecosistema después de la instalación del parque eólico costa afuera (OWF por sus siglas en inglés) (Gill, 2005). Estos pueden estar relacionados con la prestación de servicios ecosistémicos, cambios físicos en el hábitat por la instalación de turbinas y otras estructuras, cambios en el régimen hidrodinámico (Matutano et al., 2016), pérdida o ganancia de hábitat bentónico y la provisión de refugio frente a la pesca y depredación (Gill, 2005; Miller et al., 2013; Wilson et al., 2010). Los efectos indirectos, vinculados a los efectos directos, incluyen la modificación de procesos y funciones, por ejemplo, comunidades epibentónicas complejas colonizan subestructuras de turbinas formando arrecifes artificiales, que pueden alterar la biodiversidad y la estructura de la comunidad, influyendo en procesos y funciones (Hooper et al., 2005; Schleuning et al., 2015).

Algunas especies marinas son sensibles a las actividades de prospección y construcción. Estas especies son, en general, aquellas que son particularmente sensibles al ruido submarino, vibraciones o asfixia o pérdida de hábitat de los fondos marinos. Los desarrolladores deben considerar la posible presencia de delfines, manatíes, tiburones, tortugas y algunas especies de peces en cardúmenes. Los mamíferos marinos son particularmente sensibles al ruido submarino. El grado de sensibilidad varía según la especie y la frecuencia y duración del ruido. Algunas especies también son susceptibles al riesgo de colisión de embarcaciones. Las especies pueden verse perturbadas por el

15 https://daac.ornl.gov/CMS/guides/CMS_Global_Map_Mangrove_Canopy.html

16 <https://doi.org/10.34892/x6r3-d211>

ruido de la construcción o el funcionamiento, o por la presencia de torres de viento, o por los barcos y la actividad de mantenimiento.

El comportamiento de los animales (p. ej., ritmo de llamada, alimentación, retransmisiones, movimientos) puede cambiar de manera que se reduzca la capacidad de búsqueda de alimento o de apareamiento (reduciendo la fecundidad y/o la salud animal), o puede aumentar los niveles de estrés crónico que conducen a una reducción de la salud animal. Las instalaciones eólicas también pueden tener efectos positivos, éstas eólicas pueden servir como áreas marinas protegidas si la navegación y la pesca comercial están restringidas dentro de sus límites (Kraus et al., 2019).

Durante el funcionamiento, los cables que transmiten la electricidad producida también emitirán campos electromagnéticos. Esto podría afectar los movimientos y la navegación de especies sensibles a los campos electromagnéticos, que incluyen especies de peces, particularmente elasmobranchios y algunos peces teleosteos y crustáceos decápodos y tortugas marinas. Sin embargo, los animales marinos podrían verse afectados por el ruido subacuático generado durante la construcción y operación de aerogeneradores. Cualquier efecto del ruido dependerá de la sensibilidad de las especies presentes y su capacidad para adaptarse a él (Koeller et al, 2006; Thomen et al, 2006; Gill et al., 2009).

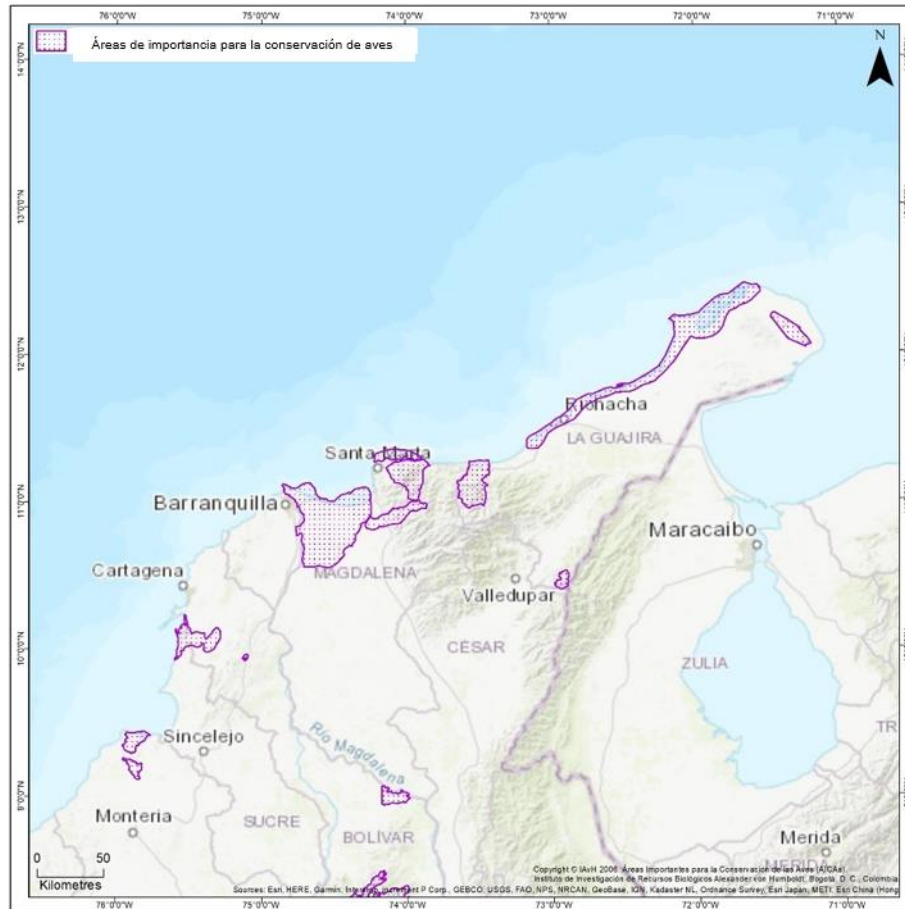
De acuerdo con lo anterior, es necesario tener en cuenta en el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera, la planificación espacial marina y EIAS para evitar y mitigar los impactos que puedan resultar del desarrollo de estos proyectos, y así incrementar la confianza del mercado y cumplir con los requisitos de financiamiento.

6.3.1.3 Aves migratorias y murciélagos

Colombia alberga una gran cantidad de aves acuáticas residentes o migratorias (225 especies) y el 98% de las aves acuáticas migratorias del Neártico se encuentran en el país (Naranjo & Bravo 2006; Arzuza et al. 2008). Varias de estas especies están amenazadas a nivel mundial o nacional (Troncoso 2002; Rodríguez-Gacha & Morales-Rozo 2016). Las mayores concentraciones de aves acuáticas en Colombia se registran durante el invierno (noviembre-enero), debido a la invernada o escala de una gran cantidad de migrantes (Naranjo et al. 2006; Ruiz-Guerra et al. 2008).

Casi la mitad de las especies de aves acuáticas de Colombia se encuentran a lo largo de la costa caribeña de Colombia, donde se concentran durante el invierno. Los patos y los gansos (Anatidas) comprenden más de las tres cuartas partes de estos. También abundan las aves zancudas, flamencos, ibis, ardeidos, cigüeñas, carraos (*Aramus guarauna*), pelícanos, cormoranes, fragatas, gaviotas, charranes y rayadores americanos (Ruiz-Guerra et al. 2008).

Imagen 41 Áreas de importancia para la conservación de aves



Fuente: Alexander von Humboldt Biological Resources Research Institute (IAvH)

Casi todas las Anátidas y la mayor parte de los limícolas se concentran en Ciénaga Grande, Isla de Salamanca y Sabana Grande, un humedal Ramsar y LPA. El Complejo de Humedales Costeros de la Guajira ACB/IBA es la segunda área más importante para limícolas a lo largo de la costa caribeña y el sitio más importante en invierno para los grupos restantes de aves acuáticas (Ruiz-Guerra et al. 2008). Es importante destacar que esta área también alberga más del 6% de toda la población caribeña de América del Sur de flamenco americano (*Phoenicopterus ruber* (LC)), una especie considerada en peligro de extinción a nivel nacional (Troncoso 2002; Rengifo et al. 2016; Rodríguez-Gacha y Morales-Rozo 2016).

Los peligros que presentan la construcción de parques eólicos costa afuera (OWF por sus siglas en inglés) para las aves, siguen siendo principalmente: la barrera que presentan al movimiento, la pérdida de hábitat y el riesgo de colisión. La mayoría de los estudios hasta la fecha han utilizado monitoreo por radar e infrarrojo térmico, así como observaciones de alcance y visuales para confirmar que la mayoría de las aves más abundantes y especialmente grandes, muestran que la gran mayoría evitan los parques eólicos marinos, minimizando las probabilidades de colisión. Es

poco probable que distancias de migración ligeramente extendidas tengan consecuencias para estas especies.

Los efectos sobre la reproducción interrumpida durante sus vuelos de ida y vuelta siguen siendo menos estudiados, pero evitar conflictos se logra fácilmente ubicando turbinas eólicas costa afuera lejos de importantes concentraciones de aves marinas reproductoras y sus respectivas áreas de alimentación (Fox et al. 2006; Jensen et al. 2016.); Y en condiciones de poca visibilidad, un gran número de aves podría chocar con la granja eólica atraídas por su iluminación. Una de las medidas de mitigación más útiles para evitar este tipo de impacto es reemplazar la luz continua por una intermitente (Huppopp et al, 2006).

Varias especies de murciélagos están presentes a lo largo de la costa caribe colombiana y, en general, su interacción con los parques eólicos en tierra es motivo de preocupación. Se aplicarán consideraciones similares a los proyectos eólicos marinos, aunque es probable que esto solo sea relevante para proyectos cercanos a la costa.

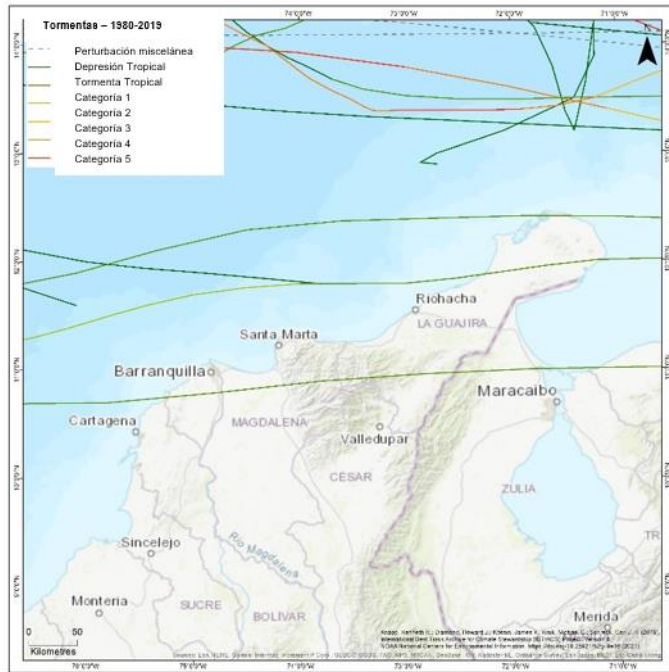
Muchos efectos negativos potenciales de OWF pueden reducirse dentro del proceso de planificación, evitando importantes hábitats de reclutamiento y cronometrando las actividades de construcción fuera de las temporadas de reproducción importantes. Evidentemente, estas medidas deben basarse en conocimientos reales sobre la distribución y el estado de la población de las especies y los hábitats locales. Dada la alta dependencia de la conclusión obtenida de las condiciones ambientales locales, un tema fundamental para el desarrollo sostenible de OWF es la disponibilidad de mapas confiables del lecho marino y del hábitat e información sobre la conectividad de la población y aprender de otras industrias para informar las evaluaciones de riesgo y la efectividad de las medidas de mitigación (energía eólica, estudios sísmicos y plataformas petrolíferas flotantes). De acuerdo a los potenciales efectos negativos de OWF, es necesaria la planificación espacial marina para informar el escenario de mayor capacidad y en todos los casos EIAS a GIIP para evitar este tipo de impactos.

6.3.2 Clima Extremo

El potencial de eventos climáticos severos y la probabilidad de que ocurran condiciones extremas también impactan el desarrollo de parques eólicos costa afuera en una región. Entre las condiciones climáticas extremas más pertinentes consideradas para el desarrollo de parques eólicos costa afuera se encuentran: (i) huracanes mayores que tienen una probabilidad de generar condiciones de viento y tes de los parques eólicos costa afuera. Sin embargo, la probabilidad de eventos climáticos extremos no prohíbe el desarrollo de parques eólicos costa afuera en una región. Más bien, influye en varias decisiones con respecto a la mitigación, incluida la tecnología, el diseño y la ingeniería del parque eólico costa afuera.

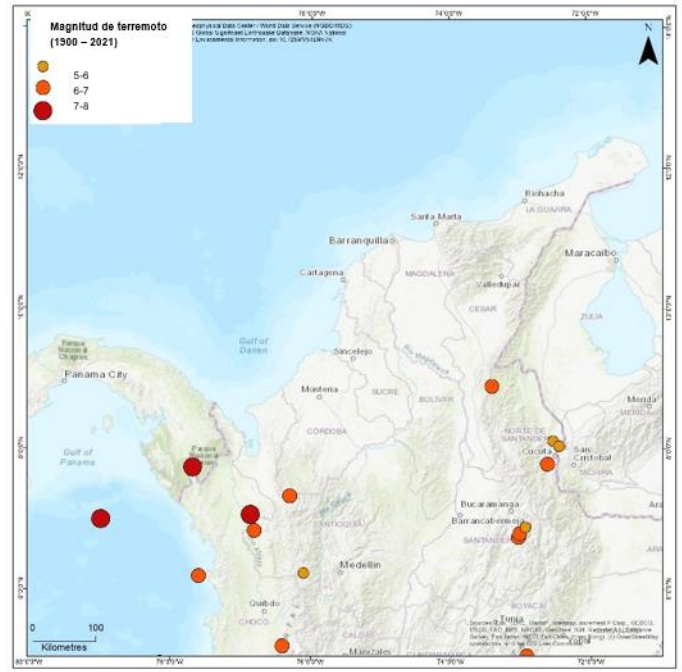
Imagen 42 Clima Extremo

Huracanes en Colombia 1980-2019



Fuente: RCG, : NOAA National Centers for Environmental Informatio

Eventos sísmicos en Colombia



Fuente: National Geophysical Data Center / World Data Service (NGDC/WDS), NOAA/RCG, 2021

Con base en una evaluación histórica de eventos climáticos extremos en Colombia, es poco probable que los riesgos climáticos extremos desvíen el desarrollo eólico costa afuera en las áreas de interés identificadas en este estudio. Aunque pueden ocurrir eventos climáticos extremos no anticipados durante el ciclo de vida de los parques eólicos costa afuera, la probabilidad de que estos eventos excedan significativamente las condiciones de diseño en la medida en que puedan causar fallas estructurales y mecánicas, sigue siendo tolerablemente baja.

6.3.3 Contexto poblacional y condiciones socioeconómicas

Las proyecciones del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) a junio de 2017, indican que la región del Caribe está compuesta por una población de 10,7 millones de habitantes (Banco de la República, 2017). En relación a la composición étnica, el 15,7% de la población se considera afrodescendiente, el 6,8% indígena y el 77,5% no tiene filiación étnica.

Las comunidades étnicas de la región desarrollan prácticas socioeconómicas, culturales y religiosas en las áreas continental y marino-costera. En particular, el pueblo indígena Wayuu en la zona costera

de la Península de La Guajira (Cabo de La Vela, Bahía Portete, Puerto López y otros sitios de interés cultural) y los pueblos indígenas Kogui, Arhuaco, Wiwa y Kankuamo en las estribaciones del Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM), realizan ceremonias y rituales en la franja costera entre La Guajira y Magdalena. Los Consejos Comunales y comunidades no étnicas que viven en la zona costera también aprovechan los recursos marinos a través de la pesca artesanal; actividad socioeconómica que contribuye significativamente a su seguridad alimentaria.

Imagen 43 Ubicación de territorios colectivos de comunidades étnicas



Fuente: Agencia Nacional de Tierras

La principal actividad económica de la región es la agricultura y la ganadería, que incluye la siembra de cultivos alimentarios y la cría de ganado vacuno, porcino, bovino, caprino y otras especies menores. Sin embargo, la pesca es una de las actividades más importantes, dada la ubicación estratégica de la región del Caribe (1.932 km de costa). La actividad manufacturera de la región se concentra principalmente en los departamentos de Atlántico, Bolívar y Magdalena, gracias a las instalaciones portuarias que facilitan las importaciones y exportaciones. El Caribe y su diversidad permiten el desarrollo de actividades turísticas con enfoque cultural, histórico, ecoturístico, religioso y recreativo -sol y playa- (Observatorio del Caribe Colombiano).

6.3.3.1 Barcos y rutas de navegación

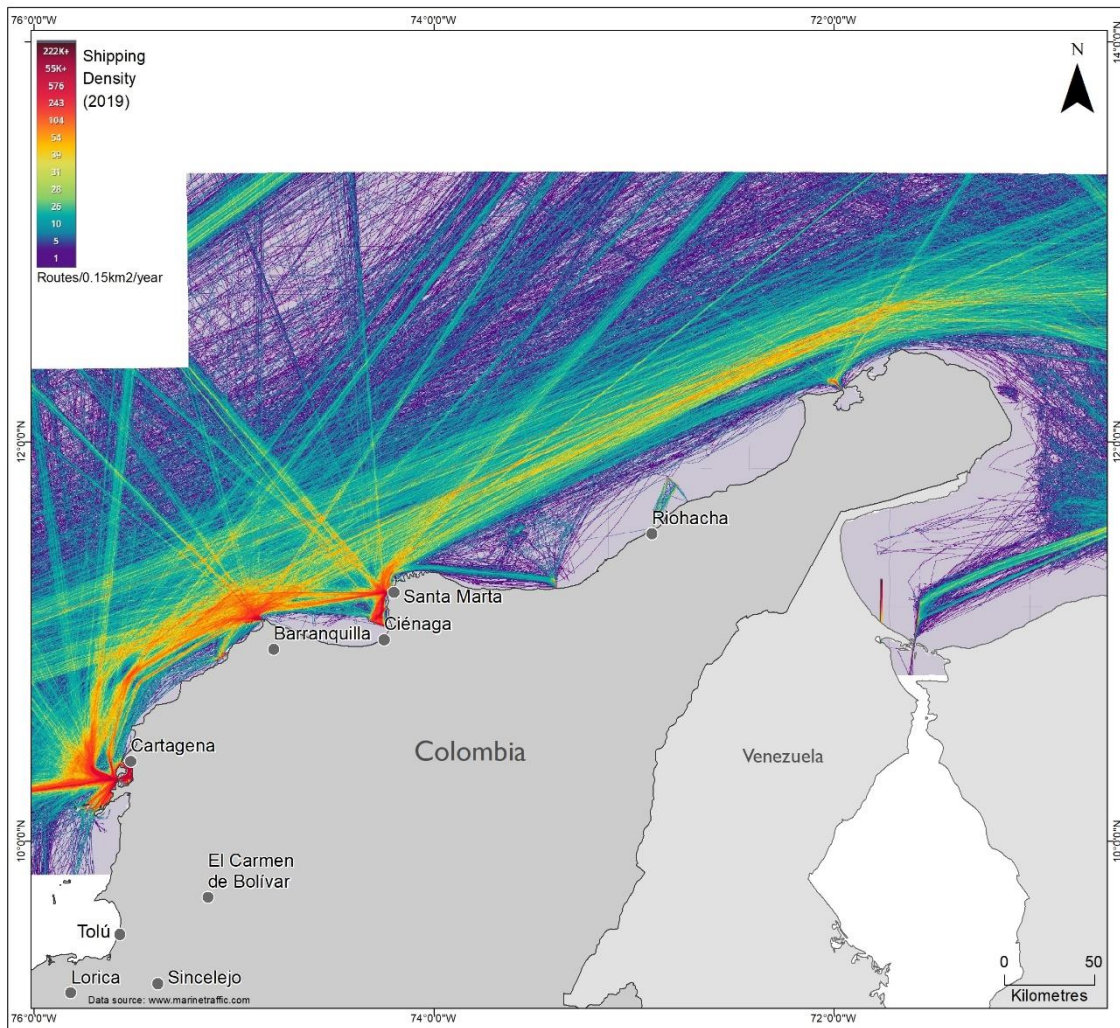
Existe un tráfico marítimo significativo en alta mar en Colombia, impulsado en gran medida por embarcaciones que transitan por aguas colombianas en ruta hacia y desde el Canal de Panamá. Estos buques incluyen buques de carga muy grandes que tienen una capacidad de maniobra limitada y requieren un amortiguador razonable entre los peligros físicos. Los buques de carga de contenedores de la clase "New Panamax", por ejemplo, pueden alcanzar una longitud permitida de aproximadamente 366 metros (1200 pies) y una anchura de 49 metros (160 pies). Algunas

jurisdicciones, como el Reino Unido, recomendaron que, por razones de seguridad de navegación, haya una zona de influencia de 3,5 millas náuticas para evitar colisiones.

Los conflictos espaciales entre las áreas de parques eólicos costa afuera y las rutas de navegación marítima, tendrán un impacto sustancial en la citación y el desarrollo de parques eólicos costa afuera en Colombia. El conflicto es particularmente agudo con la ubicación de parques eólicos costa afuera flotantes, ya que estas áreas de desarrollo están más alejadas de la costa en Colombia y, además, existirá un conflicto directo con las rutas de navegación marítimas actuales. Sin embargo, también es una consideración importante para proyectos cerca a la costa ya que también hay un tráfico marítimo denso que ingresa y sale de los puertos de Cartagena y Barranquilla, por ejemplo.

El impacto entre los parques eólicos costa afuera y los conflictos espaciales de navegación marítima debe considerarse cuidadosamente entre las diversas partes interesadas al inicio de la planificación de los parques eólicos costa afuera. Se recomienda que el Gobierno de Colombia y DIMAR discutir las posibles opciones de redireccionamiento de buques (si corresponde en áreas finales de interés de desarrollo) para ayudar a las medidas de seguridad de las instalaciones y la coexistencia de ambas industrias.

Imagen 44 Densidad de tráfico y transporte marítimo



Fuente: datos de mapas obtenidos de marinetraffic.com con permiso

*Nota: Las fronteras, los colores, las denominaciones y cualquier otra información en este mapa no implican un juicio sobre la situación jurídica de un territorio, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

6.3.3.2 Pesca artesanal

La pesca artesanal es una de las principales actividades económicas y sociales de la margen costera nororiental del Caribe colombiano. Entre los departamentos de La Guajira y Magdalena, la mayoría de los pescadores son miembros de 22 organizaciones registradas y alternan la pesca con otras actividades como el turismo, la agricultura, la ganadería, la construcción, el comercio y los servicios. Usan diferentes artes de pesca, que incluyen líneas de mano, redes de enmalle, nasas y palangres. La actividad se realiza generalmente en embarcaciones con motores fueraborda de 40 HP (INVEMAR, 2020). A partir de estudios ambientales para proyectos costa afuera en los departamentos de Atlántico y Bolívar, ERM ha identificado 42 asociaciones pesqueras que desarrollan sus actividades entre 0 y 15 millas náuticas y profundidades entre 1 y 400 metros. Los barcos utilizados oscilan entre 6-10 m de eslora (longitud) y 1-2 m de manga (ancho), con motores

fueraborda entre 5 y > 70 CV. Los artes de pesca utilizados son el sedal, las redes de enmalle y el palangre (ERM, 2017).

Imagen 45 Áreas de pesca artesanal



Fuente: INVEMAR, 2021

Es relevante considerar que el Decreto 2256 de 1991 clasifica la pesca marina en 3 categorías: 1) pesca costera: cuando se realiza a una distancia no mayor a una milla náutica de la costa, 2) pesca de bajura: cuando se realiza con embarcaciones a una distancia no menor de una milla y no más de doce (12) millas náuticas de la costa, y 3) pesca de altura: cuando se realice a más de 12 millas de la costa. En la imagen anterior se muestran los sitios de pesca artesanal registrados en el Visor Geográfico de Caladeros del Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andrés (INVEMAR), según la consulta realizada en línea (septiembre de 2021).

Los estudios ambientales de proyectos marinos deben identificar, mediante un ejercicio participativo con pescadores artesanales, las categorías de pesca (costera, bajura y altura), rutas de pesca y caladeros para conocer al menos las áreas donde se desarrollan sus actividades económicas, sus características y dependencia de ellos. Esto, con el fin de contar con información suficiente para identificar y evaluar potenciales impactos y formular las medidas de manejo correspondientes y prevenir, entre otros, posibles conflictos entre las partes por la ubicación de los proyectos.

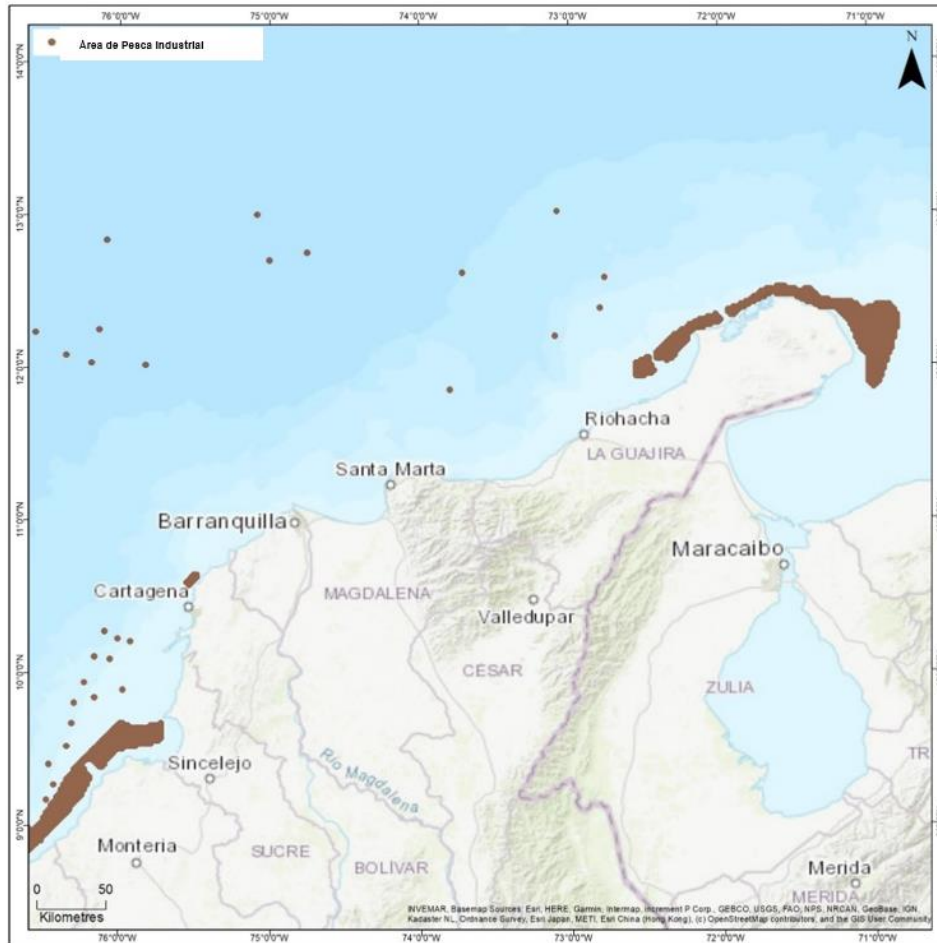
6.3.3.3 Pesca Industrial

La Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) indica en sus estudios que la pesca industrial en Colombia ha desarrollado pesquerías clave en recursos como: camarón de aguas someras, camarón de aguas profundas, pesca blanca, langosta y atún de cerco y palangre, los cuales son distribuidos en el territorio Caribe, Pacífico e insular (San Andrés, Providencia y Santa Catalina). En el Caribe colombiano existen 4 tipos de pesquerías industriales: 1) atún con puerto base en las ciudades de Barranquilla y Cartagena, 2) pesca blanca con puerto base en Cartagena y San Andrés, 3) camarón de aguas someras con base en Cartagena y Tolú, y 4) caracol y langosta con puertos en la isla de San Andrés.

La pesca del atún se realiza dentro de los límites de la Zona Económica Exclusiva a una distancia de 20 millas náuticas del litoral. Los desembarques, según la información disponible, están conformados principalmente por el grupo atunero, camarón de aguas someras. En cuanto a la pesquería blanca, específicamente camarón de aguas someras, existe una flota con 2 rutas de navegación, saliendo desde Cartagena hacia el Golfo de Morrosquillo y La Guajira, y otra, saliendo desde Tolú hacia la zona de pesca frente al Golfo de Morrosquillo. Como se indicó, la pesca blanca se realiza en la zona norte, incluida la jurisdicción marítima del departamento de La Guajira, entre Manaure y Castilletes, donde se caracteriza por pescar desde una profundidad de 15 metros a 50 metros y desde 5 millas náuticas de la costa. costa (INVEMAR, 2011-2012: 88).

Las áreas con mayor tráfico de estas embarcaciones incluyen Cabo Tiburón-Punta Arboletes, Punta Arboletes-Punta Rincón, Punta Rincón-Galeras, Punta Galeras-Boca de la Ciénaga Grande de Santa Marta-Cabo San Agustín, Cabo San Agustín-Punta Carrizal y Límite terrestre Punta Carrizal-Colombia-Venezuela. La imagen a continuación muestra los caladeros industriales y las rutas registradas en el Visor Geográfico de Caladeros de INVEMAR; la franja magenta corresponde a la pesquería de camarón de aguas someras.

Imagen 46 Zonas de pesca comercial



Fuente: INVEMAR, 2021

La planificación de proyectos eólicos costa afuera debe considerar las rutas de navegación de los buques pesqueros industriales y sus puntos de embarque y desembarque. Como parte de los estudios ambientales, se sugiere que se realice un proceso informativo con la AUNAP y las empresas de pesca industrial con el apoyo de la Dirección General de Asuntos Marítimos (DIMAR).

6.3.3.4 Acuicultura

La acuicultura se practica en todo el país, pero las principales áreas de producción dependen de las especies. La variedad de especies cultivadas permite la producción acuícola en todas las regiones climáticas de Colombia. Las principales especies incluyen camarones, tilapia, cachama y trucha; pero solo la producción de camarón ocurre en las áreas costeras.

Camarones marinos. Las principales zonas productoras de camarón marino del país se ubican en los departamentos de la costa atlántica, como Bolívar, Córdoba, Atlántico, Magdalena y la Guajira. En 2001, el área dedicada al cultivo de camarón era de aproximadamente 3.816 hectáreas de superficie de agua. La infraestructura de producción se ubica en zonas costeras, zonas de manglares o marismas saladas. El agua siempre se bombea directamente del mar, de las marismas (lagunas costeras) o de los canales de drenaje de agua dulce o salobre ubicados en las zonas estuarinas.

6.3.3.5 Paisaje y paisaje marino

El carácter y las características de un paisaje terrestre o marino específico pueden tener un valor social físico o estético, que puede verse afectado por la ubicación de un parque eólico.

Los paisajes y paisajes marinos se extienden a lo largo de la costa caribe colombiana. Solo por mencionar algunos: en el extremo norte de Colombia, departamento de La Guajira, Cabo de la Vela es una característica geográfica inigualable con varios atractivos turísticos. Esta región tiene el nivel más bajo de precipitaciones del país, lo que provoca que tenga condiciones desérticas. Los paisajes marinos únicos incluyen playas como Playa Dorada y Ojo de Agua, que tienen las condiciones perfectas para la práctica del kitesurf. Desde el Cabo de la Vela es posible llegar a Punta Gallinas, un lugar mágico con dunas doradas y acantilados rocosos. Hacia el suroeste se encuentran los paisajes marinos protegidos dentro del Parque Nacional Tayrona, que incluyen varias playas hermosas como: Cabo San Juan, Cañaveral, Arrecifes, La Piscina, Castilletes y Playa Cristal. Más al oeste se encuentra la Ciénaga Grande de Santa Marta.

El impacto visual de un parque eólico puede ser positivo o negativo para los observadores. La intrusión visual es claramente más importante para la zona cercana a la costa. En Colombia existe una gran diversidad de paisajes y muchos están declarados por áreas escénicas y cualidades estéticas.

En otras jurisdicciones, los paisajes terrestres y marinos a menudo están protegidos por la legislación, y los desarrolladores deben seguir las pautas oficiales sobre cómo se debe llevar a cabo la evaluación de los impactos de los parques eólicos costa afuera, que a menudo implican amplias consultas y representaciones visuales (fotomontaje).

Las opciones para Colombia incluyen el mapeo de paisajes protegidos, la consulta con las comunidades locales, la aclaración de requisitos y restricciones para colocar parques eólicos costa afuera dentro de paisajes protegidos y la redacción de guías y regulaciones para que los desarrolladores consideren los aspectos del paisaje y el paisaje marino dentro del proceso de concesión de licencias, incluida la preferencia de las comunidades locales para la ubicación de parques eólicos.

6.3.3.6 Patrimonio histórico y cultural

Los lineamientos del Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH) y la normativa sobre patrimonio cultural subacuático (Ley 1185 de 2008, Decreto 763 de 2009, Ley 1675 de 2013 y Decreto 1698 de 2014); así como los términos de referencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental de proyectos exploratorios de hidrocarburos costa afuera, han determinado los alcances del abordaje del patrimonio arqueológico. Exploraciones sísmicas y perforación exploratoria de proyectos costa afuera desarrollados a través de contratos de exploración y producción (E&P) y evaluación técnica (TEA), asignados por la Agenda Nacional de Hidrocarburos (ANH) en los últimos 10 años; así como las intervenciones portuarias, han proporcionado los parámetros y acciones para abordar el potencial arqueológico en este tipo de proyectos.

Con base en fuentes de información secundaria, la Figura 5 muestra el diagnóstico del potencial arqueológico en el Caribe colombiano, considerando 2 criterios: 1) características oceanográficas en

relación a la posibilidad de encontrar restos arqueológicos sumergidos; y 2) información histórica sobre posibles naufragios. Se recomienda que los promotores de proyectos eólicos costa afuera establezcan, según el tipo de intervenciones de cada proyecto, si existe un impacto potencial en el patrimonio cultural subacuático y, en consecuencia, validen y verifiquen los datos sobre patrimonio cultural subacuático con DIMAR e ICANH, con el fin de prevenir el posible impacto sobre el patrimonio.

Imagen 47 Naufragio identificado en el Caribe colombiano



Fuente: ERM. Diagnóstico arqueológico. Estudio de Impacto Ambiental para el Área de Perforación Exploratoria del Bloque Sin Off-7, 2017. La figura identifica el único gran hallazgo arqueológico submarino que se ha descubierto en el Caribe colombiano y que se encuentra dentro del área de interés.

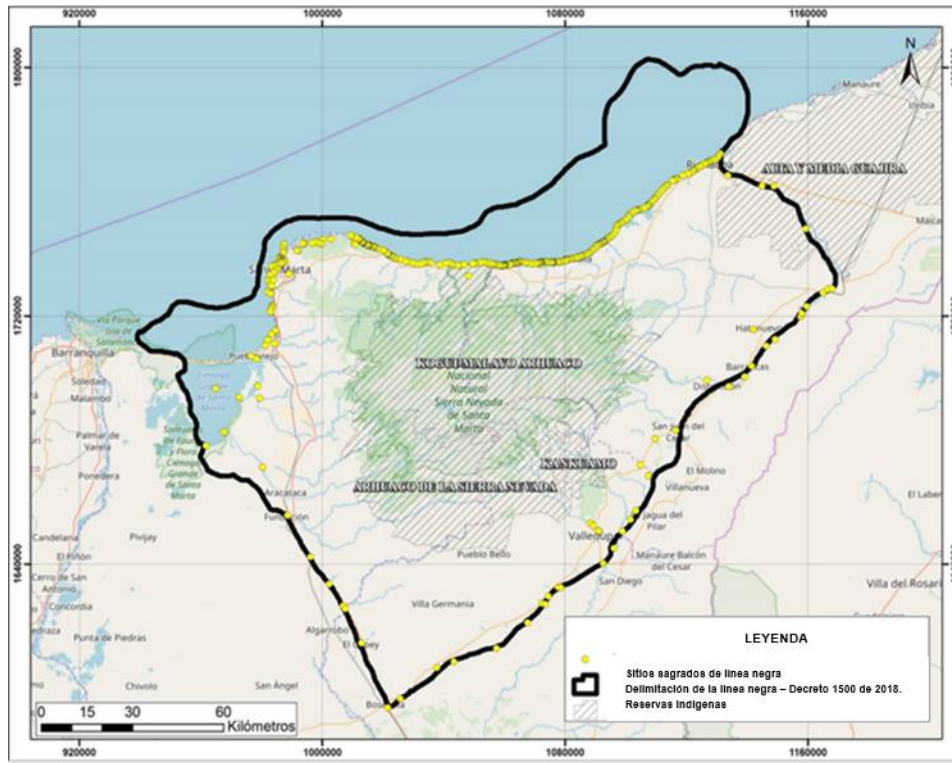
Es importante resaltar que Cartagena también se caracteriza por las fortalezas y murallas declaradas por la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO) como Patrimonio Mundial de la Humanidad. Entre las fortificaciones cercanas a Cartagena destacan: 1) Batería Ángel San Rafael ubicada en la Isla Tierrabomba, que forma parte del conjunto defensivo del canal Bocachica en la Bahía de Cartagena, 2) Castillo de San Luis de Bocachica ubicado en Isla

Tierrabomba, 3) Fuerte San Fernando ubicado en Isla Tierrabomba, frente a la Batería de San José, resguardando el paso por el canal de navegación Bocachica (considerado una de las construcciones militares hispanas en el Nuevo Mundo), 4) Batería San José ubicada en un islote vecino a la isla de Barú y, 5) Fuerte de Santa Cruz de Castillo Grande, que forma parte de las instalaciones del Club Naval de Oficiales de la Armada Nacional. Se espera que el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera no afecte las fortificaciones dada la normativa para su protección y resguardo; sin embargo, este debe ser un elemento a evaluar en el desarrollo de estudios ambientales.

En el contexto del patrimonio cultural inmaterial, el Sistema de conocimientos ancestrales de los pueblos indígenas del SNSM fue reconocido e incluido en la lista representativa del patrimonio cultural inmaterial mediante la Resolución 3760 de 2017. Según la delimitación de la Línea Negra reconocida en el Decreto 1500 del 06 de agosto de 2018, el gobierno garantizará la protección, valor espiritual, cultural y ambiental y establecerá medidas y garantías para su protección efectiva. En la Figura 6 se representan los sitios sagrados que delimitan la Línea Negra, incluido el punto 348 denominado Nibué - Seynuriwa (espacios marítimos por encima de la isóbata de 200 m).

Considerando la sensibilidad ambiental y cultural de las áreas delimitadas por la Línea Negra, se debe sugerir generar diseños alternativos para la ubicación de proyectos eólicos costa afuera. Si la alternativa está localizada en el área de la línea negra el desarrollador deberá solicitar a la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) la determinación de la procedencia y oportunidad de la consulta previa de acuerdo con el criterio de afectación directa en el Área de Influencia del Proyecto y, con base en el acto administrativo que se expida, proceder o no al desarrollo del proceso consultivo y/o de Consentimiento Libre, Previo e Informado (FPIC). Así mismo, el desarrollador deberá realizar el mismo procedimiento para otras comunidades étnicas (diferentes a los pueblos indígenas de la SNSM), debido a una posible afectación directa a las actividades de pesca, tránsito, ecoturismo, paisaje, entre otras.

Imagen 48 Sitios sagrados en Colombia



Fuente: ERM, 2018.

6.3.3.7 Actividades Turísticas

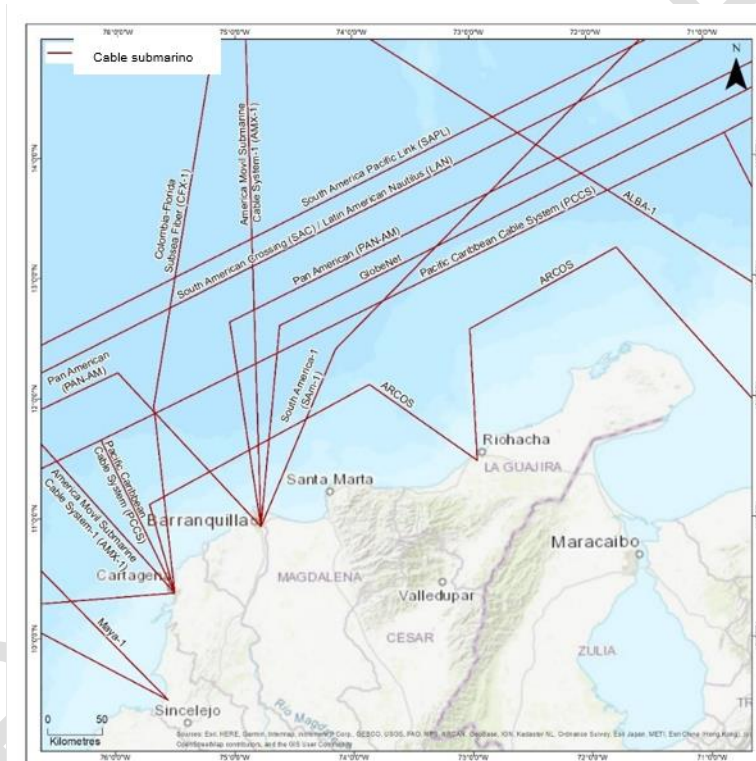
El Caribe colombiano es líder en turismo, siendo Cartagena, San Andrés y Santa Marta los principales destinos del turismo nacional e internacional (cruceros). El Caribe colombiano cuenta con 1.932 kilómetros de costa para el turismo recreativo -sol y playa- (Ardila, 2005) y otros tipos de turismo: cultural, histórico, religioso, étnico, ecológico y gastronómico. Parques Naturales de Colombia registra que en La Guajira se promueve el turismo cultural y ecológico en el Parque Nacional Natural Bahía Portete - Kaurrele y Santuario de Fauna y Flora Los Flamencos. En el departamento de Magdalena, el Parque Nacional Natural Tayrona ofrece una diversidad de playas bordeadas por manglares y bosques para realizar caminatas, snorkel y buceo.

El Parque Isla de Salamanca, ubicado entre los departamentos de Atlántico y Magdalena, permite al turista apreciar manglares, marismas y playas, y en Bolívar, el Parque Nacional Natural Corales del Rosario y San Bernardo es atendido por comunidades locales, principalmente afrocolombianas, quienes desarrollan programas de ecoturismo, educación y conciencia ambiental con enfoque étnico. Se recomienda que los desarrolladores de proyectos eólicos costa afuera caractericen las áreas de la franja costera del Caribe colombiano para identificar la frecuencia del turismo y la dependencia económica de las comunidades, incluida su cadena de valor para evitar el impacto asociado con un posible desplazamiento socioeconómico.

6.3.3.8 Infraestructura de Comunicaciones

Colombia tiene una red de fibra óptica de 42.000 kilómetros instalada en el fondo marino¹⁷. La plataforma TeleGeography registra el mapa de cables submarinos en todo el mundo. Específicamente en el Caribe colombiano, a la fecha de elaboración de este documento (septiembre de 2021), se identifican 10 cables submarinos de fibra óptica que permiten la comunicación en la región: (ARCOS (violeta), Festoon colombiano, Sudamérica-1 (SAM-1), Pacific Caribbean Cable System (PCCS), GlobeNet, Pan American (PAN-AM), South American Crossing (SAC), America Movil Submarine Cable System-1 (AMX-1), Fibra submarina Colombia-Florida (CFX-1), Cable System AURORA, Caribbean Express (CX), Maya-1 y Cable Submarino San Andrés Isla Tolú (SAIT).

Imagen 49 Cables de comunicaciones submarinos



Fuente: RCG-ERM, 2021, adoptado de submarinecablemap, 2021.

La Dirección General Marítima (DIMAR) mediante la Resolución 204 de 2012 “mediante la cual se establecen áreas de seguridad a lo largo del tendido de cables submarinos en aguas jurisdiccionales colombianas”, estipula que el área de seguridad se extiende a 1/4 de milla náutica (500 metros) a cada lado de los cables, restringiendo el fondeo de embarcaciones, la pesca de arrastre y el desarrollo de cualquier tipo de actividad marítima que mantenga total o parcial contacto con el fondo marino. Se sugiere que los promotores de proyectos eólicos costa afuera identifiquen previamente con la DIMAR, el tipo de infraestructura instalada para evitar su posible afectación.

¹⁷ Colombia already has nine Submarine fiber optic cables. Retrieved from <https://www.mintic.gov.co/portal/inicio/Sala-de-Prensa/Noticias/8920:Colombia-ya-tiene-nueve-cables-submarinos-de-fibra-optica>

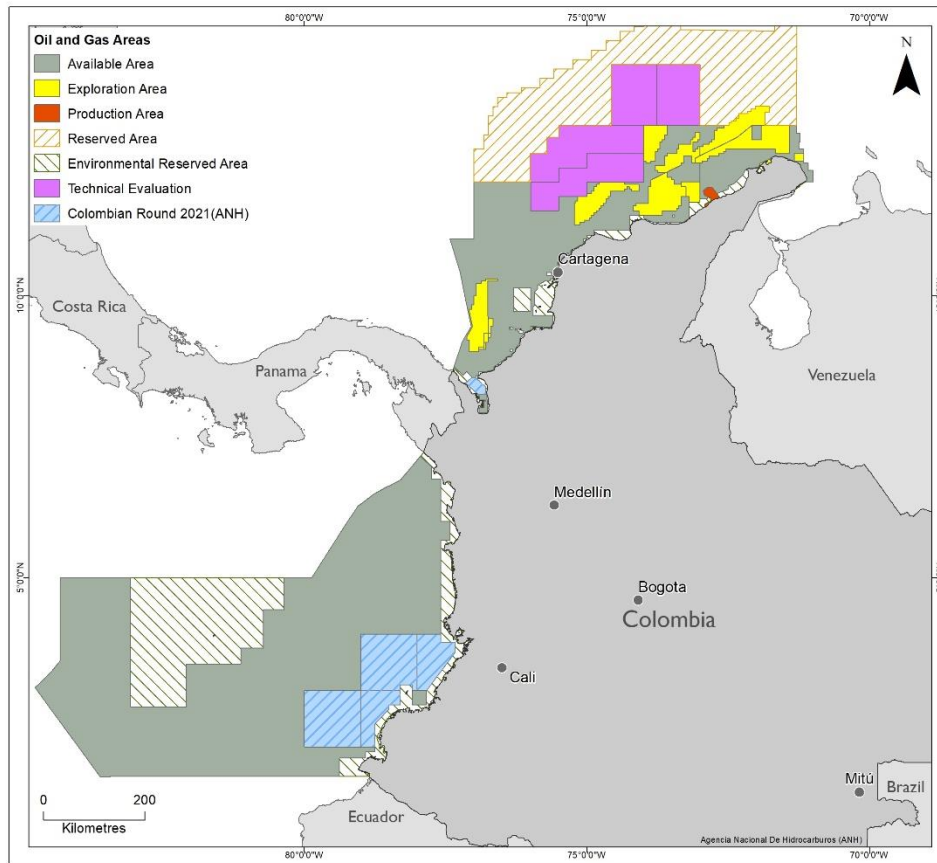
6.3.3.9 Infraestructura de petróleo y gas

La Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, autoridad para administrar las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación Colombiana, de acuerdo con el Decreto Ley 4137 de 2011, asignó en la “Ronda Colombia 2014” las áreas costa afuera para la contratación de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. En la Ronda Colombia 2014, la ANH ofreció 5 bloques que integran los 24 bloques costa afuera con los contratos vigentes¹⁸. Los contratos formalizados en 2014, Bloques COL 1, COL 2, COL 6 y COL 7 cuentan con Evaluación Técnica -contrato TEA, Bloques COL 3, COL 4, GUA OFF 1, GUA OFF 3, GUA OFF 10, RC-10 y RC -12 tienen un contrato de Exploración y Producción (E&P) y el Bloque Tayrona se encuentra en la etapa de Exploración y Explotación (E&E). Adicionalmente, también es relevante mencionar los descubrimientos de acumulación de gas natural en el Mar Caribe colombiano, en el Bloque Guajira, específicamente en las plataformas Chuchupa A y Chuchupa B operadas por Chevron Petroleum Company en Asociación con ECOPETROL y el reciente descubrimiento en el pozo exploratorio Orca-1 del operador Petrobras (primer descubrimiento en aguas profundas del Caribe en 2014).

Es importante que los inversionistas de proyectos eólicos costa afuera consideren la ubicación de los Bloques concesionados por la ANH en su etapa de prefactibilidad. Las instalaciones portuarias utilizadas para el desarrollo de las actividades de E&P y TEA pueden ofrecer soporte logístico durante el desarrollo de las actividades en tierra, así como las medidas de mitigación utilizadas en este tipo de proyectos que pueden estar relacionados y prevenir los impactos generados por la industria de parques eólicos costa afuera.

¹⁸ Resolution No, 866 of August 19, 2014 "By which areas within the competitive procedure Colombia Round 2014 are declared deserted" [online]. [accessed December 06, 2016]. Available at <URL: <http://www.controlz.com.co/rondacolombia2014/images/archivos/ListaDefinitiva/Resolucion%20declaracion%20de%20desiertas%20areas.pdf>>

Imagen 50 Bloques de petróleo y gas costa afuera



Fuente: ANH, 2021

Nota: Las fronteras, los colores, las denominaciones y cualquier otra información en este mapa no implican un juicio sobre la situación jurídica de un territorio, ni la aprobación o aceptación de dichas fronteras.

6.3.3.10 Áreas de ejercicio militar

Las actividades militares, como los ejercicios de maniobra de embarcaciones, la práctica de tiro, el entrenamiento de vuelo bajo y las pruebas de municiones y otras tecnologías, en la mayoría de los casos no son compatibles con los parques eólicos marinos y plantean una fuerte limitación.

El alto nivel de incertidumbre con respecto a las áreas de actividad y ejercicio militar podría limitar el desarrollo y la operación de posibles sitios de desarrollo eólico costa afuera.

No está claro cuáles son los requisitos legales con respecto a las áreas de ejercicio militar y el desarrollo de la energía eólica costa afuera, pero en la práctica, los desarrolladores deben realizar una consulta temprana con las fuerzas armadas, ya que tienen un papel importante en la toma de decisiones y los problemas relacionados con los sitios de energía eólica costa afuera se abordan sobre una base de caso por caso.

En otras jurisdicciones, el ejército ha establecido zonas de exclusión, restricciones específicas del sitio y zonas sin restricciones para el desarrollo eólico costa afuera.

Las opciones para Colombia incluyen un enlace temprano con el ejército para determinar la exclusión, particularmente con el cuartel general de la Armada en Barranquilla y la Base Armada ARC en Cartagena. Las consultas tendrán como objetivo la definición de restricciones de desarrollo para evitar conflictos espaciales con el desarrollo de la energía eólica costa afuera.

6.3.3.11 Aviación

Las turbinas eólicas costa afuera representan un riesgo para el sector de la aviación debido a obstrucciones físicas, interferencias de radar y posibles efectos negativos en el rendimiento de los sistemas de comunicación y navegación¹⁹. En este contexto, las áreas alrededor de los centros de control de tráfico aéreo (radares), aeropuertos, aeródromos y zonas de tráfico aéreo pueden plantear limitaciones suaves o duras para los desarrolladores.

Existen numerosos sitios relacionados con la aviación a lo largo de la costa caribeña colombiana que sirven a los centros urbanos más grandes, y estos podrían ser una limitación para el desarrollo eólico cercano a la costa. La Autoridad de Aviación Civil de Colombia es una agencia semi independiente del Ministerio de Transporte de Colombia. La Aero Civil se ocupa no solo de la aviación civil, sino de la aviación general en su conjunto, excluyendo la aviación militar, que se encuentra bajo la rama de la Fuerza Aérea Colombiana de las Fuerzas Militares de Colombia. Esta agencia es responsable de desarrollar planes, programas, regulaciones y estándares, y de brindar administración de vuelo y seguridad de la aviación. También gestiona varios aeropuertos e infraestructura de apoyo a la aviación. Es requisito legal consultarlos.

¹⁹ Policy and Guidelines on Wind Turbines—CAP764, Civil Aviation Authority, February 2016, available online at <https://publicapps.caa.co.uk/docs/33/CAP764%20Issue6%20FINAL%20Feb.pdf>,

7 ANÁLISIS DE LA CADENA DE SUMINISTRO

Esta sección presenta un análisis de la cadena de suministro existente de Colombia, evalúa su preparación para respaldar los principales componentes y paquetes de servicios para la industria eólica costa afuera, e identifica una lista preliminar (no exhaustiva) de posibles proveedores nacionales.

7.1 Propósito

Una cadena de suministro nacional puede ser fundamental para generar beneficios económicos en varios segmentos de la cadena de suministro nacional y los sectores de servicios. En esta sección, evaluamos las capacidades en Colombia para las actividades requeridas durante el desarrollo y la construcción del proyecto; incluida la “preparación” existente de la cadena de suministro en Colombia para los principales componentes eólicos costa afuera, los contratos de suministro y el potencial para respaldar una futura industria eólica costa afuera.

7.2 Metodología

Para los efectos de esta evaluación, el equipo del proyecto categorizó las diferentes etapas de un proyecto, desarrollo y construcción de energía eólica costa afuera, incluido el contrato/acuerdo de suministro de componentes y cimientos de energía eólica costa afuera de nivel 1. La imagen 51 muestra una lista de los contratos típicos y el acuerdo de suministro de los componentes principales para proyectos eólicos costa afuera.

Imagen 51 Contratos de suministro de servicios y equipamiento pesado

Paquete de acuerdo	Tipos de contrato
Servicios de desarrollo de proyectos	Evaluación del recurso eólico
	Consultoría en estudios de Impacto Ambiental.
	Contrato de servicios de gestión de proyectos
	Consultoría de ingeniería
	Contrato de ingeniería del propietario
	Acuerdo de asesoría legal
	Estudios geofísicos y geotécnicos
	Cuchillas

Generador de turbina de viento	Góndola, buje y montaje
	Torres
Balance de planta	Cimentaciones monopiladas
	Cimientos de la cubierta
	Cimientos de base de gravedad
	Cimientos flotantes
	Piezas de transición
	Acero secundario
	Cables de Exportación
	Cables entre conjuntos
	Subestación costa afuera
	Subestación en tierra
Transporte e instalación	Buques de instalación de aerogeneradores
	Buques de carga pesada
	Barcazas de alimentación
	Buques de tendido de cables submarinos
Operaciones y mantenimiento	Transferencia de tripulación
	Inspección (sobre el agua y submarino)
	Mantenimiento y reparaciones

Fuente: RCG

7.2.1 Descripción de los componentes principales

Esta sección proporciona una descripción de los principales componentes de Nivel 1 para un parque eólico costa afuera, así como otros paquetes de contratos relevantes. El análisis también señala áreas específicas donde puede haber oportunidades de Nivel 2 para suministrar fabricantes de equipos originales (OEM por sus siglas en inglés) globales, como los OEM de turbinas eólicas.

7.2.1.1 Servicios De Desarrollo De Proyectos

Actividades que incluyen evaluación de recursos eólicos, ingeniería y diseño de front-end, gestión de proyectos, adquisiciones y asesoramiento legal y financiero.

7.2.1.2 Generador De Turbina Eólica

El generador de turbina eólica (WTG por sus siglas en inglés) es el corazón de cualquier proyecto de generación eólica a gran escala. Para proyectos costa afuera en particular, el enorme tamaño de los componentes de aerogeneradores y la consolidación del mercado en los últimos años se han combinado para garantizar que solo tres fabricantes de equipos originales (OEM): Vestas, Siemens Gamesa (SGRE) y General Electric (GE) hayan asumido una posición dominante en el mercado mundial, excluida China. Suponiendo que los aerogeneradores se adquieran de uno de estos tres proveedores principales, una suposición probable dada su experiencia y ventajas en el costo de la energía, los componentes de aerogeneradores serán producidos por el OEM relevante en sus instalaciones de fabricación existentes, que actualmente están consolidadas en Europa. La propensión a establecer una instalación de fabricación local depende de una variedad de factores.

En primer lugar, los fabricantes de equipos originales de WTG buscarán confianza en el tamaño del mercado futuro, lo que requiere una cartera de proyectos suficiente y confiable. Además de esto, el gasto de transporte de componentes, la capacidad de la fábrica existente, los requisitos de la política de fabricación nacional y el estado de la cadena de suministro global existente en general, también se considerarán antes de que los OEM de WTG establezcan presencia local.

El generador de turbina eólica en sí mismo se compone típicamente de tres (3) componentes: góndola y buje, palas y torres. Cada uno de estos se describe con más detalle a continuación.

7.2.1.3 Palas de aerogeneradores

A medida que se instalan más parques eólicos en todo el mundo cada año, las palas de las turbinas eólicas han aumentado sustancialmente de tamaño y se espera que continúen haciéndolo en la próxima década. A mediados de la década del 2000, el tamaño de las palas era normalmente de entre 30 y 50 m para las turbinas terrestres estándar de la industria con una capacidad de entre 1,5 y 5 MW. Para 2015, las palas de turbina eólica costa afuera más grandes medían entre 60 y 80 metros de longitud. En la actualidad, las palas de vanguardia de los nuevos modelos WTG como el modelo Haliade-X de GE, actualmente con una capacidad nominal de 12MW, pero prevista para ofertas de 14MW para 2024, tienen una longitud de pala de 107 m. Estos aumentos de tamaño han contribuido significativamente a la disminución de costos de la energía eólica costa afuera, pero el tamaño de las palas masivas puede plantear desafíos logísticos para una cadena de suministro global. Particularmente, para la energía eólica costa afuera, que puede soportar tamaños de palas más grandes, estos desafíos logísticos son importantes para la ubicación de la fábrica y otras decisiones de producción. Muchas instalaciones de fabricación de palas de turbinas eólicas en tierra, como las que se enumeran a continuación, necesitarían inversiones en nueva infraestructura y renovación para fabricar, cargar y transportar palas compatibles con el desarrollo eólico costa afuera.

7.2.1.4 Góndola, buje y montaje

Las góndolas ofrecen algunas de las oportunidades más complejas y multifacéticas para el desarrollo de la cadena de suministro nacional de cualquier componente de aerogeneradores debido a la cantidad de componentes industriales más pequeños que componen el interior de la góndola. Si bien encontrar o construir una fundición lo suficientemente grande para manejar la fundición que forma el exterior de la góndola puede ser un factor limitante sustancial, los países con cadenas de suministro domésticas relativamente menos desarrolladas que están planeando grandes capacidades eólicas costa afuera con capacidad de suministro nacional, más notablemente los Estados Unidos, ya han podido lograr un alto grado de contenido nacional en los componentes de la góndola.

7.2.1.5 Torres

Más que las palas, las torres tienen fuertes sinergias en la transición de la capacidad de producción de torres terrestres a torres costa afuera, aunque los requisitos adicionales como el recubrimiento anticorrosión y el mayor diámetro requieren una comprensión cuidadosa por parte de los fabricantes que tienen la intención de atender el mercado costa afuera. Además de estos requisitos adicionales, el mayor tamaño de los componentes de las torres eólicas costa afuera plantea desafíos logísticos para la fabricación de torres que se realiza lejos de la costa o cerca de una infraestructura con

estrictos requisitos de altura de paso subterráneo. Se requiere suficiente capacidad de carga en el muelle para el posicionamiento eficiente de una instalación de producción de torres eólicas costa afuera, lo que requiere tanto la facilidad de acceso a un puerto de ancho y profundidad suficientes para acomodar los buques de transporte relevantes como suficientes áreas de estacionamiento para trabajar con las torres en tierra. Cualquier sitio plausible para el desarrollo de una instalación de este tipo tendrá que demostrar preferencia en estas características para atraer compromisos de inversión creíbles de los fabricantes de torres.

En la actualidad, Colombia no tiene capacidad de fabricación de torres en tierra o costa afuera. La producción de torres está en gran parte automatizada y requeriría una inversión de capital inicial sustancial. Sin embargo, el costo de capacitación y mano de obra no representaría un desafío importante para ninguna instalación de producción de torres prospectiva.

Dado que los costos de transporte son significativos para las torres, cualquier instalación nueva que pudiera reducir el tiempo de transporte y los costos asociados probablemente presentaría una mejora en el costo futuro de la construcción de un parque eólico. Sin embargo, el requisito de capital es tal que cualquier decisión de inversión para instalaciones locales nuevas requeriría una tubería eólica costa afuera visible de varios gigavatios (GW) en proyectos en etapa avanzada.

7.2.2 Balance de planta

Los materiales necesarios para el resto de la infraestructura física necesaria para anclar un aerogenerador al lecho marino e interconectarlo a la red constituyen el resto de la planta. Estas industrias variadas pero complementarias, presentan oportunidades notables para aprovechar la capacidad industrial y la experiencia existentes para impulsar el crecimiento de la industria eólica costa afuera colombiana y un papel cada vez mayor en la cadena de suministro regional.

7.2.2.1 Cimientos

Los cimientos son los encargados de anclar las estructuras de aerogeneradores y torres al lecho marino. Estas estructuras son típicamente estructuras de acero que se introducen en las capas del lecho marino. El tipo específico de estructura de cimentación (como se describe a continuación), está influenciado por una serie de factores, incluidas las características del lecho marino (por ejemplo, tipos y propiedades del suelo), la profundidad del agua, las cargas de las olas del viento, la probabilidad de eventos climáticos extremos, así como la resistencia de carga necesaria a las fuerzas dinámicas del propio aerogenerador.

Hasta la fecha, las estructuras tubulares de un solo miembro llamadas monopilotes, han sido el tipo más común de cimentación de turbinas eólicas costa afuera para parques eólicos costa afuera. Las chaquetas, típicamente estructuras de celosía de tres (3) o (4) patas, también son comunes y tienden a usarse en áreas con mayores profundidades de agua (típicamente 50-70 metros) y sujetas a condiciones de carga más onerosas. Los tipos de cimientos flotantes también han logrado hitos de viabilidad críticos para las turbinas eólicas costa afuera en los últimos años, y desbloquean el potencial de proyectos eólicos costa afuera en aguas de más de 60 m de profundidad (aunque hay un puñado de tecnologías flotantes para aguas menos profundas).

7.2.2.2 Monopilotes

El tipo de cimentación más ampliamente instalado con un historial de rentabilidad es el monopilote, una gran estructura tubular que pesa hasta 2000 toneladas y está formada por secciones de acero laminado soldadas entre sí para formar una sola pila maciza. Los monopilotes son ideales para parques eólicos costa afuera en profundidades de agua de 20 a 50 m y pueden diseñarse para resistir eventos de carga extremos, incluidos huracanes. Sin embargo, el gran tamaño de la estructura, y en particular el diámetro de las secciones de acero laminado, limita el número de proveedores capaces de producirlas. Los monopilotes necesarios para los parques eólicos costa afuera actuales pueden superar los 10 metros (30 pies) de diámetro. Hay pocas máquinas en todo el mundo que sean capaces de laminar acero con este diámetro. Las máquinas que existen están hechas a medida y requieren una gran inversión de capital inicial.

7.2.2.3 Cubiertas

Los cimientos de cubierta son estructuras de celosía de fondo fijo que se utilizan en aguas demasiado profundas para los monopilotes convencionales, pero no lo suficientemente profundas como para necesitar una base flotante, o donde las condiciones de carga estructural o del suelo son particularmente desafiantes. Las estructuras tipo cubierta pueden constar de varias configuraciones de elementos tubulares de acero soldados con riostra cruzada, cada uno de unos pocos metros de diámetro. En comparación con los monopilotes, el proceso de laminación de acero no es tan especializado porque los pilotes tubulares individuales tienen un diámetro más pequeño. Sin embargo, la mano de obra requerida para la fabricación es generalmente más alta para las cubiertas que para los monopilotes, ya que la soldadura de los diversos tirantes en las estructuras tiende a ser realizada manualmente por artesanos calificados en lugar de automatizada (aunque algunos talleres de cubiertas han invertido en equipos de soldadura automatizados para los tirantes y nudos de la cubierta en los últimos años).

7.2.2.4 Basado en Gravedad

Los cimientos de la estructura basados en gravedad (GBS por sus siglas en inglés) se utilizan en aguas poco profundas para lograr estabilidad sin apilamiento al unir la WTG a una base de concreto pesado masivo que usa su propia masa para permanecer en posición vertical. Las estructuras GBS se han utilizado solo en aplicaciones limitadas para parques eólicos costa afuera a escala comercial hasta la fecha; sin embargo, se han utilizado en el petróleo y el gas en alta mar en el Mar del Norte durante varias décadas.

Las estructuras GBS ofrecen alternativas viables a otros conceptos de fondo fijo en áreas donde el uso de una estructura apilada (como monopilotes o cubiertas) es técnicamente riesgoso debido a la presencia de rocas submarinas, la resistencia del suelo es débil o existen regulaciones ambientales onerosas y restricciones para hincar pilotes (es decir, durante las temporadas de migración de la fauna marina).

Las soluciones GBS también ofrecen una operación de construcción en alta mar menos complicada. Los conceptos de GBS generalmente se pueden sumergir y transportar mediante remolcadores, lo que elimina la necesidad de embarcaciones de carga pesada más costosas para levantar y maniobrar estructuras pesadas. Los principales inconvenientes de las cimentaciones GBS son el

volumen de material (generalmente hormigón) requerido en cada estructura, el peso de la estructura y las oportunidades limitadas para la producción en línea de montaje y las economías de escala. Además, dado el enorme peso de los cimientos, la capacidad de carga del muelle debe ser lo suficientemente fuerte para acomodar las enormes estructuras.

7.2.2.5 Cimientos Flotantes

La tecnología flotante de la energía eólica costa afuera (FOW) no podrá depender totalmente de la cadena de suministro de la energía eólica marina de fondo fijo, en particular para las cimentaciones. Sin embargo, la tecnología flotante podrá apoyarse en la cadena de suministro de otras industrias, como la construcción naval, el petróleo y el gas, y los proyectos de infraestructuras civiles. A nivel mundial, las tecnologías flotantes se derivan de una larga historia de estructuras flotantes para las industrias del petróleo y el gas, y un conocimiento aún más extenso del sector marino en términos de técnicas de construcción naval. Hay tres tipos principales de subestructuras FOW: semi-submarinos o flotantes (incluidas las barcazas), boyas de mástil y plataformas de patas de tensión (TLP). Estos tipos de subestructura se definen por sus diferentes enfoques para lograr la estabilidad estructural, cada uno con sus pros y sus contras.

La tecnología flotante para proyectos eólicos costa afuera, se ha venido desarrollando desde la demostración tecnológica hasta los proyectos pre comerciales (100 - 200 MW) y los futuros grandes proyectos a escala comercial (>500 MW). Todos los dispositivos flotantes temporales de la energía eólica costa afuera deben cumplir los requisitos de la resolución DIMAR 240 de 2021. Sin embargo, la regulación de los dispositivos flotantes definitivos aún está pendiente.

7.2.2.6 Pieza de transición

Las piezas de transición (TP por sus siglas en inglés) son estructuras que se han utilizado típicamente para conectar la WTG y la estructura de la torre a la subestructura de la cimentación. Aseguran la verticalidad de la estructura, la torre y el aerogenerador, además de proporcionar acceso para el mantenimiento y las conexiones de cables. Los TP consisten en un tubo de acero de paredes gruesas, de aproximadamente 5 o más metros de diámetro y una longitud de hasta aproximadamente 20 metros. Además de la estructura principal, el TP también requiere varios accesorios de acero secundarios, incluidas escaleras, pasamanos y otros accesorios.

7.2.2.7 Cables submarinos

Más allá de los cimientos, el resto de la planta es la infraestructura necesaria para transformar la energía generada en cada turbina individual en una forma que la haga exportable y utilizable en la red eléctrica más amplia. Esto generalmente involucra tres piezas críticas de infraestructura costa afuera de nueva construcción: (i) los cables de interconexión que conectan todas las turbinas en el arreglo a una subestación costa afuera; (ii) la subestación costa afuera en sí, responsable de transformar la energía recolectada en los cables de interconexión a un nivel superior de voltaje para exportación; y (iii) un cable de exportación de alto voltaje para hacer pasar energía desde la subestación costa afuera a una subestación ya interconectada con la red en tierra.

7.2.2.8 Cables de interconexión

Los cables de interconexión son cables de media tensión que se extienden entre las turbinas que componen un parque eólico costa afuera y la subestación marina que transforma la energía a una tensión más alta para la exportación. Los cables de interconexión se han vuelto de mayor voltaje a medida que el tamaño de la turbina y la producción de energía han crecido considerablemente, con líneas de 66 kV ahora en uso regular en proyectos más grandes.

Los desarrolladores y las empresas de EPC deben cumplir la normativa DIMAR vigente para los cables submarinos.

7.2.2.9 Cables de Exportación

Los cables de exportación son más grandes y más pesados que los cables de interconexión, y van desde la subestación costa afuera hasta el punto de conexión a la red en tierra. Donde la interconexión es cercana, tradicionalmente se utiliza corriente alterna para su mayor estabilidad, mientras que la corriente continua con transformador se emplea para proyectos con longitud de cable de exportación > 80 km.

7.2.2.10 Subestaciones Costa Afuera

Las subestaciones costa afuera son grandes estructuras diseñadas para transformar la energía de los enlaces de cables de interconexión a un voltaje más alto para la exportación. Cada subestación consta de una parte superior y una base. Los métodos y requisitos de construcción, transporte e instalación para las subestaciones marinas son similares a los de las grandes plataformas de petróleo y gas costa afuera. Como tal, muchas empresas con experiencia en la construcción, transporte e instalación de grandes plataformas de petróleo y gas y superficies superiores tienen habilidades transferibles. Hasta la fecha, la tendencia del mercado global de subestaciones eólicas costa afuera ha sido hacia grandes fabricantes con sede en Europa, que tienen experiencia en la entrega de estas estructuras a medida para parques eólicos costa afuera europeos. Algunos de los mayores proveedores europeos de subestaciones marinas incluyen Bladt, Harland & Wolff, Smulders y otros con un historial de trabajo en la industria del gas y petróleo en alta mar.

7.2.2.11 Subestaciones Terrestres

Las subestaciones terrestres son un componente necesario de cualquier instalación de generación eólica completa, ya que el cable de exportación debe conectarse a la red a través de una subestación para que pueda transformarse a la tensión adecuada para la transmisión.

7.2.3 Buques de transporte, instalación y operación

El transporte de los grandes componentes y estructuras eólicas costa afuera desde la instalación de producción, el muelle, el sitio de almacenamiento o las áreas de preparación hasta el sitio de construcción del parque eólico costa afuera, requiere una flota de embarcaciones de diferentes clases. Algunas operaciones marinas pueden emplear el uso de embarcaciones y barcasas, incluidos remolcadores, pontones, barcasas de fondo plano o botes elevadores simples o barcasas

alimentadoras que normalmente están disponibles para apoyar proyectos de infraestructura civil marina u operaciones de petróleo y gas en alta mar. Sin embargo, el tamaño de varios componentes de los parques eólicos costa afuera, incluidos los cimientos, las palas y las góndolas, requieren embarcaciones especialmente diseñadas, con una capacidad de grúa más alta (altura del gancho y levantamiento de peso máximo) de lo que se requiere normalmente para otras operaciones marinas. Además, el transporte de las grandes estructuras también puede requerir embarcaciones de transporte pesado (HTV) especializadas con un área de cubierta más amplia que las flotas de embarcaciones locales.

Una vez que el parque eólico está operativo, las operaciones y mantenimiento (O&M) de las estructuras también requieren diferentes tipos de embarcaciones requeridas para el transporte de la tripulación y equipo. Muchas de estas embarcaciones se basan en las capacidades industriales costa afuera existentes, incluidas las de petróleo y gas, mientras que otras están diseñadas específicamente para trabajar en la energía eólica costa afuera. El Anexo 2 describe los tipos de embarcaciones relevantes.

Imagen 52 Buques Requeridos Para El Desarrollo Eólico Costa Afuera Por Fase, Tipo Y Propósito

Fase de Desarrollo	Tipo de buque	Propósito	Características clave
Pre-Construcción	Buque de reconocimiento	Realiza inspecciones para evaluar las condiciones del sitio y determinar dónde colocar las turbinas	Tiene equipo topográfico. Puede construirse específicamente para la energía eólica costa afuera o como una embarcación multipropósito con equipo de inspección.
Construcción	Buque de instalación de cimientos	Coloca los cimientos de las turbinas en el fondo del océano.	Depende del tipo de cimentación; Por lo general, se requiere una grúa de carga pesada para levantar los cimientos de la embarcación.
Construcción	Buque de protección contra socavación	Coloca rocas alrededor del sitio y los cimientos de la turbina para evitar la erosión.	Capacidad para transportar una gran cantidad de rocas y colocarlas con precisión en el fondo del océano.
Construcción	Buque de tendido de cables	Coloca cables a lo largo del fondo del océano para transportar electricidad desde el sitio hasta la costa.	Tiene equipo de tendido de cables. No es necesario estar especializado en energía eólica costa afuera.

Construcción	Buque de instalación de aerogeneradores	Instala turbinas sobre cimientos.	Normalmente, una embarcación auto elevable. Necesita una gran cantidad de espacio libre en la plataforma y una grúa alta y de gran capacidad para instalar los componentes de la turbina.
Construcción	Buque alimentador	Transporta componentes de turbinas de puerto a sitio.	Capacidad para transportar componentes pesados de turbinas.
Operaciones y mantenimiento	Buque de transferencia de tripulación	Transporta técnicos desde el puerto hasta las turbinas.	Embarcación pequeña y rápida. Capacidad para empujar contra la turbina para que la tripulación pueda subir a la turbina.
Operaciones y mantenimiento	Buque de operaciones de servicio	Alberga a los técnicos y los transporta entre turbinas.	Posibilidad de albergar a un gran número de técnicos durante varias semanas y trasladarlos a turbinas.
Desmantelamiento	El desmantelamiento utiliza la misma variedad de embarcaciones que la construcción para desarmar turbinas.		

Fuente: Tabla reproducida de la Oficina de Responsabilidad del Gobierno de EE. UU. (GAO)²⁰

7.2.4 Operaciones y Mantenimiento

Operaciones y mantenimiento (O&M) incluye el monitoreo de rutina, la inspección en alta mar, las reparaciones y el mantenimiento de cada componente del sistema. Los requisitos de operación y mantenimiento, incluida la frecuencia y los tipos de inspecciones (es decir, sobre el agua o submarinos), a menudo se basan en las regulaciones de alta mar. También están influenciados por los OEM y las garantías de los equipos. Las autoridades públicas pueden exigir auditorías o inspecciones durante la fase de O&M para garantizar la seguridad de las operaciones. Las inspecciones sobre el mar a menudo se llevan a cabo anualmente y pueden implicar una inspección tripulada o una inspección no tripulada utilizando equipos de vigilancia aérea no tripulados como drones. Las inspecciones submarinas se realizan con menos frecuencia y pueden implicar el

²⁰ Informe de la Oficina de Responsabilidad del Gobierno de los Estados Unidos GAO-21-153 / "Energía eólica costa afuera: los proyectos planificados pueden conducir a la construcción de nuevas embarcaciones en los EE. UU., Pero la industria ha tomado pocas decisiones en medio de incertidumbres. Diciembre de 2020. Ver tabla 2, página 11.

despliegue de vehículos operados a distancia (ROV por sus siglas en inglés) o incluso buzos para inspeccionar estructuras y cables submarinos.

Los requisitos de la cadena de suministro de O&M incluyen áreas de almacenamiento local para equipos de respaldo, así como una flota apropiada de buques de transferencia de tripulación. Los buques de transferencia de tripulación (CTV) se utilizan normalmente para viajes de corta distancia. Sin embargo, para los parques eólicos más alejados de la costa, se requieren embarcaciones de operaciones especiales (SOV) que tienen capacidad para dormitorios de la tripulación y más capacidad de almacenamiento de equipos. Aunque existe cierta transferibilidad desde el sector de petróleo y gas en alta mar, en general, la industria se basa en embarcaciones especialmente diseñadas.

Los proveedores de O&M deben cumplir con la normativa disponible para la ejecución de obras en el mar.

7.2.5 Criterios de evaluación

Cada componente de la cadena de suministro de parques eólicos costa afuera se tomó por separado y se analizó a través de cuatro (4) criterios de evaluación para la preparación y en un proceso de puntuación ponderado para producir una clasificación numérica por criterios individuales basados en componentes. Todos los componentes se clasifican en cada uno de los cuatro criterios del 1 al 4, y la puntuación compuesta se calcula mediante la suma ponderada de las puntuaciones individuales. En todos los casos, 4 denota el nivel más alto de preparación y 1 denota el más bajo.

Historial en la industria eólica

El primer criterio evaluado fue la experiencia en servicios para la industria eólica. La calificación 1 se otorgó a componentes para los que ninguna empresa colombiana tiene experiencia. Se otorgaron calificaciones 2 para componentes que al menos una empresa colombiana ha suministrado para un proyecto eólico terrestre de menos de 100 MW de capacidad. Si una empresa tiene experiencia en el suministro del componente a un proyecto eólico terrestre más grande, el componente se califica con un 3, y dos o más de estas firmas dan como resultado un puntaje de 4. Los criterios de calificación y la escala de colores roja, ámbar, verde (RAG) asociada se proporcionan en la imagen 53.

Imagen 53 Evaluación del historial en la industria eólica

Criterio	Puntaje	Descripción
Historial en la industria eólica	1	Sin experiencia
	2	Experiencia en el suministro de componentes de parques eólicos terrestres (<100 MW)
	3	Una empresa con experiencia en el suministro de componentes para parques eólicos terrestres (> 100MW)
	4	Dos o más empresas con experiencia en el suministro de parques eólicos terrestres comerciales (> 100MW)

Fuente: Análisis RCG

Capacidad en sector paralelo

El segundo criterio es la capacidad en un sector paralelo. Se otorgaron calificaciones de 1 para componentes para los cuales Colombia no tiene empresas con experiencia sectorial paralela. Las calificaciones de 2 se otorgaron a los componentes producidos por empresas con experiencia paralela en petróleo y gas costa afuera o eólica terrestre. Las calificaciones de 3 y 4 se refieren a empresas de sectores paralelos, pero con barreras de entrada al mercado de la energía eólica costa afuera. Un 3 denota una posible entrada al mercado con barreras altas, donde un 4 denota barreras de entrada más bajas.

Imagen 54 Evaluación de capacidades en sectores paralelos

Criterio	Puntaje	Descripción
Capacidad en sector paralelo	1	Sin experiencia relevante en el sector paralelo
	2	Experiencia en el sector paralelo en petróleo y gas costa afuera o eólica terrestre
	3	Empresas de sectores paralelos que pueden ingresar al mercado (con altas barreras a la inversión)
	4	Empresas de sectores paralelos que pueden ingresar al mercado (con bajas barreras a la inversión)

Fuente: Análisis RCG

Beneficio de utilizar la cadena de suministro local

El tercer criterio es el beneficio de obtener un componente de la cadena de suministro colombiana en lugar de hacerlo a nivel internacional. Se otorgaron calificaciones de 1 para componentes donde no hay beneficio de la producción local. Se otorgaron calificaciones de 2 para los componentes que se pueden producir en Colombia con beneficios moderados, pero sin un impacto sustancial en los costos o riesgos del proyecto. Se otorgaron calificaciones de 3 para los componentes que pueden obtenerse desde fuera de Colombia, pero solo asumiendo costos y riesgos adicionales significativos. Se reservaron calificaciones de 4 para componentes que sería imposible o muy poco probable obtener fuera de la cadena de suministro nacional.

Imagen 55 Evaluación de los beneficios del uso de la cadena de suministro local.

Criterio	Puntaje	Descripción
Beneficios de la cadena de suministro local para proyectos eólicos costa afuera en Colombia	1	Sin beneficios en la oferta de proyectos colombianos desde Colombia
	2	Algunos se benefician en el suministro de proyectos colombianos desde Colombia, pero ningún impacto significativo en los costos o riesgos.
	3	El trabajo para proyectos colombianos se puede realizar desde fuera de Colombia, pero solo con un aumento significativo de costos y riesgos.
	4	El trabajo para proyectos colombianos debe realizarse localmente

Fuente: Análisis RCG

Riesgo de inversión

El cuarto criterio es el riesgo de inversión, que se centra en la cantidad de certeza en el crecimiento futuro de la energía eólica costa afuera requerida para la inversión, el tamaño de la inversión requerida y el potencial de las inversiones para reducir aún más el riesgo al servir mercados adicionales más allá de la energía eólica costa afuera. Se otorgaron calificaciones de 1 para componentes que requieren visibilidad de mercado a largo plazo y una tubería de energía eólica costa afuera de 1 GW o más.

Por lo general, este ha sido un umbral de inversión de capital para los grandes fabricantes de equipos originales y otros proveedores de nivel 1. Se otorgaron calificaciones de 2 para componentes que también requieren visibilidad y certeza del mercado a largo plazo, pero las inversiones tienden a realizarse como proyectos iniciales cerca de la decisión de inversión final. Se otorgaron calificaciones de 3 para inversiones menores a \$ 50 millones con el potencial de servir a otros pequeños sectores. Las inversiones de menos de \$ 10 millones que también podrían servir a otros grandes sectores se calificaron como 4.

Imagen 56 Evaluación de riesgos de inversión

Criterio	Puntaje	Descripción
Riesgo de inversión	1	La inversión de capital requiere visibilidad del mercado a largo plazo con una cartera de proyectos > 1 GW
	2	La inversión de capital requiere visibilidad del mercado y algunos proyectos deben estar en o cerca de la Decisión de Inversión Final (FID)
	3	Bajo umbral de inversión (<\$ 50 millones de dólares), que también puede satisfacer la demanda de otros sectores pequeños.
	4	Bajo umbral de inversión (<\$ 10 millones de dólares), que también puede satisfacer la demanda de otros grandes sectores.

Fuente: Análisis RCG

7.2.6 Puntuación de preparación: criterios de ponderación

Los criterios se clasifican en la escala de 1 (menos listo) a 4 (más listo) en la escala rojo ámbar verde (evaluación RAG). Luego, el equipo del proyecto aplicó una puntuación ponderada para producir un valor numérico para evaluar la preparación de los principales componentes de la cadena de suministro. Se calculó una puntuación compuesta para cada componente sopesando el nivel de preparación evaluado con los valores ponderados, como se muestra en la imagen 57.

Imagen 57 Ponderaciones de los factores de evaluación de la preparación de la cadena de suministro

Criterio	Puntaje	Descripción
Puntuación de preparación: criterios de ponderación	1	Beneficios de utilizar la cadena de suministro local
	2	Riesgo de inversión

3	Capacidad en sector paralelo
4	Historial en la industria eólica.

Fuente: Análisis RCG

Como se muestra en la tabla anterior, un historial previo en energía eólica se consideró como el factor más importante para evaluar la preparación general para la cadena de suministro existente. Si bien se consideró que los beneficios de costo de utilizar el suministro local tenían un impacto relativamente menor en la preparación general de la cadena de suministro.

Fórmula para evaluar la puntuación numérica de preparación de la cadena de suministro

$$\text{Puntuación del análisis RAG} \times \text{Valor ponderado} = \text{Puntaje de preparación compuesto}$$

Según la metodología del equipo del proyecto, la puntuación más alta de “preparación” que podría alcanzar cualquier área de la cadena de suministro sería una puntuación de 40. La puntuación numérica ponderada más baja que podría recibir un área de la cadena de suministro sería 1. Los resultados del análisis se encuentran en la página siguiente.

7.3 Resultados

Los resultados del análisis de la cadena de suministro y la clasificación numérica se muestran en la imagen 58. A continuación, se exponen los resultados:

Imagen 58 Puntuación de los resultados de la evaluación de la preparación de la cadena de suministro

Paquete de suministro o contrato	Servicio o Componente	Criterio (1-4)*				Puntaje
		Historial en eólica	Capacidad en sector paralelo	Beneficios de utilizar la oferta de Colombia	Riesgo de inversión	Puntaje ponderado (1-40)**
Servicios de desarrollo	Consultoría de gestión de proyectos	3	3	3	4	32
	Consultoría de ingeniería	2	2	2	4	24
	Consultoría legal, de consentimiento, regulatoria	4	4	4	4	40
	Levantamientos geofísicos y geotécnicos	1	2	3	4	21
WTG (Nivel 1)	Palas de turbina	1	1	2	1	11
	Góndola, buje, montaje	1	1	2	1	11

Balance de Planta	Torres	1	1	2	1	11
	Monopilotes	1	1	2	1	11
	Cimientos de cubierta	1	2	2	2	16
	Cimientos de base de gravedad	1	3	3	2	20
	Cimientos flotantes	1	1	3	2	14
	Piezas de transición	1	1	3	3	16
	Acero secundario	1	3	2	4	23
	Cables de exportación costa afuera	1	2	2	3	18
	Cables de interconexión	1	2	2	3	18
	Subestación costa afuera	1	3	3	2	20
	Subestación en tierra	3	3	4	3	31
Transporte e instalación	Buques de instalación de aerogeneradores	1	1	3	1	12
	Buques de carga pesada	1	2	3	3	19
	Barcazas de alimentación	1	2	3	4	21
	Buques de tendido de cables submarinos	1	2	3	3	19
	Otro	1	3	2	4	23

*1 es el nivel de preparación más bajo. 4 es el más alto.

** 1 es la clasificación de preparación más baja. 40 es el más alto.

7.3.1 Discusión de Resultados

Entre las áreas evaluadas como las "más preparadas" para emerger como una posible cadena de suministro de energía eólica costa afuera en Colombia, se encuentran varios servicios de desarrollo de proyectos iniciales, en particular consultoría de desarrollo de proyectos y servicios de asesoría legal y de permisos locales. Además, el potencial de la cadena de suministro para las subestaciones terrestres se clasifica muy alto, dada la experiencia del sector paralelo, así como los fuertes beneficios de costos inherentes a la adquisición local de las subestaciones terrestres. En la imagen 59 se proporciona un resumen de los resultados ordenados por el nivel más alto de preparación al más bajo.

Las empresas que se enumeran a continuación, pueden proporcionar algunos servicios, maquinaria, y elementos, entre otros. Algunos fabricantes como Siemens, Schneider, ABB, tienen fabricación local para los principales componentes de las subestaciones. Hay disponibilidad de empresas siderúrgicas con experiencia de trabajo off shore en otro sector económico, por lo que el gobierno de Colombia debe apoyar a estas empresas, fabricantes de maquinaria con proyectos de I+D, que les permita adquirir conocimientos y experiencia para prestar los servicios que se requieren, para la

construcción del parque eólico costa afuera en todas las fases, incluyendo su desarrollo. Además, deberá generar políticas con incentivos fiscales que hagan atractiva la inversión en el mejoramiento para que estén preparados para la llegada de estos proyectos e inversionistas.

Desde el área de investigación, se observa que se debe fortalecer a las empresas consultoras nacionales, para que establezcan alianzas, proyectos, etc. Que les permitan ofrecer servicios de ingeniería de diseño desde la etapa de desarrollo.

Imagen 59 Resultados ordenados de la evaluación de la preparación de la cadena de suministro

Componente	Puntaje ponderado (1-40)*
Nivel de preparación más alto (> 30)	
Consultoría legal, de consentimiento, regulatoria	40
Consultoría de gestión de proyectos	32
Subestación en tierra	31
Nivel de preparación medio (20-30)	
Consultoría de ingeniería	24
Acero secundario	23
Levantamientos geofísicos y geotécnicos	21
Barcazas de alimentación	21
Cimientos de base de gravedad	20
Subestación costa afuera	20
Nivel de preparación bajo (<20)	
Buques de carga pesada	19
Buques de tendido de cables submarinos	19
Cables de interconexión	18
Cables costa afuera	18
Cimientos de cubierta	16
Piezas de transición	16
Cimientos flotantes	14
Buques de instalación de aerogeneradores	12
Palas de turbina	11
Góndola, buje, montaje	11
Torres	11
Monopilotes	11

Fuente: Análisis RCC

*1 es el nivel de preparación más bajo. 4 es el más alto.
 ** 1 es el ranking de preparación más bajo. 40 es el más alto.

Para hacer posible el crecimiento de la cadena de suministro local, los gobiernos desempeñan un papel fundamental a la hora de establecer políticas y marcos que den confianza a los proveedores para que inviertan y establezcan sus propios esquemas. Además, deben considerar el suministro local en el contexto de un

mercado regional y global competitivo, ya que un mercado nacional individual como el de Colombia no será lo suficientemente grande como para sostener una cadena de suministro local competitiva por sí sola²¹.

7.3.2 Evaluación Adicional De La Cadena De Suministro

7.3.2.1 Cadena De Suministro De Componentes De Aerogeneradores

Con respecto al suministro de los principales componentes de Nivel 1, la falta de desarrollo eólico terrestre comparable en Colombia hasta la fecha tiene oportunidades limitadas para una cadena de suministro local transferible, particularmente con respecto a los principales componentes de las turbinas eólicas, como palas y góndolas. Sin embargo, se puede anticipar que a medida que la industria eólica terrestre se expanda en Colombia, habrá cierto potencial para que los posibles proveedores OEM de Nivel 2 y 3 abastezcan la cadena de suministro de energía eólica costa afuera.

Góndolas

Colombia es hogar de más de 40 empresas metalúrgicas con experiencia directa o indirecta que permitiría la conversión a la fabricación de componentes de góndolas con barreras de entrada relativamente bajas. La barrera más seria para el desarrollo de la capacidad de ensamblaje de bujes y góndolas colombianas, además de la visibilidad del mercado y una cartera de proyectos financiable, son las instalaciones de producción y ensamblaje de góndolas existentes en la región. Como las góndolas dependen de una red de componentes internos en una cadena de suministro compleja, los OEM pueden ser cautelosos al buscar un conjunto completamente nuevo de proveedores de componentes para una fábrica de ensamblaje existente.

21 Washington, D.C. : World Bank/ESMAP/IFC.
<http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

Imagen 60 Evaluación de disponibilidad de suministro de componentes de góndola

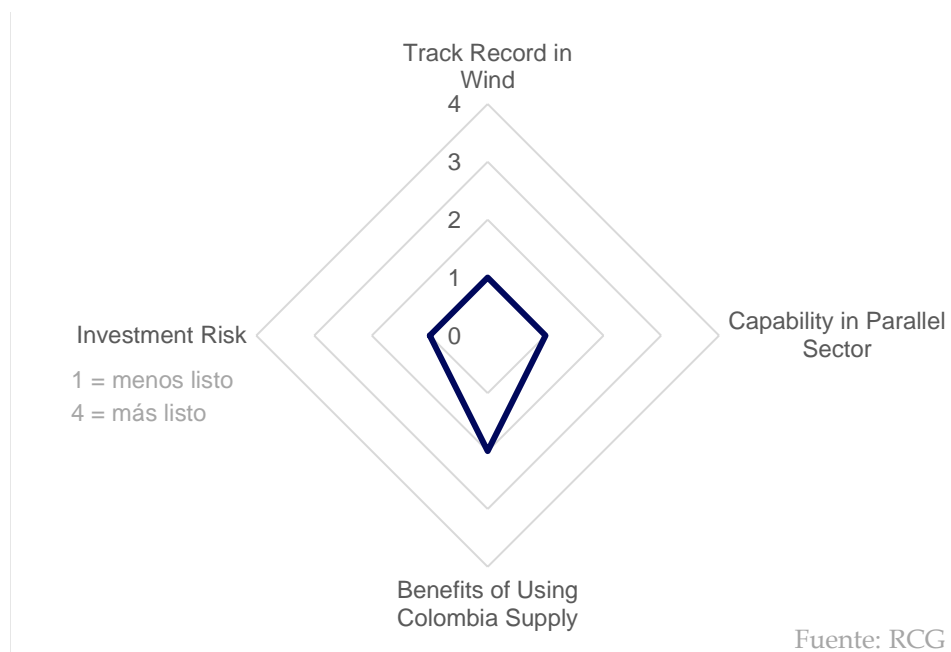


Imagen 61 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: componentes de góndola

Empresas locales con habilidades potencialmente transferibles:

- Bay, Ltd.
- Acerías de los Andes, Ltda.
- Fundiciones Industriales SAS.
- Ficep Group.
- Compañía General de Aceros S.A.

Fuente: RCG

Balance de componentes de planta

Para los requisitos de balance de la planta, incluido: (i) el suministro de los cimientos de las turbinas eólicas costa afuera; (ii) las subestaciones marinas; y (iii) el cableado submarino, la cadena de suministro tiene un nivel de preparación de medio a bajo. Al igual que en muchos mercados nacientes de energía eólica costa afuera, una cadena de suministro para cimentaciones de monopilotes locales sigue siendo difícil de alcanzar, debido a los principales requisitos de capital y los riesgos de inversión iniciales. Las áreas adicionales de la cadena de suministro, como la fabricación de cimientos de cubiertas y piezas de transición, pueden aprovechar las instalaciones existentes que respaldan la fabricación de plataformas de petróleo y gas en alta mar. Sin embargo, dado el requisito de inversión moderadamente alto, estas instalaciones también requerirían un alto grado de visibilidad del mercado antes de realizar las inversiones.

Monopilotes

Aunque varias empresas locales pueden tener experiencia y capacidades con estructuras rodantes de acero tubular en Colombia, el gran tamaño de los monopilotes, necesarios para soportar los generadores de turbinas eólicas actuales, requiere instalaciones a medida con máquinas laminadoras de placas de acero personalizadas. El costo de esta inversión crea una barrera de entrada significativa para este segmento de la cadena de suministro. Los monopilotes necesarios para los parques eólicos costa afuera a menudo superan los 10 metros (30 pies) de diámetro. Los patios de laminación de acero existentes rara vez tienen esta capacidad, ya que supera con creces los requisitos para plataformas de petróleo y gas, pilotes u otras estructuras marinas.

El requisito de capital para un patio de fabricación de monopilotes también es alto y requiere una cartera de proyectos financiable para justificar la inversión. No obstante, se han identificado varias empresas locales con experiencia en laminados de acero. A medida que se desarrolle la cartera de proyectos eólicos costa afuera en Colombia, estos proveedores pueden buscar invertir, ya sea de forma exclusiva o mediante asociaciones/empresas conjuntas, en instalaciones de laminación de monopilotes dedicadas.

Imagen 62 Evaluación de gráficos de radar de monopilote



Imagen 63 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: monopilotes

Empresas locales con habilidades potencialmente transferibles:

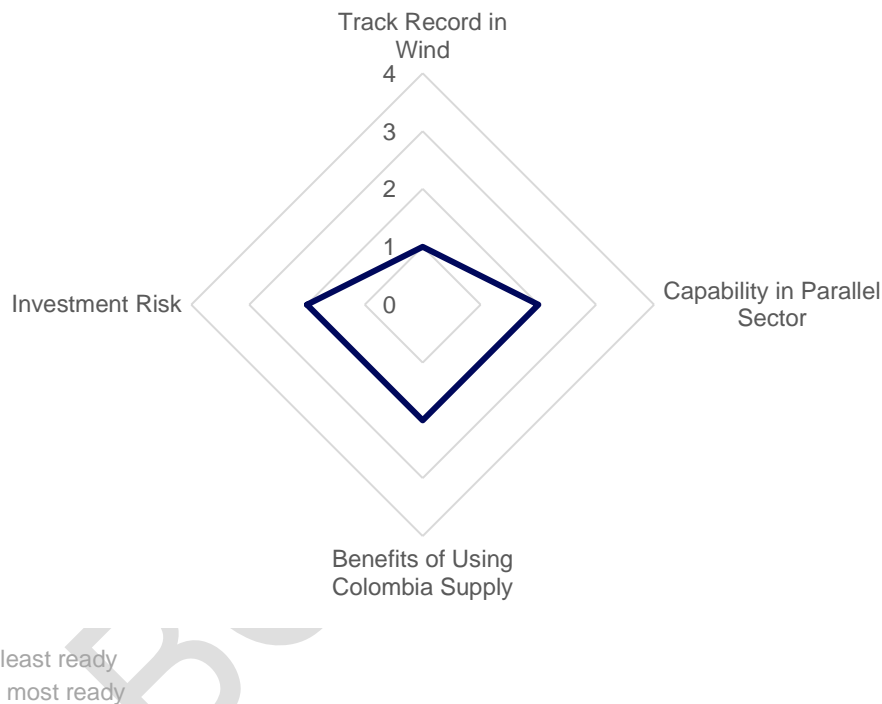
- Sidenal
- Sidoc S.A.
- Ternium Colombia S.A.S.
- ACESCO Colombia S.A.S.
- COPACERO S.A.S.

Fuente: RCG

Cimientos de cubierta

Los cimientos de cubierta requieren equipo menos especializado o construido específicamente que los cimientos de monopilote y utilizan las mismas técnicas de diseño y fabricación que los revestimientos utilizados para las plataformas de petróleo y gas en alta mar. Como tal, los cimientos de cubierta pueden estar abiertos a los productores nacionales con menores barreras de entrada. Sin embargo, los astilleros de fabricación nacionales aún tendrían que invertir modestamente en la reconfiguración de los diseños de sus patios para facilitar las técnicas de producción de cubiertas en serie de la línea de montaje. Las perspectivas del mercado para las estructuras de cubiertas también deberían respaldar esta inversión. Sin embargo, las estructuras de cubierta a nivel mundial tienen una participación de mercado significativamente menor que los monopilotes, y recientemente, muchos de los principales fabricantes mundiales de cubierta eólica costa afuera han cambiado su enfoque hacia la producción de cimentaciones de monopilotes.

Imagen 64 Análisis de gráficos de radar de cubiertas



Fuente: RCG

Imagen 65 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: cubiertas

Empresas locales con habilidades potencialmente transferibles:

- Bay, Ltd.
- Ternium Colombia
- Astilleros Unidos S.A.

Fuente: RCG

Piezas de transición

El componente de pieza de transición para cimientos puede representar una posible oportunidad para desarrollar una cadena de suministro durante la etapa de desarrollo relativamente temprana de la industria, ya que estas instalaciones generalmente requieren menos visibilidad del mercado y una cartera más pequeña de proyectos financiables para justificar la inversión. También puede haber varios beneficios logísticos para los desarrolladores, al utilizar la cadena de suministro local en Colombia con respecto al suministro de piezas de transición. Estos incluyen posibles ahorros en los costos laborales y coordinación con los cronogramas de entrega, así como posibles retrasos en la entrega de componentes en el extranjero que afectan los cronogramas de construcción.

Imagen 66 Gráfico de radar de piezas de transición

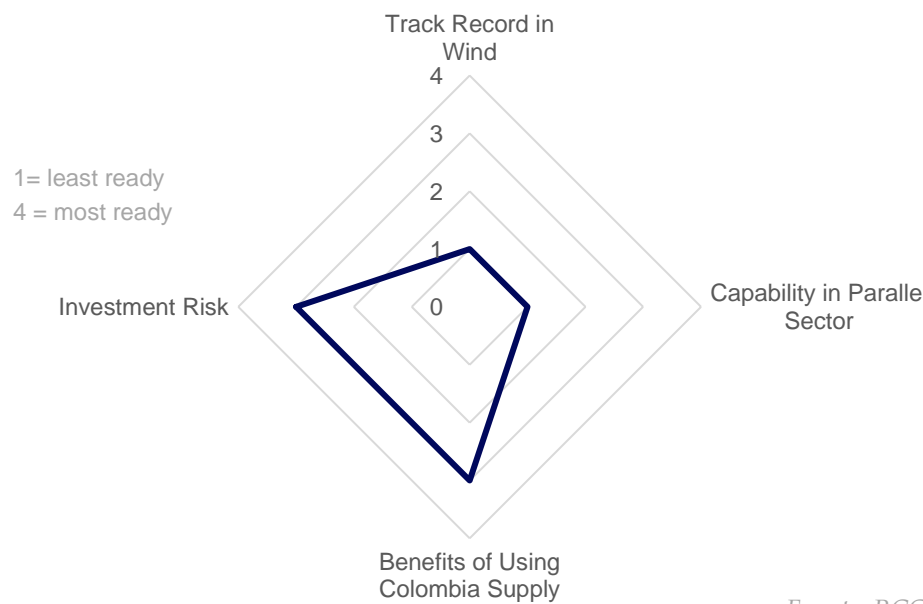


Imagen 67 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: pieza de transición

Empresas locales con habilidades potencialmente transferibles:

- Bay, Ltd.
- Acerías de los Andes, Ltda.
- Fundiciones Industriales SAS.
- Ficep Group.
- Compañía General de Aceros S.A.

Fuente: RCG

Cableado (Interconexión)

Los cables de exportación submarinos de alto voltaje son altamente especializados y pueden ser difíciles de construir localmente. Si bien es técnicamente posible desarrollar la capacidad, no se espera que la cadena de suministro local construya cables de interconexión en Colombia.

Imagen 68 Gráfico de radar para cables de interconexión

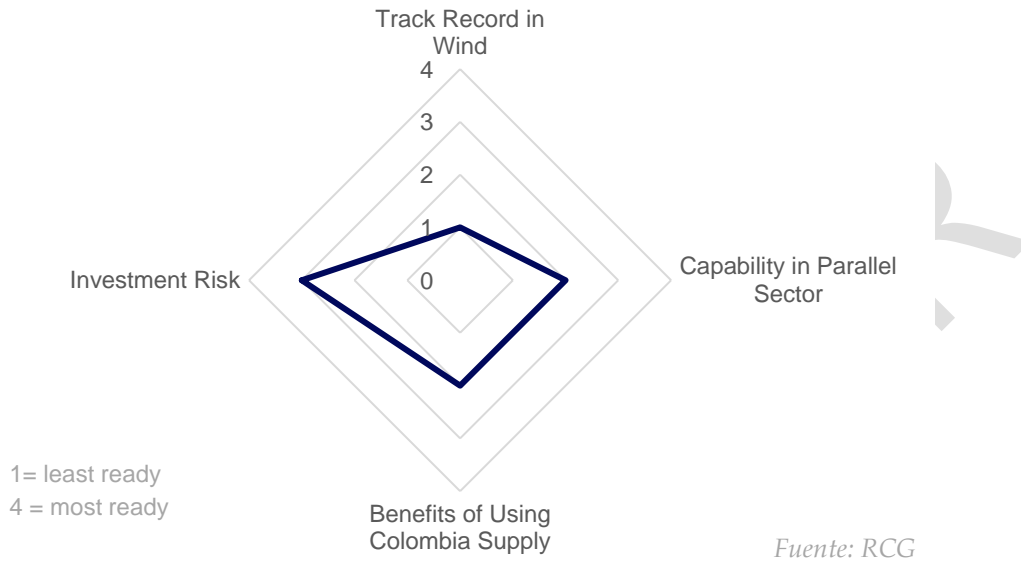


Imagen 69 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: cables submarinos

Empresas locales con habilidades potencialmente transferibles:

- Centelsa
- Procables
- Nexans

Fuente: RCG

Subestaciones terrestres

La subestación eléctrica en tierra recibe energía del cable de exportación y la convierte para alimentar el sistema de transmisión en tierra. A menudo se adquieren a nivel local, y los proyectos se benefician de la utilización de proveedores locales con los que se contrata directamente. Sin embargo, desde el punto de vista del contenido local, la mayoría de los componentes necesarios se fabricarán en el extranjero. A continuación, se identifican varias empresas con experiencia que serían transferibles para respaldar la industria eólica costa afuera.

Imagen 70 Gráfico de radar de subestación en tierra

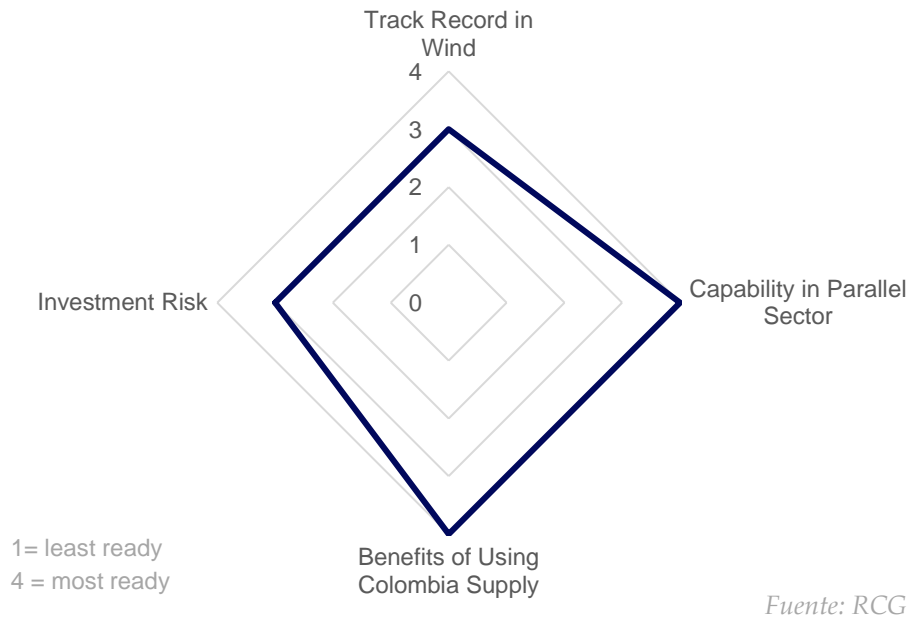


Imagen 71 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: subestación en tierra

Empresas locales con habilidades potencialmente transferibles:

- Proelectrica
- Sacys Industrial
- Quanta
- HVM Ingenieros
- EMS
- Milem-red Solvers
- ISA
- GEB
- Grupo Cobra
- Seselec

8 INFRAESTRUCTURA PORTUARIA

Esta sección evalúa la infraestructura portuaria de Colombia y su potencial para apoyar la construcción y fabricación de componentes de parques eólicos costa afuera.

8.1 Propósito

En esta sección, evaluamos la infraestructura portuaria de Colombia, con respecto al apoyo a la energía eólica costa afuera. La evaluación se centra a lo largo de la costa norte, en el Mar Caribe, ya que el potencial eólico costa afuera es mayor en esta región, en comparación con el de la costa occidental en el Océano Pacífico. Los puertos están muy concentrados alrededor de Barranquilla y Cartagena, pero las instalaciones potenciales están bien distribuidas a lo largo de la costa. Se tienen en cuenta los requisitos de infraestructura eólica convencional de fondo fijo y flotante, así como los puertos capaces de soportar la clasificación, fabricación, construcción y estiba (carga o descarga).

8.2 Metodología

La metodología de evaluación se estableció en torno a los requisitos del puerto para la construcción de proyectos eólicos de fondo fijo y flotantes, y tomó en consideración la trayectoria de los tamaños y dimensiones de los componentes durante la próxima década. Para evaluar los puertos existentes a lo largo de la costa norte de Colombia, el equipo del proyecto recopiló datos disponibles públicamente para cada puerto y también realizó una evaluación de alto nivel del nivel de inversión que cada instalación portuaria podría requerir para aumentar las capacidades hacia un puerto eólico costa afuera en pleno funcionamiento (ya sea un puerto de fabricación o de construcción).

Imagen 72 Criterios para evaluar el nivel de inversión requerida

Rango de Inversión	Justificación	Peso
\$0 - \$10 millones	● ○ ○ Instalación portuaria establecida, no hay restricciones severas asociadas con este puerto, se estima que la inversión es mínima	3
\$10 - \$50 millones	● ● ○ En el puerto se encuentran algunas limitaciones, pero con niveles razonables de inversión, la instalación puede superarlas.	2
> \$ 50 millones	● ● ● El puerto tiene características limitadas y / o se requiere un gran volumen de inversión para superar una multitud de limitaciones	1

* Tenga en cuenta que los niveles de inversión son solo de alto nivel y no han sido calificados a través del compromiso financiero real requerido en los puertos. Se requiere un análisis más detallado para determinar el verdadero nivel de inversión. Fuente: RCG

Se establecieron diferentes requisitos para los puertos de fabricación y construcción, ya que los trabajos realizados se diferencian significativamente. Todos los criterios se describen en los

siguientes subcapítulos. Para cuantificar la viabilidad de los puertos, hemos empleado un sistema rojo, ámbar, verde (RAG) que proporciona una calificación aproximada de la capacidad de cada puerto para dar servicio a los desarrollos eólicos costa afuera. También se han aplicado pesos diferentes a cada criterio en el sistema RAG. Es importante tener en cuenta que esta evaluación no toma en consideración los impactos ambientales y sociales al remodelar las instalaciones portuarias para proyectos eólicos costa afuera. Dicha evaluación requeriría un análisis adicional para determinar los impactos y podría ser una evaluación opcional futura que podría incluir un análisis financiero más detallado para determinar el nivel real de inversión requerido.

8.2.1 Descripción general de los puertos existentes

Colombia tiene una costa de más de 3.100 km y una infraestructura portuaria establecida con 14 puertos designados distribuidos a lo largo de la costa del país, tanto en el Mar Caribe, como en el Océano Pacífico. Vale la pena señalar que algunos de los puertos designados sirven como terminales de exportación de carbón, y que este número no incluye los puertos interiores que facilitan la pesca que tienen canales poco profundos, ya que estos puertos no serían capaces de soportar el desarrollo eólico costa afuera. El análisis incluye solo un puerto pesquero, el Puerto de Turbo, que muestra la inadecuación del puerto para servir al sector OSW.

La mayoría de los puertos identificados se ubican a lo largo de la costa de Colombia en el Mar Caribe, en las áreas norte de los departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena. Solo dos puertos, el puerto de Buenaventura (terminal de contenedores) y el puerto de Tumaco (puerto marítimo), están ubicados a lo largo de la costa occidental del país en el Océano Pacífico.

Colombia cuenta con 11 puertos marítimos y 4 puertos terminales de contenedores, de los cuales las terminales más grandes se encuentran en Barranquilla, Buenaventura y Santa Marta. Los puertos colombianos son propiedad y están administrados por una combinación de empresas estatales y privadas, y todas las terminales de exportación de carbón son de propiedad privada.

Ubicación de posibles proveedores de energía eólica costa afuera

Dada la concentración de actividades de transporte marítimo y comerciales marítimas alrededor de Cartagena y Barranquilla, así como las actividades de petróleo y gas en alta mar en Magdalena, alrededor de Santa Marta, la infraestructura portuaria y costera en estas regiones está altamente desarrollada y se ha evaluado con más detalle en las secciones siguientes. A las capacidades adicionales de la cadena de suministro, también se les ha asignado una cantidad de "nivel de preparación" en la Sección 10 de este informe, que cubre los posibles proveedores de componentes.

La infraestructura costera en los departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena estaría geográficamente bien adaptada para soportar desarrollos eólicos costa afuera dada su proximidad a los sitios identificados. Las instalaciones portuarias alrededor de Santa Marta, en particular, también se han promovido recientemente para ayudar a respaldar el crecimiento de las actividades de petróleo y gas costa afuera de Colombia. Por tanto, también se puede considerar que es compatible con la energía eólica costa afuera.

8.2.2 Criterios de evaluación del puerto

Los criterios utilizados para evaluar los puertos de fabricación y construcción se definen en esta sección y se resumen en esta sección.

Puertos de fabricación

- Los puertos de fabricación, en general, requieren áreas más grandes para las naves de producción, el espacio de almacenamiento, las áreas de ensamblaje y carga. Por tanto, los puertos con un suministro suficiente de superficie están bien ubicados para cumplir con los requisitos de los desarrollos eólicos costa afuera. Los puertos de fabricación también deben estar bien conectados mediante una infraestructura de transporte eficiente.

Puertos de construcción

- Los puertos de construcción, por otro lado, requieren menos espacio. Esta es la principal diferencia entre los dos tipos de puertos eólicos costa afuera evaluados en este informe. Los puertos de construcción deben acomodar la entrega, manipulación y almacenamiento de materiales y componentes para su posterior carga en los buques. Estos puertos deben ser capaces de facilitar el almacenamiento de cimientos y piezas de transición, así como el montaje de torres de aerogeneradores. La carga de componentes depende en gran medida de la capacidad de la embarcación desplegada por proyecto, pero generalmente ocurre en lotes de cuatro a seis cimientos o turbinas.

La evaluación actual no revisa la idoneidad de los puertos de Colombia para realizar actividades de operación y mantenimiento (O&M), ya que los requisitos portuarios son menos sensibles y los criterios seleccionados son mucho menos estrictos en comparación con las actividades de fabricación y construcción. La distancia al sitio del proyecto juega el papel más importante en la determinación de la viabilidad de los puertos de operación y mantenimiento, ya que la distancia influirá en gran medida en el costo y la selección de la estrategia de mantenimiento. Dicha evaluación podría ser una evaluación opcional futura a medida que los desarrolladores identifiquen los puertos de operación y mantenimiento más adecuados para sus proyectos.

8.2.3 Requisitos del puerto de fabricación

Como se mencionó anteriormente, los puertos de fabricación atienden actividades relacionadas con la producción de los cimientos de las turbinas eólicas, las torres y las palas de las turbinas. En términos generales, una instalación de fabricación de cimientos de fondo fijo requiere una cantidad sustancial de espacio, alrededor de 40 hectáreas (o 400.000 m²) para 500 MW. Sin embargo, las instalaciones portuarias de fabricación de viento flotante requieren aún más espacio, de alrededor de 60 hectáreas, dada la gran dimensión de las estructuras de cimentación flotante en el mercado actual.

Las instalaciones de fabricación de torres de palas o turbinas requieren un espacio entre 20 y 30 hectáreas, mientras que la fabricación de góndolas requiere alrededor de 10 hectáreas.

El componente más grande de un desarrollo eólico costa afuera es la subestación marina. Este componente generalmente se construye como una sola unidad o dos unidades a la vez, lo que requiere un espacio similar al de una instalación de fabricación de góndolas.

No obstante, anticipamos que se producirá una cantidad limitada de componentes en el país al menos hasta fines de 2030, y es muy probable que la mayoría de los componentes se importen para los proyectos iniciales. Por tanto, la evaluación actual representa una evaluación de alto nivel sobre si cada puerto identificado sería adecuado para servir como instalación de fabricación a largo plazo.

8.2.4 Requisitos del puerto de construcción

Los puertos de construcción, como se mencionó anteriormente, se adaptan a la entrega, manipulación y ensamblaje de componentes recibidos en lotes que se almacenan temporalmente antes de cargarlos para la instalación y los buques de apoyo a la construcción en alta mar.

El espacio requerido para tales actividades portuarias es significativamente menor que el requerido por los puertos de fabricación, requiriendo al menos 8 hectáreas (80,000 m²) para proyectos de fondo fijo y 11.5 hectáreas para desarrollos eólicos flotantes.

Como los puertos de construcción serán evaluados utilizando un sistema RAG, los criterios de evaluación para el calado/longitud del muelle, el área de disposición disponible y la profundidad del canal se pueden ver en la imagen 73 que definen la calificación RAG y crean una narrativa que complementa la calificación de cada puerto.

Imagen 73 Criterios para evaluar la capacidad portuaria de Colombia para la construcción

Parámetro	Rojo	Ámbar	Verde
Calado de muelle	< 7 m (fijo) < 10 m (flotante)	7 – 10 m (fijo) 10 – 13 m (flotante)	> 10 m (fijo) > 13 m (flotante)
Área de depósito	< 60,000 m ² (fijo) < 85,000 m ² (flotante)	< 60 - 80,000 m ² (< 6 – 8 hectáreas) (fijo) < 85 – 115,000 m ² (8.5 – 11.5 hectáreas) (flotante)	> 80,000 m ² (fijo) > 115,000 m ² (flotante)
Longitud del muelle	< 100 m	100 - 200 m	> 200 m
Profundidad del canal	< 6 m	6 - 10 m	> 10 m
Capacidad de carga	< 10 t/m ²	10 - 30 t/m ²	30 - 50 t/m ²

Fuente: RCG

Imagen 74 Pesos por criterio utilizado para evaluar las capacidades portuarias

Parámetro	Pesos
Calado de muelle	4
Área de depósito	3
Longitud del muelle	1
Profundidad del canal	2

Capacidad de carga	-
--------------------	---

Fuente: RCG

Imagen 75 Pesos por RAG utilizados para evaluar las capacidades del puerto

RAG	Pesos
Verde (nivel de preparación más alto)	3
Ámbar	2
Rojo (nivel mínimo de preparación)	1

Fuente: RCG

Los criterios seleccionados para esta evaluación son diferentes para desarrollos eólicos de fondo fijo y flotante. Los cimientos flotantes requieren muelles de tiro predominantemente más profundos, ya que las plataformas generalmente se acoplan con las turbinas eólicas en el puerto o muy cerca de las instalaciones portuarias y luego se remolcan al sitio. Los requisitos de espacio para el área de disposición requerida para los componentes eólicos costa afuera, el espacio de disposición libre, el espacio de almacenamiento y, en el caso de flotante (alojamiento de almacenamiento húmedo), se basan en suposiciones de alto nivel sobre las dimensiones de los componentes para un proyecto de 500 MW que utiliza unidades de turbinas eólicas de 15 MW.

El equipo del proyecto tiene conocimiento de las longitudes típicas de los buques de construcción eólicos costa afuera. Es más probable que las embarcaciones se encuentren en el rango superior de eslora para pronósticos de componentes más grandes para próximos proyectos a medida que la capacidad de las turbinas eólicas continúe aumentando. Las longitudes de los muelles (cuando los datos lo permiten) se han tomado como la longitud máxima de los muelles disponibles y no como la longitud total de los atracaderos/muelles disponibles. Se debe tener en cuenta que los siguientes datos proporcionan el número de atracaderos/muelles disponibles donde los datos lo permiten.

Se considera que el calado de la mayoría de los barcos auto elevadores, activos en el sector de la energía eólica costa afuera es inferior a 10 m. Por tanto, la profundidad del canal es un criterio conservador. Debido a la disponibilidad de datos públicos, la capacidad de carga de las áreas de descanso y los muelles no se ha evaluado completamente.

8.3 Resultados

El equipo del proyecto evaluó 16 puertos potenciales. En la imagen 76 se proporciona un resumen, que evalúa la idoneidad de cada puerto para servir como puerto de fabricación o de construcción, o potencialmente como ambos. Se debe tener en cuenta que los puertos seleccionados no consideran la idoneidad de la ubicación, pero todos, excepto las instalaciones en el departamento de Antioquia, están ubicados cerca de las principales áreas de investigación eólica costa afuera. Más adelante en esta sección se proporciona un mapa de las ubicaciones de los puertos, y cada puerto tiene el color correspondiente al sistema RAG.

8.3.1 Resumen de puertos de fabricación y construcción

En la imagen 76 se debe tener en cuenta que el acrónimo "FBOW" denota idoneidad para la energía eólica costa afuera de fondo fijo y "FOW" significa energía eólica costa afuera flotante.

Imagen 76 Resumen de puertos de construcción y fabricación para proyectos eólicos costa afuera en Colombia

#	Puerto	Idoneidad para la construcción	Idoneidad para la fabricación	Justificación	FBOW	FOW
1	Puerto de Turbo Pisisi (En construcción)	Apto con actualizaciones menores	Apto con actualizaciones menores	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: Gobierno Ubicación: Turbo, Antioquia Canal profundo y aguas de muelle (16 m) 4 literas lineales que suman 760 m 44 hectáreas de patios que estarán disponibles para servir como espacio de almacenamiento de contenedores y carga general. Gran oportunidad para ajustar el diseño del puerto para que sirva como actividades de fabricación y construcción de un parque eólico costa afuera. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2	Contecar, Mamonal	Apto con actualizaciones menores	Apto con actualizaciones menores	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: Gobierno Ubicación: Bahía de Cartagena, Bolívar Aguas profundas del canal (12,5 m) Aguas profundas del muelle (16,5 m) 4 literas lineales que suman 660 m 6 literas con un total de 970 m 40 hectáreas 29 hectáreas de tierra reutilizada que actualmente sirve como terminal de contenedores y actividades RoRo Se requerirán mejoras menores en la capacidad de carga del muelle. Buenas instalaciones portuarias 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
3	Terminal Marítimo Muelles El Bosque - CCTO	Apto con actualizaciones menores	Apto con actualizaciones menores	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: privada - Operador de Terminal de Contenedores de Cartagena S.A.S Ubicación: Bahía de Cartagena, Bolívar Aguas profundas del canal (12 m) Aguas profundas del muelle (14,5 m) 3 literas lineales que suman 660 m 22 hectáreas de patio que facilitan las actividades de contenedores y RoRo, incluyendo cinco almacenes de 0,7 hectáreas que se utilizan como silos. Es probable que se requieran mejoras menores en la capacidad de carga del muelle. Buenas instalaciones portuarias 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
4	Cartagena SPRC - Magna	Apto con actualizaciones menores	Apto con algunas actualizaciones	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: Privado- <u>Grupo Puerto de Cartagena</u> Ubicación: Bahía de Cartagena, Bolívar Aguas del canal más profundas (20,5 m) en comparación con otros puertos de Colombia Atracadero individual de 700 m con profundidades de agua de 15,5 m 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

#	Puerto	Idoneidad para la construcción	Idoneidad para la fabricación	Justificación	FBOW	FOW
				<ul style="list-style-type: none"> Cuatro atracaderos adicionales de 190 m de longitud cada uno que se utilizan como terminales de cruceros. 15 hectáreas de patio que facilitan las actividades de contenedores y carga general Es posible que se requieran algunas mejoras para aumentar la capacidad de carga del muelle. Buenas instalaciones portuarias 		
5	Puerto de Santa Marta	Apto con actualizaciones menores	Apto con algunas actualizaciones	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: Privado- <u>Sociedad Portuaria de Santa Marta (SPSM)</u>. Location: Santa Marta, Magdalena Ubicación: Santa Marta, Magdalena Aguas profundas del canal (14 m) Un atracadero de 150 m de longitud con un calado de 17,37 m. Seis atracaderos que van desde 105 - 240 m, con profundidades de agua de 5,18 - 11,58 m. 33 hectáreas de las cuales 13 hectáreas son patios que dan servicio a las actividades de contenedores y carga general, incluidas 2,4 hectáreas que se utilizan como terminales de exportación de carbón. Se requerirán mejoras menores para aumentar la capacidad de carga. Buenas instalaciones portuarias 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
6	Puerto de Barranquilla	Apto con actualizaciones menores	Apto con algunas actualizaciones	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: Gobierno Ubicación: Barranquilla Aguas profundas de los muelles (12 m) y canales de aguas relativamente profundas (10,5 m) 6 atracaderos, totalizando 1.058 m 94 hectáreas 20 hectáreas de terminal de carbón que podrían ser remodeladas para servir a la construcción. Al menos 5 toneladas / m2 de capacidad de carga, es posible que se requieran algunas mejoras. Se requiere cierta inversión para actualizar la infraestructura existente con el fin de servir como puerto de fabricación. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
7	Puerto de Brisa	Apto con algunas actualizaciones	Apto con actualizaciones mayores	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: Gobierno Ubicación: Mingueo y Dibulla, La Guajira Canal profundo y aguas de muelle (18 m) Dos atracaderos de 360 m de largo que se adentran en el mar. Más de 20 hectáreas de patio disponibles para arrendamiento. Mega infraestructura portuaria especialmente diseñada que se aprobó en 2010. La construcción comenzó en 2013. Sin embargo, la construcción de la fase 3 que traería cinco muelles adicionales para 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

#	Puerto	Idoneidad para la construcción	Idoneidad para la fabricación	Justificación	FBOW	FOW
				<p>el manejo de contenedores y carga general, se detuvo como resultado de la pandemia de coronavirus.</p> <ul style="list-style-type: none"> Se requerirá una inversión moderada para expandir / remodelar el atracadero existente y aumentar la capacidad de carga del área de almacenamiento. Se requerirá una inversión significativa para remodelar las instalaciones portuarias con fines de fabricación. Instalaciones portuarias deficientes, ya que el puerto se utiliza actualmente como terminal de exportación de carbón. 		
8	Puerto de Tolú	Apto con algunas actualizaciones	Apto con actualizaciones mayores	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: Privada - Compañía de Puertos Asociados S.A. (COMPAS S.A.) Ubicación: Tolú Aguas de muelle relativamente profundas (12,5 m) Dos atracaderos lineales con un total de 410 m 43,5 hectáreas de patio disponible de las cuales 2 hectáreas se destinan a la exportación de carbón. Se requerirá una inversión moderada para reconstruir el muelle existente para dar servicio a proyectos eólicos costa afuera, expandiendo su longitud y aumentando su capacidad de carga. Se requiere una inversión significativa para reconstruir la infraestructura portuaria existente a fin de que sirva como puerto de fabricación. Instalaciones portuarias por debajo del nivel moderado, ya que existen algunas maquinarias que facilitan las actividades de carga de carbón. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	Puerto de Bahía	Apto con algunas actualizaciones	Apto con actualizaciones mayores	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: privada: cuatro socios, incluida la Corporación Financiera Internacional, miembro del Grupo del Banco Mundial. Ubicación: Bahía de Cartagena, Bolívar El puerto construido más joven de Colombia cuando la construcción de la primera fase del puerto se completó en 2015. Un muelle de 300 m de longitud con un calado de 18 m. Los socios planean ampliar el muelle añadiéndole otros 300 m. 27 hectáreas de patio que facilitan el almacenamiento de contenedores y las actividades de carga general. Se requerirá una inversión moderada para aumentar la capacidad de carga del muelle existente y el área de almacenamiento para que sirva como puerto de construcción. Se requerirá una inversión significativa para reconstruir las instalaciones portuarias existentes para que sirvan 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

#	Puerto	Idoneidad para la construcción	Idoneidad para la fabricación	Justificación	FBOW	FOW
				como puerto de fabricación para proyectos eólicos marinos. <ul style="list-style-type: none"> Maquinaria portuaria moderada en su lugar. 		
10	Puerto de Buenavista	Apto con actualizaciones mayores	Apto con actualizaciones mayores	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: Privada - Tres socios: Yara Colombia, COMPAS, Saam Puertos Ubicación: Bahía de Cartagena, Bolívar El puerto está ubicado cerca de la zona industrial Mamonal Profundidad moderada del canal (9 m) Un muelle de 221 metros de largo con un calado de 10,2 m 6.5 hectáreas de patio con patios de almacenamiento de 2.8 hectáreas Se requieren importantes mejoras en la capacidad de carga del muelle y el área de almacenamiento. Se requerirá una gran inversión para expandir el área del puerto y modificarlo para dar servicio a la fabricación o la construcción. Equipo de muelle limitado. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
11	Puerto de San Andrés Isla	Apto con actualizaciones mayores	No apto para fabricación	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: Gobierno Ubicación: Isla San Andrés, Mar Caribe Cuatro muelles lineales de 450 m de longitud con un calado de 8 metros 23 hectáreas de patio que se utilizan para almacenamiento de contenedores y almacenamiento de carga seca a granel Se requieren importantes mejoras en la profundidad del canal y del muelle Se requieren mejoras moderadas en la capacidad de carga del muelle y el área de almacenamiento para que sirva como puerto de construcción. Equipo portuario limitado 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
12	Puerto de Turbo Antioquia	No apto para fabricación	No apto para fabricación	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: Gobierno Ubicación: Turbo, Antioquia Este puerto es un puerto pesquero situado tierra adentro. Canal poco profundo y profundidad del muelle (5,6 m) Longitud máxima del muelle de 9 metros Espacio limitado del área de almacenamiento ya que el puerto es utilizado principalmente por buques pesqueros. Este puerto no es apto para dar servicio ni a la fase de fabricación ni a la producción de un proyecto eólico marino. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Fuente: RCG

Legenda de la tabla

Símbolos	Comentario
<input checked="" type="checkbox"/>	El puerto seleccionado se puede utilizar para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera.

<input checked="" type="checkbox"/>	El puerto seleccionado se puede utilizar para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera, pero existen algunas limitaciones.
<input type="checkbox"/>	El puerto seleccionado no se puede utilizar para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera.

Fuente: RCG

Imagen 77 Resumen de terminales de carbón que pueden soportar la fabricación o construcción de proyectos eólicos costa afuera en Colombia

#	Puerto	Idoneidad para la construcción	Idoneidad para la fabricación	Justificación	FBOW	FOW
1	Puerto Nuevo (antiguamente Puerto de Prodeco)	Apto con actualizaciones mayores	Apto con actualizaciones mayores	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: privada - Prodeco Ubicación: Ciénaga, Magdalena Este puerto privado está ubicado cerca del puerto de Drummond. Canal de aguas profundas (20,3 m) Calado profundo del muelle operativo (18,4 m) Dos muelles de carga de 301 metros de largo 20 hectáreas de patio utilizadas como depósito de acopio y manejo de carbón. Se requieren mejoras significativas en la capacidad de carga del muelle y el área de almacenamiento para dar servicio a las fases de fabricación y construcción. Instalaciones y equipos portuarios muy limitados, ya que el puerto se utiliza únicamente como terminal de exportación de carbón. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2	Puerto de Bolívar	Apto con actualizaciones mayores	No apto para fabricación	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: privada - Carbón Cerrejón Ubicación: Bahía Portete Aguas profundas del canal (19 m) Una litera de 300 m de largo, con un calado de 16,7 m 60 hectáreas de área total con 30 hectáreas utilizadas como terminal de exportación de carbón. Se requerirán mejoras moderadas para aumentar la capacidad de carga del muelle. Se requieren mejoras significativas para aumentar la capacidad de carga del área de almacenamiento, así como para reconstruir las hectáreas existentes. Instalaciones portuarias deficientes, ya que el puerto se centra en las actividades de exportación de carbón. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
3	Puerto de Drummond	Apto con actualizaciones mayores	No apto para fabricación	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: privada - Drummond Ubicación: Ciénaga, Magdalena La terminal de exportación de carbón más grande de Colombia No hay muelle en el lugar, pero el puerto tiene un atracadero que se extiende 310 metros en el mar con un calado de 16 m Importante inversión requerida para la remodelación del puerto, ampliando el atracadero actual y aumentando la capacidad portante tanto de los muelles 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

#	Puerto	Idoneidad para la construcción	Idoneidad para la fabricación	Justificación	FBOW	FOW
				como de la zona de almacenamiento de carbón. <ul style="list-style-type: none"> Instalaciones y equipos portuarios muy limitados. 		
4	Puerto de Pozos Colorados	Apto con actualizaciones mayores	No apto para fabricación	<ul style="list-style-type: none"> Propiedad: privada - Ecopetrol Ubicación: Santa Marta, Magdalena Profundidad del canal, poco profunda (7,6 m) Un atracadero de 152 metros de largo que se extiende en el mar con un calado aproximado de 14 m. El puerto solo podría reutilizarse para facilitar la fase de construcción de un proyecto eólico costa afuera. Se requerirán mejoras significativas en la profundidad del canal, así como para construir un muelle y un área de almacenamiento adecuados. Instalaciones, equipos y enlaces de transporte muy limitados. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Fuente: RCG

8.3.2 Resultados de la Evaluación de preparación del puerto

El equipo del proyecto utilizó una metodología de puntuación ponderada (descrita en las imágenes 73,74 y 75) para producir un valor numérico y clasificar la preparación general de los puertos para soportar desarrollos eólicos marinos fijos o flotantes. Los resultados se muestran en la imagen 78.

Imagen 78 Tabla de resultados de la evaluación del puerto

Nombre del puerto	Fondo fijo				Flotante				Actividad Portuaria Principal	Nivel de inversión requerido	Puntuación final
	Calado de muelle	Área de almacenamie	Longitud del muelle	Profundidad del canal	Calado de muelle	Área de almacenamie	Longitud del muelle	Profundidad del canal			
Puerto de Turbo Pisisi (En Construcción)	G	G	G	G	G	G	G	G	Contenedor, Carga General	● ○ ○	78
Contecar, Mamonal	G	G	G	G	G	G	G	G	Contenedor, RoRo	● ○ ○	78*
Terminal Marítimo Muelles El Bosque	G	G	G	G	G	G	G	G	Contenedor, Carga General	● ○ ○	78*
Cartagena SPRC - Magna	G	G	G	G	G	G	G	G	Contenedor	● ● ○	76
Puerto de Santa Marta	G	G	A	G	G	G	A	G	Contenedor, Carga General	● ● ○	74
Puerto de Barranquilla	G	G	G	G	A	G	G	A	Contenedor, Carga General	● ○ ○	71
Puerto de Brisa	G	G	R	G	G	G	R	G	Terminal de carbón	● ● ●	70
Puerto de Tolú	G	G	G	G	A	G	G	G	Carga General, Terminal de carbón	● ● ●	69*
Puerto de Bahía	G	G	G	G	A	G	G	G	Carga General, RoRo	● ● ●	69*
Puerto de Buenavista	G	R	G	A	A	R	G	A	Carga General	● ● ○	51
San Andrés Isla	A	R	G	A	R	R	G	A	Contenedor	● ● ●	39

Puerto de Turbo Antioquia	G	R	R	R	R	R	R	R	Pesca	● ● ●	36
Terminales de petróleo y carbón											
Puerto de Bolívar	G	G	G	G	G	G	G	G	Terminal de carbón	● ● ●	74
Puerto de Drummond	G	R	R	G	A	R	R	G	Terminal de carbón	● ● ●	49
Puerto Nuevo	G	R	R	G	R	R	R	G	Terminal de carbón	● ● ●	44
Puerto de Pozos Colorados	R	R	A	R	A	R	A	R	Terminal petrolera	● ● ●	33

* Se debe tener en cuenta que la longitud disponible del muelle se utilizó para clasificar los puertos que obtuvieron la misma puntuación final.

Fuente: RCG

8.3.3 Discusión de resultados

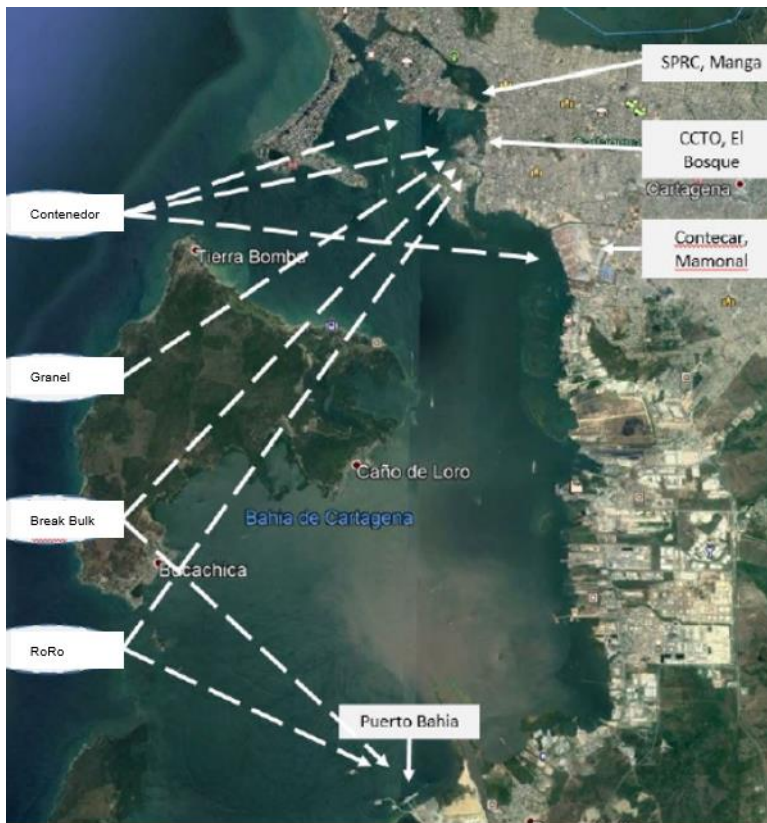
Varias instalaciones portuarias han sido identificadas y evaluadas favorablemente con respecto a su capacidad física para soportar actividades de fabricación o construcción de parques eólicos flotantes costa afuera o de fondo fijo a largo plazo en Colombia.

El puerto mejor clasificado en términos de los criterios de evaluación de la preparación es el puerto de Turbo Pisisi, que actualmente se encuentra en desarrollo como una instalación de usos múltiples. Sin embargo, su ubicación remota, en relación con las posibles áreas de desarrollo de parques eólicos costa afuera, hace que este puerto sea relativamente poco probable para que sea considerado como un candidato principal para apoyar las actividades eólicas costa afuera. Dada su proximidad, el Puerto de Cartagena, el Puerto de Barranquilla y el Puerto de Santa Marta contienen instalaciones que podrían utilizarse más fácilmente para respaldar la construcción y fabricación de componentes eólicos costa afuera.

El Puerto de Cartagena comprende el puerto más grande de la costa caribeña de Colombia. Se identificaron varias instalaciones que podrían ser capaces de soportar la actividad eólica costa afuera con inversiones modestas. Las instalaciones portuarias están situadas en y alrededor de una bahía protegida, la Bahía de Cartagena, que cuenta con profundidades de agua de aproximadamente 14 metros, que es una profundidad de canal suficiente para grandes embarcaciones de transporte e instalación, así como para estructuras de cimientos flotantes potencialmente grandes. Las instalaciones también tienen una longitud de muelle suficiente para recibir y cargar buques. No hay impedimentos elevados identificados como puentes u otras obstrucciones que impidan que los componentes grandes entren y salgan del puerto.

Se evaluaron tres (3) instalaciones terminales importantes que componen el Puerto de Cartagena. Contecar y Mamonal se encuentran fuera de la bahía y actualmente sirven principalmente como terminal de contenedores. Dentro de la bahía, dos instalaciones, Marítimo Muelles El Bosque (CCTO) y Manga (SPRC) también sirven como instalaciones de carga y como muelles para cruceros. Todas estas instalaciones tienen las características físicas necesarias para respaldar la construcción y las principales actividades de fabricación con actualizaciones pequeñas o modestas, y se han clasificado en una posición alta en términos de su “nivel de preparación”. El Puerto de Cartagena también se encuentra favorablemente ubicado en las proximidades de varios de los sitios de despliegue de energía eólica identificados.

Imagen 79 Imagen aérea del Puerto de Cartagena



Fuente de la imagen: Clúster de logística – Evaluación de la capacidad logística ²²

Puerto de Barranquilla, ubicado aproximadamente a 75 millas al oriente del Puerto de Cartagena, consta de varias instalaciones portuarias, en su mayoría de propiedad privada, ubicadas a lo largo de las orillas del río Magdalena. Las instalaciones portuarias incluyen una gran terminal multipropósito y una gran terminal de contenedores operada por Sociedad Portuaria Regional de Barranquilla (SPRB), así como una terminal adicional multipropósito operada por Coremar. Estos sitios se encuentran entre las instalaciones portuarias costeras más grandes del país en términos de superficie terrestre y longitud de los muelles, y podrían ser adecuados para apoyar la construcción, montaje y, con modestas mejoras, la fabricación de componentes marinos de fondo fijo y operaciones de apoyo en construcción.

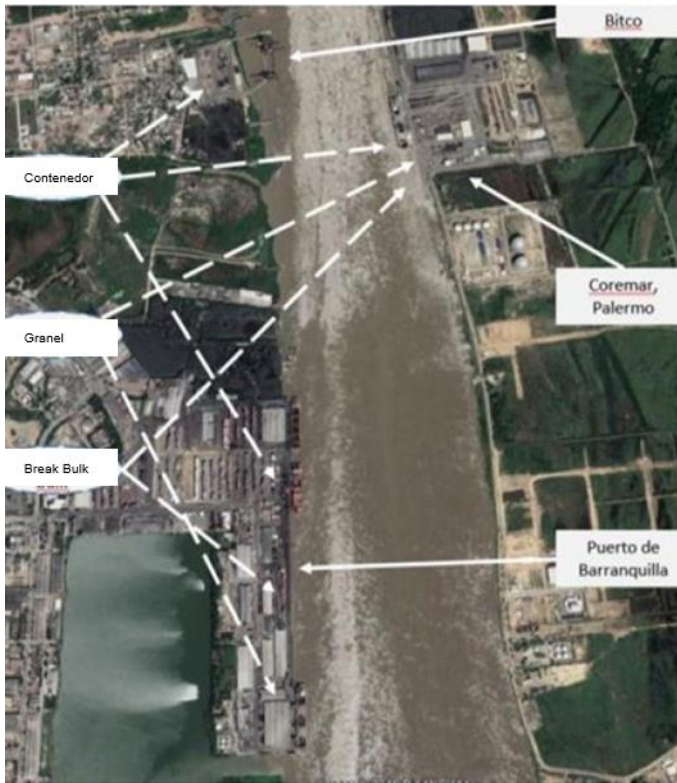
La principal limitación para el Puerto de Barranquilla es la profundidad del canal. Un caño en la desembocadura del río Magdalena reduce la profundidad del agua a 9 metros, y debe dragarse de manera rutinaria para mantener el depósito de agua de 11 metros requerido para acomodar los buques de carga. Potencialmente, podría haber limitaciones con muchas (pero no necesariamente todas) de las estructuras de cimientos eólicos flotantes costa afuera de la actualidad, que requieren profundidades de canal más profundas para su construcción y montaje.

Más al sur, hay desarrollos adicionales de nuevas instalaciones portuarias a lo largo del río Magdalena. El Puente Pumarejo, que tiene una restricción de altura de 45 metros y no se espera

²² Fuente: base de datos de logística de acceso abierto. www.dcla.logcluster.org

que obstaculice el acceso, es necesario tenerlo en consideración. Esto evitaría que ciertos componentes de gran tamaño, como los cimientos de las cubiertas de los aerogeneradores o las subestaciones, se transporten verticalmente desde el muelle hasta el área de desarrollo. Sin embargo, los sitios aún podrían usarse para la construcción, fabricación y montaje de varios componentes.

Imagen 80 Imagen aérea del puerto de Barranquilla



Fuente de la imagen: Clúster de logística – Evaluación de la capacidad logística²³

Puerto de Santa Marta: Las instalaciones se utilizan actualmente para una variedad de actividades comerciales, incluida la carga y la carga de contenedores, así como la importación y exportación/descarga de diversos productos básicos. El área del Puerto de Santa Marta es una ensenada compuesta por siete atracaderos diferentes con longitudes de muelles que van desde 105 a 240 metros de largo cada una. La profundidad del canal es lo suficientemente profunda, a 14 metros y el calado del atracadero es de 17 metros, lo que también es favorable para la eólica costa afuera. Una de las ventajas clave del Puerto de Santa Marta es su proximidad a muchas de las posibles zonas de desarrollo eólico costa afuera. Sin embargo, la principal limitación de las instalaciones portuarias de Santa Marta es la longitud del muelle. De los siete (7) atracaderos, varios tienen una longitud de muelle insuficiente necesaria para descargar grandes componentes de estructuras eólicas costa afuera. Además, aunque el espacio total de almacenamiento es suficiente en general, gran parte de éste está ocupado por la infraestructura existente, especialmente los silos y almacenes de granos y productos básicos. La reutilización de estas instalaciones para apoyar la construcción y especialmente la fabricación de componentes de parques eólicos costa afuera,

²³ Fuente: base de datos de logística de acceso abierto. www.dcla.logcluster.org

probablemente requeriría una inversión más significativa que las alternativas en el Puerto de Cartagena.

Imagen 81 Imagen aérea del puerto de Santa Marta



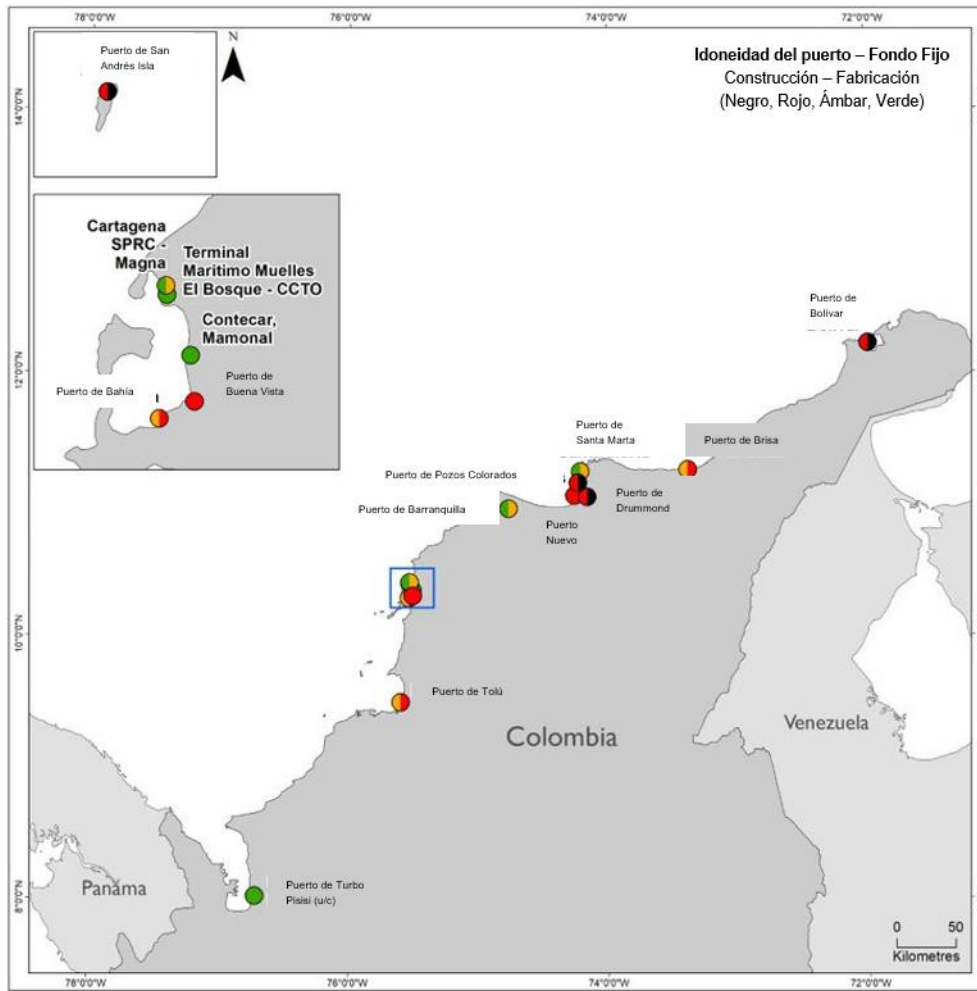
Fuente de la imagen: Clúster de logística – Evaluación de la capacidad logística²⁴

8.3.4 Mapa de puertos potencialmente viables

La imagen 82 muestra la idoneidad de los puertos para la construcción o fabricación de desarrollos eólicos costa afuera de fondo fijo, aplicando los resultados del análisis RAG.

²⁴ Fuente: base de datos de logística de acceso abierto. www.dcla.logcluster.org

Imagen 82 Mapa de idoneidad del puerto para la construcción o fabricación de fondo fijo.

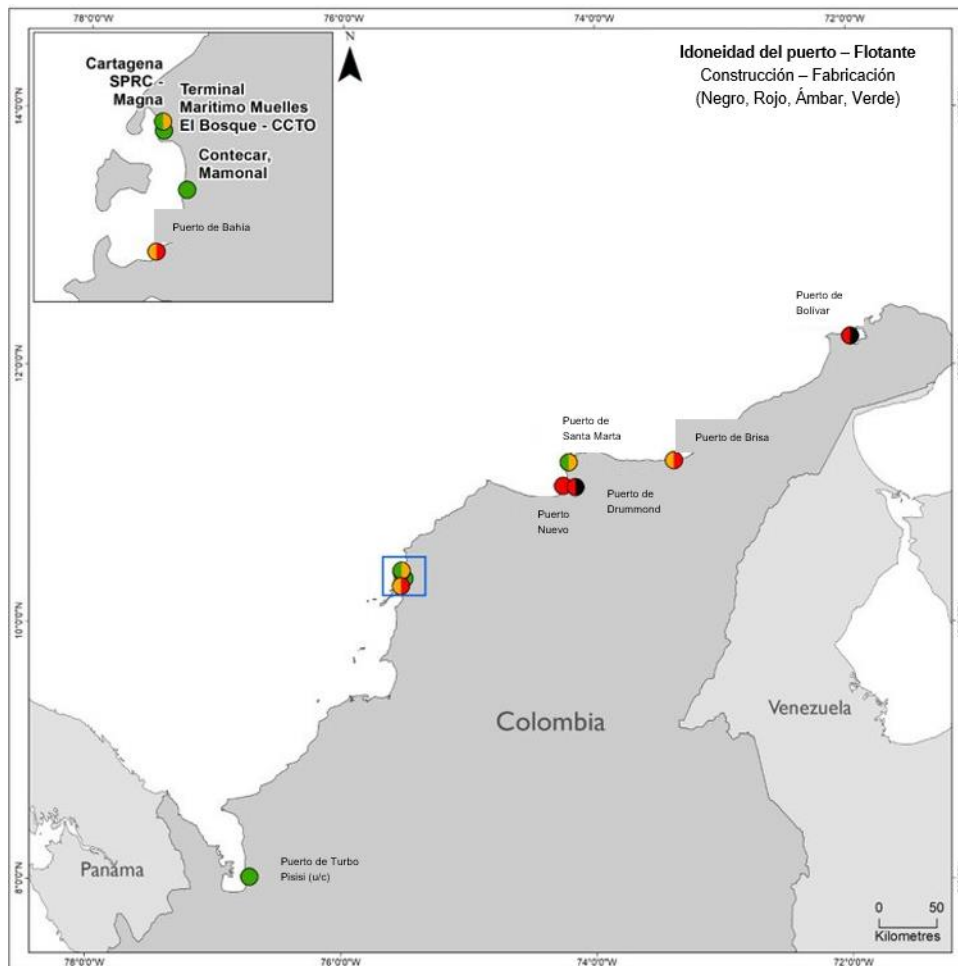


Fuente: Análisis

del RCG según el apartado 8.2.2, basado en la información de la Agencia Nacional de Inteligencia Geoespacial. La escala de colores hace referencia a las tablas anteriores, donde el verde representa adecuado con actualizaciones menores, el amarillo representa adecuado con algunas actualizaciones, el rojo representa adecuado con actualizaciones importantes y el negro representa no adecuado.

El siguiente mapa muestra la idoneidad del puerto para la construcción o fabricación de desarrollos eólicos flotantes costa afuera, aplicando los resultados del análisis RAG.

Imagen 83 Mapa de idoneidad del puerto para construcción o fabricación flotante



Fuente: Análisis del RCG según el apartado 8.2.2, basado en la información de la Agencia Nacional de Inteligencia Geoespacial. La escala de colores hace referencia a las tablas anteriores, donde el verde representa adecuado con actualizaciones menores, el amarillo representa adecuado con algunas actualizaciones, el rojo representa adecuado con actualizaciones importantes y el negro representa no adecuado.

8.3.5 Astilleros

Además de los puertos, los astilleros también han demostrado ser importantes activos de infraestructura costera, así como un eslabón en la cadena de suministro mundial de energía eólica costa afuera. En muchos casos, los propietarios de astilleros han aprovechado con éxito su experiencia en la soldadura y fabricación de otras estructuras complejas de múltiples capas para realizar la transición a la industria eólica costa afuera, ofreciendo servicios de fabricación, ensamblaje y montaje. Los astilleros destacados de Europa y Asia han adaptado con éxito sus competencias básicas en la construcción naval para la fabricación confiable de subestaciones costa afuera, incluidas las cubiertas superiores y los módulos, así como las estructuras de los cimientos.

A medida que madure la cadena de suministro en Colombia, los astilleros pueden surgir como centros de fabricación de ciertos componentes, o como centros de montaje y preparación.

En 2020, el gobierno colombiano aprobó el decreto PROASTILLEROS (decreto 1156 de 2020), que tiene como objetivo promover la nueva construcción nacional de embarcaciones de operaciones comerciales mediante la eliminación de aranceles de importación sobre los bienes y materias primas importadas a Colombia, para uso industrial en la construcción de embarcaciones comerciales. Para fomentar una nueva producción similar en energía renovable, el gobierno colombiano podría considerar una extensión del decreto que exime de aranceles sobre los materiales necesarios para la construcción de energía eólica costa afuera.

A continuación, se muestra una descripción GIS de los astilleros colombianos locales dentro de un rango razonable de las zonas de desarrollo eólico costa afuera propuestas. Estos astilleros están codificados por colores según su idoneidad para las operaciones de soporte eólico costa afuera, dado el equipo existente, las instalaciones (terreno disponible) y el historial previo de cada uno.

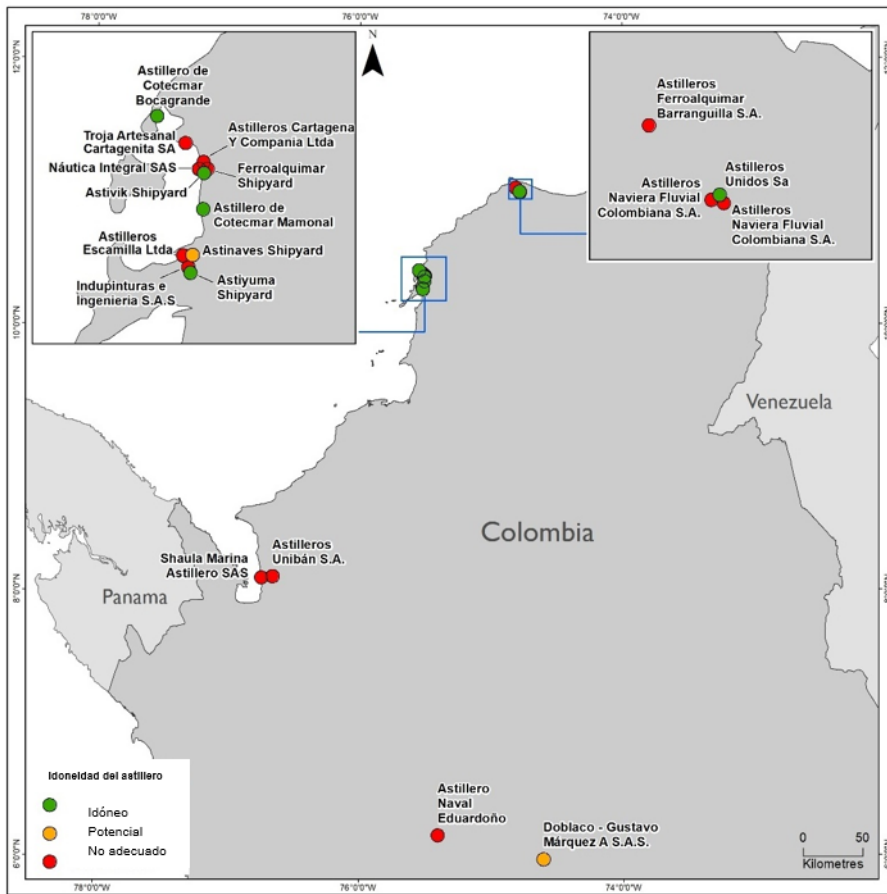
Actualmente, hay 32 astilleros operativos a lo largo de la costa de Colombia en el Mar Caribe y el Océano Pacífico, como se muestra en la imagen 84. De estos 32 astilleros, 22 están ubicados a lo largo de la mitad suroccidental de la costa caribeña de Colombia, de los cuales 11 están directamente en Cartagena. Vale la pena señalar que solo una pequeña cantidad de los astilleros identificados en Cartagena son adecuados y tienen la capacidad para respaldar al sector eólico costa afuera que fabrica módulos superiores y/o cimientos para subestaciones marinas.

Imagen 84 Astilleros de Colombia por región y tipo de actividades

Región	# Astilleros	Tipo de actividades
Caribe (Bolívar, Atlántico, Magdalena)	18 (11 en Cartagena)	<ul style="list-style-type: none"> • Construcción de embarcaciones pequeñas, embarcaciones de recreo y pesca de fibra de vidrio, losas, embarcaciones semirrígidas, lanchas a motor • Reparación de buques alimentadores y buques medianos • Diseño y construcción de buques medianos
Antioquia (Medellín y Turbo)	4	<ul style="list-style-type: none"> • Fabricación de embarcaciones de poliéster, fibra de vidrio, losas, transbordadores de pasajeros y carga, embarcaciones neumáticas y semirrígidas.
Costa Pacífica (Valle del Cauca y Chocó)	6	<ul style="list-style-type: none"> • Fabricación de lanchas y botes a motor, botes de fibra de vidrio, botes recreativos y deportivos
Bogotá / Cundinamarca	4	<ul style="list-style-type: none"> • Fabricación de catamaranes, lanchas patrulleras, lanchas de aluminio, muelles flotantes

Fuente: ProColombia

Imagen 85 Astilleros a lo largo de la costa caribeña de Colombia



Fuente: Análisis RCG 2021

Tres de estos astilleros, Cotecmar, Astivik y Ferroalquimar, operan siguiendo las normas internacionales establecidas (ISO 9001: 2008, ISO 9001: 2015) para trabajos industriales marítimos mayores. Sin embargo, las instalaciones de Ferroalquimar no son capaces de apoyar al sector eólico costa afuera, ya que la empresa se enfoca solo en brindar servicios de reparación y mantenimiento para embarcaciones de hasta 3,000 toneladas y solo tienen un travelift marino de 300 toneladas en sus muelles. Por el contrario, Cotecmar y Astivik operan tres astilleros (Cotecmar tiene dos) que potencialmente podrían servir a la industria eólica costa afuera emergente de Colombia, al brindar una gama de servicios que incluyen la fabricación de cubiertas y cimientos. Astivik tiene un historial comprobado en la prestación de servicios al sector de petróleo y gas en alta mar en Colombia, incluido el servicio de embarcaciones utilizadas en este sector (embarcaciones de suministro en alta mar y plataformas auto elevadoras).

Si estos astilleros resultaran insuficientes para las necesidades de la industria, una posibilidad remota, hasta que el mercado haya madurado significativamente, son los astilleros de Astiyuma, también en Cartagena. Estos podrían movilizarse para producir cimientos y cubiertas de subestaciones marinas. Astiyuma tiene una larga trayectoria en la fabricación de oleoductos y módulos de control de petróleo y gas, así como en otras fabricaciones industriales pesadas.

Barranquilla alberga cuatro astilleros, de los cuales solo uno, Astilleros Unidos, tiene la capacidad de respaldar la fabricación de componentes grandes, cimientos de subestaciones marinas y superficies superiores. Este astillero también podría ser utilizado como punto de montaje y

ensamblaje de proyectos de fondo fijo en la región del Atlántico, ya que la empresa tiene una amplia experiencia en la fabricación y montaje de estructuras de acero.

Asimismo, la región de Antioquia también alberga cuatro astilleros, dos ubicados en Turbo y dos en Medellín. De estos cuatro astilleros, solo el astillero Doblaco - Gustavo Márquez podría soportar proyectos eólicos costa afuera. Sin embargo, este astillero se ubica a más de 300 km de la desembocadura del río Magdalena en el Mar Caribe. Dado que los tres astilleros restantes tienen equipos limitados para respaldar el sector eólico costa afuera, los proyectos en la región de Antioquia podrían enfrentar desafíos durante las fases de construcción y ejecución.

BORRADOR

9 SALUD Y SEGURIDAD

Esta sección proporciona una revisión de la orientación y la regulación de salud y seguridad (H&S por sus siglas en inglés) aplicables en Colombia y proporciona una descripción general de alto nivel de los requisitos de la energía eólica costa afuera.

9.1 Propósito

La gestión y regulación de la seguridad y salud es un aspecto vital para el desarrollo de cualquier proyecto en Colombia, y por tanto, relevante para la industria eólica costa afuera sostenible y responsable. El objetivo de esta sección, es realizar una revisión de alto nivel de la legislación de seguridad y salud ocupacional aplicable en Colombia, con el fin de comprender cómo se alinea con los requisitos generales de trabajo y su aplicación a las operaciones de energía eólica costa afuera.

9.2 Metodología

La evaluación de los requisitos de seguridad y salud ocupacional (H&S) se ha basado en la experiencia del equipo del proyecto como consultores en esta área, tanto a nivel nacional como internacional, y tiene en cuenta consideraciones especiales para proyectos de energía eólica costa afuera.

La revisión de la información existente sobre este tema, ha identificado los marcos de seguridad y salud ocupacional en Colombia que son aplicables a todos los sectores industriales, incluido el de petróleo y gas, que es uno de los más exigentes y controlados a nivel nacional. Las regulaciones específicas aplicables a los aspectos costa afuera de las operaciones de petróleo y gas, tendrían una relevancia significativa para el desarrollo eólico costa afuera. Es importante resaltar que Colombia es un país que en la última década ha establecido un gran volumen de normas en Seguridad y Salud en el Trabajo, lo que lo convierte en un referente en América Latina y en uno de los países con mayor normatividad en el tema.

9.2.1 Estándares Aplicables

9.2.2 Orientación nacional

Los desarrolladores de proyectos de energía eólica costa afuera deberán considerar el marco regulatorio existente para el sector de petróleo y gas costa afuera en Colombia. Esto debe incluir un conocimiento y comprensión integral del Decreto Unificado del Sector Laboral, compendio de toda la normativa aplicable, que se complementa con unas normas específicas destinadas al

fortalecimiento del marco nacional para la prevención de accidentes laborales y enfermedades relacionadas.

Asimismo, se referenciarán estándares internacionales relevantes o buenas prácticas que deban ser tomadas en cuenta, para que los desarrolladores puedan evaluar desde el inicio de la operación el alcance de su sistema de gestión de seguridad y salud. El sistema tomará en consideración la naturaleza del trabajo y la dinámica del cumplimiento legal en el tema para la implementación segura de las actividades requeridas.

Si bien no existe una regulación específica para el sector eólico costa afuera, se debe seguir el marco legal de salud y seguridad ocupacional en Colombia. Como punto de partida, el Decreto Reglamentario del sector laboral, en el capítulo 6, establece los requisitos generales de implementación para cualquier organización en materia de seguridad y salud. Además, la Resolución 0312 de 2019 especifica los requisitos de implementación para cualquier organización de acuerdo con su nivel de riesgo y número de empleados, teniendo en cuenta que una persona con licencia en seguridad y salud ocupacional debe dirigir el desarrollo e implementación de la Salud Ocupacional y Sistema de gestión de seguridad SG-SST.

La siguiente tabla resume los principales requisitos actualmente vigentes que deben cumplirse.

Imagen 86 Principales Normas de Seguridad y Salud Ocupacional vigentes en Colombia 2021

Asunto	Documento	Resumen
Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud Laboral.	Decreto 1072 de 2015. Marco Normativo General del Sector Laboral. Capítulo 6.	La implementación del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional (SGSST) es obligatoria. Las empresas, independientemente de su naturaleza o dimensión, deben implementar un SGSST. Abarca temas relacionados con el incumplimiento legal en el área de seguridad y salud ocupacional.
Normas mínimas de seguridad y salud en el trabajo	Resolución 0312 de 2019. Establece los estándares mínimos del Sistema de Gestión de SST y deroga la Resolución 1111 de 2017.	Los estándares mínimos corresponden al conjunto de normas, requisitos y procedimientos de cumplimiento obligatorio por parte de empleadores y contratistas. Describen los requisitos básicos e indispensables de capacidad técnica, administrativa, financiera y patrimonial que se deben establecer, verificar y controlar para el funcionamiento y desarrollo de las actividades en el Sistema de Gestión de SST. Contempla las consecuencias legales del incumplimiento en el área de seguridad y salud ocupacional.
Plan de contingencia	Resolución 256 de 2014. Establece la normativa para la formación de los cuerpos de bomberos.	La brigada estará compuesta por al menos el 20% de la población activa.
Criterios técnicos en explotación de hidrocarburos costa afuera	Resolución 40295 de 2020. Establece criterios técnicos para proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia	La Resolución estableció los requisitos técnicos obligatorios para las operaciones en el marco de los contratos suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), relacionados con las actividades de perforación, intervención de pozos y producción de hidrocarburos costa afuera bajo el lecho marino en aguas someras, profundas y/o ultra profundas, buscando promover el desarrollo de dichas actividades de manera segura, sustentable y responsable.

Áreas protegidas	Decreto 2372 de 2010. Reglamentando el Decreto Ley 2811 de 1974, Ley 99 de 1993, Ley 165 de 1994 y Ley 216 de 2003, en relación al sistema nacional de áreas protegidas.	Este decreto tiene por objeto regular el Sistema Nacional de Áreas Protegidas, las categorías de manejo que lo componen y los procedimientos generales relacionados con él y la naturaleza de las actividades que pueden ser compatibles con los objetivos de conservación en cada caso.
Inscripción al Sistema General de Riesgos Laborales.	Decreto 1072 de 2015. Marco regulatorio del sector laboral	Establecer el registro obligatorio de todos los trabajadores a los Sistemas Generales de Riesgo Laboral
COVID-19	Resolución 777 de 2021	Se definen los criterios y condiciones para el desarrollo de las actividades económicas, sociales y estatales y se adopta el Protocolo de Bioseguridad para la ejecución de estas actividades.
Emergencia sanitaria.	Decreto 1026 de 2021	Se decreta instrucción respecto a la emergencia sanitaria generada por la pandemia de Coronavirus COVID - 19, y el mantenimiento del orden público, aislamiento selectivo con distanciamiento individual responsable y reactivación económica Segura.
Carga física (biomecánica)	Resolución 2400 de 1979	Disposiciones sobre vivienda, higiene y seguridad industrial en los establecimientos de trabajo. Describe las obligaciones de empleadores y trabajadores sobre los servicios de higiene en el lugar de trabajo, eliminación de desechos y campamentos de trabajadores, entre otros.
Desastres Naturales	Decreto Presidencial 1081 de 2015. Marco normativo para la gestión de emergencias.	Se adoptan medidas generales para el desarrollo del plan de gestión de riesgo de desastres para entidades públicas y privadas en el marco del art. 42 de la Ley 1522 de 2012.
Energía Eléctrica	Resolución 5018 de 2019.	El Anexo Técnico brinda lineamientos sobre Seguridad y Salud Ocupacional en los Procesos de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
Evaluaciones médicas ocupacionales	Resolución 2346 de 2007.	Regula la práctica de las evaluaciones médicas ocupacionales y la gestión y contenido de las historias clínicas ocupacionales.
	Circular 022 de 2021	No es requisito de las pruebas de SARS-Cov-2 (COVID 19) por parte del empleador a los trabajadores y solicitantes de empleo.
Manejo de energía eléctrica de baja, media, alta y extra alta tensión.	Resolución 90708 de 2013.	Describe el reglamento técnico para instalaciones eléctricas RETIE, entre otros temas.
Medidas sanitarias	Ley 9 de 1979	Definir las medidas sanitarias para la protección del medio ambiente, abastecimiento de agua, salud ocupacional y saneamiento, entre otras.
Notificación e investigación de accidentes laborales	Resolución 1401 de 2007.	Regular la investigación de incidentes y accidentes laborales.
Transporte de personal	Ley 769 de 2002.	Establecer el Código Nacional de Tráfico Terrestre y otras disposiciones relevantes.
	Resolución 1.565 de 2014	Establecer la guía metodológica para la elaboración del Plan Estratégico de Seguridad Vial.

Medio ambiente y desarrollo sostenible.	Decreto 1076 de 2015.	Establecer el marco general de Gestión Ambiental y Desarrollo Sostenible.
Trabajar para niños menores de edad	Resolución 1796 de 2018.	Define las responsabilidades del empleador con respecto a los trabajadores menores de edad y otras disposiciones. Proporciona un listado de actividades peligrosas que por su naturaleza o condiciones laborales resultan nocivas para la salud e integridad física o psicológica de los menores de 18 años.
Responsabilidades del empleador	Decreto 2663 y 3743 de 1950. Código sustantivo del trabajo	Establecer el código de justicia en las relaciones entre empleador y trabajador.
Dentro del lugar de trabajo, fuera del lugar de trabajo y factores individuales (Riesgo psicosocial).	Ley 1010 de 2006	Establecer las medidas adoptadas para prevenir, subsanar y sancionar el hostigamiento laboral y otros hostigamientos en el marco de las relaciones laborales.
	Resolución 2646 de 2008	Establece normativa y define responsabilidades para la identificación, evaluación, prevención, intervención y seguimiento permanente de la exposición a factores de riesgo psicosocial en el trabajo y para la determinación del origen de patologías provocadas por estrés laboral.
Riesgo Químico	Decreto 1496 de 2018	Aprueba el Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos y otras disposiciones de seguridad química.
Tareas de alto riesgo: trabajo en alturas	Resolución 1409 de 2012	Establecer el Reglamento de Seguridad para la prevención de caídas en trabajos en altura.
Tareas de alto riesgo: espacios confinados	Resolución 0491 de 2020	Establece los requisitos mínimos para garantizar la seguridad y salud de los trabajadores que trabajan en espacios reducidos.

Fuente: RCG-ERM, 2021

9.2.3 Orientación internacional

Además de las regulaciones asociadas con HSE que existen actualmente en Colombia, sugerimos que se consideren otras regulaciones, las cuales están disponibles internacionalmente (Reino Unido y alrededor del mundo). Estas normativas están específicamente enfocadas a proyectos eólicos costa afuera, para lo cual sugerimos que las autoridades las tengan en cuenta como parte de los lineamientos asociados a los aspectos de HSE, para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera.

Imagen 87 Documentos de orientación y legislación sobre salud y seguridad relevantes (Reino Unido / en todo el mundo)

Etapa del proyecto/Resumen del documento de área	Etapa del proyecto/Resumen del documento de área	Etapa del proyecto/Resumen del documento de área
Diseño de seguridad / inspección de respuesta a emergencias Respuesta de emergencia	DNVGL-ST-0145, Subestaciones marinas para parques costa afuera	Principios generales de seguridad, requisitos y orientación para instalaciones de plataformas asociadas con proyectos de energía renovable costa afuera (subestaciones).
Inspección de diseño	DNVGL-ST-0119, Estructuras de turbinas eólicas flotantes	Principios, requisitos técnicos y orientación para el diseño, construcción e inspección de estructuras de aerogeneradores flotantes.

Construcción de diseño	DNVGL-ST-0126, Estructuras de soporte para aerogeneradores	Principios y directrices generales para el diseño estructural de soportes de aerogeneradores.
Construcción de diseño	DNVGL-ST-0437, Cargas y condiciones del sitio para aerogeneradores	Principios, requisitos técnicos y orientación para cargas y condiciones del sitio de aerogeneradores.
Diseño	I IEC 61400, sistemas de generadores de turbinas eólicas	Requisitos mínimos de diseño para aerogeneradores.
Mantenimiento de operación de diseño	EN 50308: Turbinas eólicas: requisitos de medidas de protección para el diseño, la operación y el mantenimiento	Define los requisitos para las medidas de protección relacionadas con la salud y la seguridad del personal (puesta en servicio, operación y mantenimiento).
Varios	Directrices de buenas prácticas de G + e informes de talleres de diseño seguro	Orientación de buenas prácticas destinada a mejorar los estándares globales de salud y seguridad dentro de los parques eólicos costa afuera e informes de talleres que exploran el diseño actual de la industria e investigan mejoras.
Salud y Seguridad	Publicaciones de salud y seguridad de RenewableUK	Varias pautas de H&S para parques eólicos costa afuera, incluidas pautas de respuesta a emergencias.
Seguridad en la construcción	CAP 437, Normas para áreas de aterrizaje de helicópteros costa afuera	Criterios requeridos para evaluar los estándares para áreas de aterrizaje de helicópteros en alta mar.

Fuente: Adaptado del Banco Mundial 2021. Hoja de ruta eólica costa afuera para Vietnam. Banco Mundial. Washington DC. Licencia Creative Commons Atribución CC BY 3.0 IGO

9.3 Resultados

De la información descrita anteriormente, se puede concluir que, si bien no existen regulaciones específicas para proyectos eólicos costa afuera, las regulaciones generales de seguridad y salud ocupacional de otras industrias son aplicables a estos proyectos. En particular, las regulaciones generales de los sectores que trabajan en operaciones costa afuera, como petróleo y gas, pueden establecer los requisitos y responsabilidades de referencia para cualquier organización que emprenda un proyecto costa afuera de alto nivel. Es importante señalar que este reglamento tiene como objetivo alinearse con el objetivo del gobierno de prevenir accidentes y enfermedades ocupacionales en el territorio nacional.

La experiencia de otros mercados eólicos costa afuera ha demostrado que los desarrolladores de proyectos han implementado una combinación de normativas, estándares y directrices internacionales junto con las directrices nacionales vigentes para el país de operación en lugar de crear nuevas directrices para el mercado eólico costa afuera. Por ejemplo, los parques eólicos costa afuera del Reino Unido seguirán las pautas del MDL y también utilizarán DNVGL-ST-0145/0119/0126, junto con otras normas y pautas ISO.

La legislación nacional actual de Colombia es bastante completa y se actualiza continuamente. Actualmente, no existe conocimiento por parte del gobierno sobre la generación de documentos específicos para la industria eólica costa afuera, dada la amplia gama de normas existentes; sin embargo, se deben tomar en cuenta los nuevos requisitos legales que el gobierno colombiano pueda decretar al respecto.

9.4 Recomendaciones

El enfoque que se ha seguido en otros países (como el Reino Unido) es utilizar las regulaciones de O&G costa afuera como punto de partida y usarlas, junto con las regulaciones internacionales de energía eólica costa afuera, para garantizar las mejores prácticas para minimizar los riesgos de salud y seguridad en el diseño y explotación de parques eólicos costa afuera.

En vista del fuerte interés del Gobierno en promover proyectos de energías alternativas en el territorio nacional, el gobierno estaría en la mejor posición para involucrarse con los diferentes desarrolladores de proyectos en una etapa temprana, con el fin de obtener una mejor comprensión de los diferentes estándares y regulaciones internacionales que se aplicará a los proyectos eólicos costa afuera. Asimismo, se debe considerar el apoyo del Ministerio de Trabajo de Colombia para ampliar el conocimiento de los requisitos legales en materia de seguridad y salud ocupacional en territorio colombiano.

Se debe enfatizar que el desarrollador del proyecto es responsable de asegurar que el proyecto tenga el personal y los recursos financieros necesarios para implementar las consideraciones legales de salud y seguridad ocupacional para el proyecto.

BORRADOR

10 MARCO REGULATORIO

10.1 Propósito

Este capítulo analiza los requisitos de un marco regulatorio para ofrecer un mercado eólico costa afuera exitoso, y considera las opciones para el enfoque de Colombia en función de sus marcos existentes y la experiencia en los mercados eólicos costa afuera establecidos a nivel internacional.

A lo largo de este capítulo, se hace referencia frecuente al informe “Factores clave” de la energía eólica costa afuera de Banco Mundial²⁵. Para obtener más información, los lectores deben consultar las secciones relevantes de ese informe, en paralelo a la lectura de las subsecciones de este capítulo.

10.2 Requisitos para estructuras eólicas costa afuera

Los proyectos de energía eólica costa afuera, combinan la escala de las grandes centrales hidroeléctricas y la complejidad de la extracción de hidrocarburos en alta mar, lo que los hace completamente diferentes de la energía eólica terrestre o la energía solar fotovoltaica. El apoyo y la proactividad del gobierno son esenciales para desarrollar un nuevo sector exitoso y entregar las altas recompensas que la energía eólica costa afuera puede brindar.

En Colombia, donde la planificación y el desarrollo de la energía renovable no convencional (NCR), como la energía eólica terrestre y la fotovoltaica solar, está fuertemente liderada por el sector privado, se requerirá un enfoque diferente por parte del gobierno para que la energía eólica costa afuera ayude a gestionar los riesgos, planificar estratégicamente y reducir costos.

10.2.1 Escala y costo del proyecto

Las recientes y dramáticas reducciones de costos globales en la energía eólica costa afuera han sido en gran parte el resultado del aumento de la calificación de las turbinas y la escala del proyecto. Los proyectos de bajo costo que se están desarrollando actualmente son generalmente a escala de gigavatios y utilizarán turbinas eólicas de al menos 15 MW cada una. Uno de estos proyectos eólicos costa afuera de 1 GW requerirá típicamente un gasto de capital (CapEx) de entre US \$ 2.5 y 3.0 mil millones; una diferencia de orden de magnitud con respecto a los proyectos eólicos terrestres que se están desarrollando actualmente en La Guajira.

²⁵ Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets. World Bank/ESMAP/IFC. 2021. Washington, D.C. <http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

10.2.2 Tiempo De Desarrollo E Hitos

Desarrollar un proyecto a escala de gigavatios requiere un gran esfuerzo coordinado entre el sector público y privado, el cual tardará muchos años e implicará altos costos. Por ejemplo, desarrollar un proyecto típico de 1 GW puede llevar entre 7 y 10 años (ver el cronograma de desarrollo de un proyecto típico en la Figura 2.3 en el informe de Factores Clave²⁶) y costar hasta US \$ 100 millones. Este gasto de desarrollo (DevEx) es una inversión de alto riesgo, ya que hay puntos en el proceso de desarrollo en los que el proyecto puede no continuar, lo que significa que no se construye un parque eólico y se pierde la inversión en DevEx. El proceso de desarrollo es, por tanto, una serie de actividades e hitos destinados a reducir el riesgo y aumentar la certeza de que el proyecto se desarrollará con éxito. Es esta certeza y comprensión del riesgo lo que permite a los inversores privados comprometer las enormes sumas necesarias para desarrollar un proyecto.

De manera similar a otros proyectos de energía, hay cuatro hitos importantes en el ciclo de desarrollo de un proyecto eólico costa afuera;

- Concesión de fondos marinos
- Aprobación de permisos ambientales y sociales
- Acuerdo de conexión a la red
- Acuerdo de compra

En el caso de la energía eólica costa afuera, los cuatro hitos suelen representar algún tipo de acuerdo entre el desarrollador privado y el gobierno u organismo público. Estos hitos pueden lograrse por separado o, en algunos mercados, agruparse. Existen numerosas formas de cómo y cuándo se pueden hacer estos acuerdos, y se muestran en esta sección.

10.3 Marcos actuales en Colombia

Esta sección resume los marcos regulatorios actuales aplicables al desarrollo eólico costa afuera en Colombia.

10.3.1 Concesión de fondos marinos

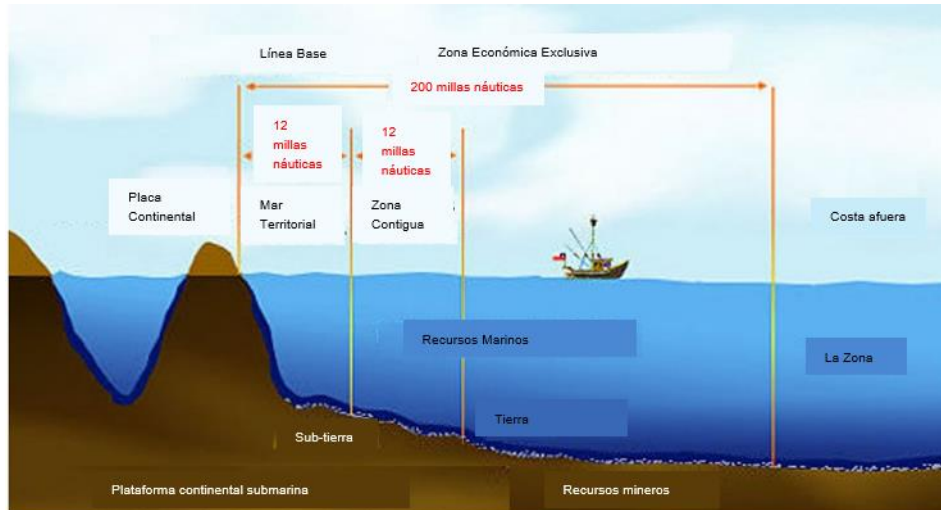
Aunque las primeras etapas del desarrollo de proyectos eólicos costa afuera son viables sin una zona de concesión designada, el camino hacia la capacidad operativa, y la certeza de inversión necesaria para que la adquisición y la instalación avancen, puede eventualmente requerir que un desarrollador reciba permiso para el desarrollo de actividades asociadas en un sitio específico. Esta confirmación del derecho legal de realizar actividades de desarrollo en el sitio designado, se conoce como la concesión del control del sitio. En Colombia, se han concedido actividades de prefactabilidad, que no implican la concesión (derechos exclusivos) ni la prioridad para conseguir un concesión en su momento.

²⁶ Washington, D.C. : World Bank/ESMAP/IFC.
<http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

10.3.2 Leyes marítimas pertinentes en Colombia

Según los estándares internacionales, los espacios marítimos son las aguas interiores, el mar territorial, la zona contigua y la zona económica exclusiva, distribuidos como se ilustra en la imagen 88.

Imagen 88 Espacios Marítimos



Fuente: <https://nauticajonkepa.wordpress.com/>

De acuerdo con el artículo 101 de la Constitución de Colombia:

“El subsuelo, el mar territorial, la zona contigua, la plataforma continental, la zona económica exclusiva, el espacio aéreo, el segmento de la órbita geostacionaria, el espectro electromagnético y el espacio donde opera son también parte de Colombia, de acuerdo con la Norma Internacional o con leyes colombianas en ausencia de estándares internacionales”.

El origen normativo de los espacios marítimos se encuentra en el derecho internacional público, concretamente en tres convenios de 1958:

- Convención de Ginebra sobre la plataforma continental
- Convención de Ginebra sobre el Mar Territorial y la Zona Contigua
- Convención de Ginebra sobre la plataforma continental

Posteriormente, en 1982, la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (CONVEMAR) actualizó y codificó esta normativa internacional, la cual entró en vigor en 1994. Si bien esta convención puede ser considerada práctica internacional, Colombia no ha ratificado esta Convención y por tanto, no es parte del tratado. Sin embargo, la Ley 10 de 1978 y el Decreto 1436 de 1984, armonizaron los espacios marítimos con los estándares internacionales.

El primer artículo de la Ley 10 de 1978 indica que Colombia ejerce plena soberanía sobre el mar territorial hasta las 12 millas náuticas. El artículo primero establece que:

- **Artículo Primero.** El mar territorial de la Nación Colombiana sobre el cual ejerce plena soberanía, se extiende más allá de su territorio continental e insular y sus aguas internas hasta una anchura de 12 millas náuticas o 22 kilómetros 224 metros. La soberanía nacional también se extiende al espacio ubicado sobre el mar territorial, así como al lecho y subsuelo de este mar.

La línea base normal para medir el ancho del mar territorial será la línea de bajamar a lo largo de la costa de acuerdo con el artículo cuarto de la Ley 10 de 1978.

En cuanto a la zona económica exclusiva (ZEE), los artículos 7, 8 y 10 de la Ley 10 de 1978 indican:

- **Artículo Séptimo.** Establecer, adyacente al mar territorial, una zona económica exclusiva cuyo límite exterior alcanzará las 200 millas náuticas medidas a partir de las líneas base sobre las cuales se mide la anchura del mar territorial.
- **Artículo Octavo.** En el área establecida por el artículo anterior, la Nación colombiana ejercerá derechos soberanos para los fines de exploración, explotación, conservación y administración de los recursos naturales vivos y no vivos del lecho y subsuelo y de las aguas suprayacentes. Asimismo, ejercerá jurisdicción exclusiva para la investigación científica y para la preservación del medio marino.
- **Artículo Décimo.** La soberanía de la Nación se extiende a su plataforma continental con fines de exploración y explotación de recursos naturales.

La Ley 10 de 1978 guarda silencio en relación a la zona contigua. La CONVEMAR indica que el Estado puede establecer la extensión de la zona contigua hasta 24 millas náuticas desde la línea base a partir de la cual se mide el ancho del mar territorial. En este espacio de “soberanía reducida”, el Estado puede ejercer el derecho a prevenir cualquier violación de las leyes tributarias, aduaneras, migratorias o sanitarias.

La Parte VII de la CONVEMAR incluye la definición y los reglamentos aplicables a la Zona Adyacente, también conocida como “alta mar”. Ningún Estado puede ejercer la soberanía en alta mar y se aplica el principio general de libertad.

En resumen, Colombia puede generar o permitir la generación de energía eólica costa afuera, tanto en su mar territorial, como en la zona económica exclusiva (e incluso en sus aguas internas). Es decir, hasta 200 millas náuticas (370,4 kilómetros) contadas desde la línea base de marea baja a lo largo de la costa.

PROCESOS DIMAR

La Dirección General Marítima y Portuaria (DIMAR) es la Autoridad Marítima Nacional que ejecuta la política marítima del Gobierno y tiene a su cargo la regulación, dirección, coordinación y control de las actividades marítimas y fluviales. Su jurisdicción se ejerce sobre las aguas marítimas internas, el mar territorial, la zona contigua, la zona económica exclusiva, el fondo y subsuelo marino, aguas adyacentes, litorales, incluyendo playas y tierras de bajamar, puertos, islas, islotes y cayos, y sobre los ríos Magdalena, Guainía, Amazonas, Orinoco, Meta, Arauca, Putumayo, Vaupés, Sinú, Atrato, Patía, Mira y Canal del Dique.

La competencia de la DIMAR para autorizar concesiones de fondos marinos deriva de su naturaleza de Autoridad Marítima Nacional sobre las “actividades marítimas”, las cuales se definen en el artículo tercero del Decreto 2324 de 1984. Según este artículo, las actividades marítimas son los sistemas

de exploración, explotación y prospección de recursos naturales del medio marino, la colocación de cualquier tipo de estructuras, obras fijas o semifijas en el suelo o subsuelo marino, y regular, autorizar y controlar las concesiones y permisos en las aguas, tierras de bajamar, playas y otros bienes de uso público de las áreas bajo su jurisdicción.

Las resoluciones clave relacionadas con el concesión de fondos marinos y las autorizaciones de medición de recursos se encuentran a continuación.

Concesiones para el desarrollo de infraestructura costera

Resolución DIMAR 794

Las normas relativas a concesiones en proyectos de desarrollo de infraestructura de energías renovables no convencionales (en adelante, FNCER) se encuentran en el “REMAC 5: Protección del medio marino y costero”, que recopila un total de 19 resoluciones de la DIMAR. Las reglas relativas a la concesión de proyectos FNCER en espacios marítimos son relativamente recientes ya que fueron incluidas en REMAC 5 a través de la Resolución DIMAR 794 del 20 de noviembre de 2020, agregando el Título 10 a la Parte 3.

Según el artículo 169 del Decreto 2324 de 1984, las concesiones marítimas (que incluye proyectos de la FNCER en áreas marítimas) deben agotar el siguiente trámite:

“Artículo 169. Requisitos para el otorgamiento de concesiones marítimas. En los procesos de ordenamiento marítimo costero, los requisitos para el otorgamiento de concesiones marítimas a cargo de la Dirección General Marítima son los siguientes:

- a) Presentar solicitud ante la Capitanía del Puerto, presencial o electrónicamente, la cual deberá contener el nombre completo y número de identificación, si es comerciante acreditar el registro mercantil respectivo, si es persona jurídica la entidad consultará el certificado de existencia y representación legal en el Registro Único Empresarial (RUES).
- b) Planos de ubicación y delimitación del terreno o área en que se solicita la concesión, con las construcciones proyectadas o infraestructura existente, en su caso, debidamente georreferenciada, según los parámetros que establezca la Dirección General Marítima.
- c) Estudios técnicos de las condiciones hidrográficas y oceanográficas del área de influencia del proyecto.
- d) Informe descriptivo del proyecto incluyendo tipo de obra, método de construcción y cronogramas de trabajo, así como descripción detallada del objeto y actividad a desarrollar dentro del área solicitada en concesión en medios magnéticos.
- e) Licencia ambiental o plan de manejo ambiental, según corresponda, expedido por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), Corporación Autónoma Regional o la Secretaría de Medio Ambiente de los Distritos Especiales, según su jurisdicción, indicando que la explotación o construcción para la cual se solicita la concesión no sea

contrario a las normas de conservación y protección de los recursos naturales existentes en la zona²⁷.

f) Certificación emitida por la Alcaldía Distrital o Municipal, Gobernación del Departamento del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina o la Curaduría correspondiente, que indique que el terreno sobre el que se va a construir el proyecto cumple con la normativa de uso de terreno definida en el Plan de Ordenamiento Territorial.

g) Concepto emitido por el Viceministerio de Turismo o la Secretaría de Turismo de los Distritos Especiales, en el que se establece que las explotaciones o construcciones que se pretenden adelantar no interfieren con los programas de desarrollo turístico de la zona.

h) Certificación emitida por el Ministerio de Transporte que acredite que no existe proyecto de instalaciones portuarias en el terreno o área a concesionar.

i) Determinación de Procedencia y Oportunidad de Consulta Previa emitida por la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) sobre la presencia o no de comunidades étnicas en el área del proyecto.

j) Pago correspondiente al valor del trámite.

Parágrafo 1. Cuando el proyecto se ubique cerca a, o en áreas protegidas donde existan bienes patrimoniales arqueológicos o Bienes de Interés Cultural, se requiere el Programa de Arqueología Preventiva y/o Plan de Manejo Arqueológico, según sea el caso, aprobado por el Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH), y/o la Autorización para intervenir en un Bien de Interés Cultural de Ámbito Nacional por parte del Ministerio de Cultura²⁸.

Parágrafo 2. Plazo para la emisión de certificaciones en trámites de concesión marítima. Las autoridades que deban emitir certificación dentro del proceso de otorgamiento de concesión marítima a cargo de la Dirección General Marítima tendrán un plazo máximo de sesenta (60) días naturales para emitir la respuesta correspondiente, contados desde la recepción de la solicitud por parte de las personas naturales o jurídicas de la Autoridad Marítima Nacional²⁹.

Asimismo, el Artículo 5.3.10.2 del REMAC 5 establece que existen cuatro etapas para la obtención de la concesión del área donde se desarrollará el proyecto FNCER, de la siguiente manera. En la etapa preliminar: (i) se presentan los documentos para solicitar la concesión; (ii) en la etapa de prefactibilidad, se emite una orden procesal ordenando la presentación de certificaciones y soporte documental; (iii) en la etapa de publicidad, se publicita el proyecto de conformidad con el artículo 171 del Decreto Ley 2324 de 1984; y (iv) en etapa de factibilidad, la DIMAR otorga la concesión mediante acto administrativo si no existen impedimentos técnicos o legales.

²⁷ En el párrafo 11.2.3.3 se describe el nivel de alineación de la EIAS con los estándares internacionales.

²⁸ En el párrafo 11.2.3.3 se describe el nivel de alineación de la EIAS con los estándares internacionales.

²⁹ Según este artículo, la solicitud de concesión se realiza directamente y no menciona la necesidad de un llamado a licitación público, por lo que debe entenderse que el régimen de contratación estatal no se aplica a este tipo de concesiones.

La solicitud de concesión se realiza ante el Capitán de Puerto de Primera Categoría correspondiente, según la ubicación del proyecto. Actualmente esta parte del procedimiento está en revisión con la intención de centralizar todas las solicitudes a través de la DIMAR. La Resolución DIMAR 794 de 2020 detalla la documentación y las distintas certificaciones que se deben aportar a la DIMAR para solicitar la concesión, de conformidad con el artículo 5.3.10.6. Si alguna de las entidades emite una certificación desfavorable al proyecto, la misma deberá ser radicada a través de un acto administrativo, el cual podrá ser apelado por vías gubernamentales y judiciales.

Se debe considerar que, en virtud de la concesión, se autoriza la obra para la construcción del proyecto FNCER en el espacio marítimo determinado por acto administrativo. Estas construcciones están sujetas a las condiciones de seguridad, higiene y estética determinadas por los planes reglamentarios o las disposiciones de la DIMAR. Además, al vencimiento del plazo de la concesión, las construcciones son revertidas a la Nación, como corresponde a todas las concesiones. Finalmente, de conformidad con el artículo 176 del Decreto 2324 de 1984, la concesión queda sin efecto por las razones expresadas:

“Artículo 176. Causas de nulidad. Las concesiones para construir quedarán sin efecto en los siguientes casos:

1. Cuando no se otorgue Escritura dentro del plazo señalado en el artículo anterior.³⁰
2. Cuando las construcciones no hayan sido erigidas dentro del plazo establecido en la resolución respectiva.
3. Cuando la construcción no se ajuste a los planos aprobados.
4. Cuando a la construcción se le dé un destino diferente al determinado en la concesión.
5. Cuando las razones o circunstancias que dieron origen a la concesión se hayan modificado considerablemente.
6. Cuando las pólizas ordenadas no se establezcan en tiempo y forma.

Los hechos a que se refiere este artículo serán informados por el respectivo Capitán de Puerto a la Dirección General Marítima y Portuaria, que emitirá la resolución respectiva”.

Finalmente, además del Título 10 de la Parte 3 de REMAC 5, otros títulos también pueden ser relevantes para el desarrollo de proyectos FNCER costa afuera. Por ejemplo, el Título 4 establece criterios y procedimientos para modificar las concesiones otorgadas. El Título 5 establece criterios y procedimiento para la reversión de las construcciones objeto de la concesión, y el Título 7 contiene disposiciones sobre la publicidad de las solicitudes de concesión.

Autorización de medición de recursos

Resolución DIMAR 240

La Resolución DIMAR 240 del 26 de marzo de 2021, regula el procedimiento y requisitos obligatorios para el cumplimiento de las personas o entidades públicas que estén interesadas en obtener

³⁰ El interesado en la concesión deberá certificar ante notario la póliza que garantice el cumplimiento de las obligaciones contraídas dentro de los diez días siguientes a la fecha de vigencia del acto administrativo que otorga la concesión.

autorización para la instalación temporal (no permanente) de cimentación fija o infraestructura flotante, para la recolección de datos necesarios para avanzar en el diseño de proyectos. Esta autorización cubre el seguimiento de la información de investigación científica climática, ambiental, física y marina costera, en áreas de aguas marítimas, playas marítimas y / o tierras de bajamar bajo la jurisdicción de la DIMAR.

Esta autorización tendrá una vigencia máxima de un (1) año, prorrogable una sola vez. Los interesados deberán solicitar dicha autorización a la DIMAR acreditando los siguientes documentos:

- 1) Descripción detallada del propósito de la recolección de datos, áreas a ocupar, así como el tipo de elementos y materiales de la infraestructura necesarios para adquirir la información, evitando el uso de materiales que presenten posibles riesgos ambientales,
- 2) Estudio de estabilidad de la infraestructura propuesta, la cual debe cumplir con criterios de seguridad y protección ambiental,
- 3) Cuando la infraestructura propuesta se ubique en playas, un concepto emitido por la autoridad distrital o municipal o el Departamento de San Andrés y Providencia, según corresponda, indicando si la infraestructura temporal es compatible con la normativa de uso de suelo definida por el municipio o distrito en su Plan de Ordenamiento Territorial,
- 4) Mapa del sector o área objeto de la solicitud, y la ubicación proyectada para los elementos de infraestructura propuestos con referencia al Marco de Referencia Geocéntrico Nacional (MAGNA-SIRGAS), Datum Oficial de Colombia,
- 5) Certificado de Viabilidad emitido por la autoridad ambiental competente. En caso de requerir Licencia Ambiental o aprobación del Plan de Manejo Ambiental, el patrocinador deberá someter el Programa de Arqueología Preventiva a revisión y aprobación por el Instituto Colombiano de Antropología e Historia, de conformidad con el artículo 131 del Decreto 2106 de 2019³¹,
- 6) Fotocopia del Certificado de Ciudadanía del solicitante (persona física) o Certificado de Existencia y Representación vigente (persona jurídica),
- 7) Documentación vigente de las embarcaciones a utilizar, en caso de que se realicen eventos o actividades en aguas marítimas, y
- 8) Recibo que documente el pago del monto correspondiente por el trámite definido por la Dirección General Marítima de acuerdo con la Ley 1115 de 2006.

Una vez radicada dicha documentación ante la DIMAR, el Área Costera de la Capitanía de Puerto de la jurisdicción será responsable de emitir el concepto técnico en 20 días hábiles, previa inspección del área objeto de la solicitud de autorización. El concepto técnico se adjuntará al acto administrativo DIMAR que autorice o niegue la solicitud de autorización, el cual incluirá los respectivos términos, obligaciones y condiciones para la recolección de datos.

Una vez vencida la vigencia de la autorización o completada la recolección de datos, en un plazo no mayor a 15 días hábiles, se deberá retirar la infraestructura de acuerdo con los lineamientos ambientales y demás obligaciones contenidas en la autorización de la DIMAR. Asimismo, los datos meteorológicos y oceánicos recopilados serán entregados a DIMAR.

10.3.3 Licencias y permisos ambientales

Si bien el Estado colombiano a través de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) aún no ha formulado Términos de Referencia genéricos para proyectos eólicos costa afuera, las

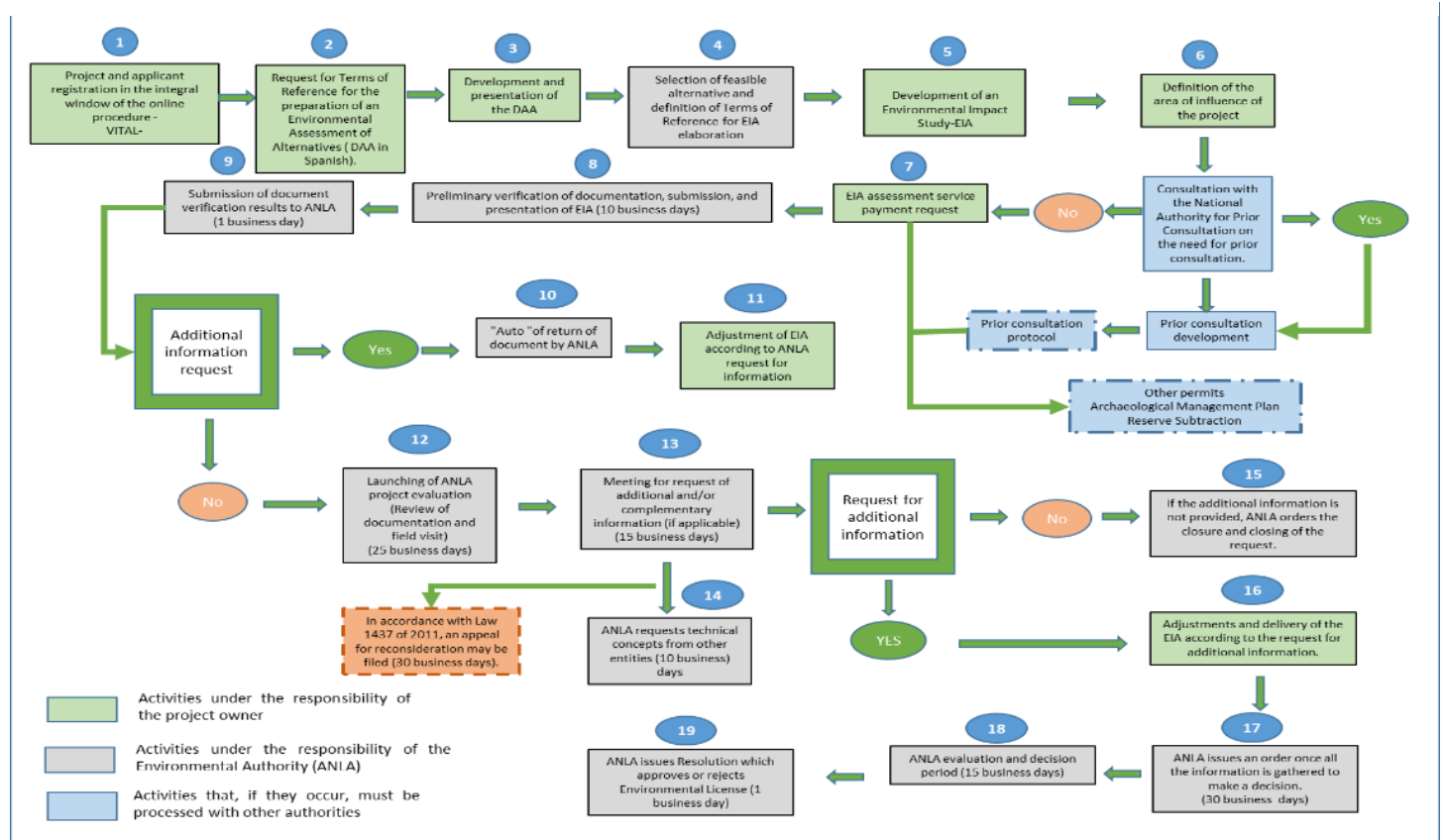
³¹ En el apartado 10.3.2.1 se describe el nivel de adecuación de la EISA a las normas internacionales

siguientes consideraciones describen la legislación y los procedimientos vigentes para licenciar proyectos de energía renovable en tierra, entendiendo que el licenciamiento de proyectos eólicos costa afuera seguirán un proceso similar.

Mediante Resolución 1312 del 11 de agosto de 2016, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible adoptó los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), requerido para la tramitación de la licencia ambiental de proyectos para el aprovechamiento de fuentes eólicas continentales. El Registro de Proyectos en la Ventanilla de Tramitación Integral en Línea – VITAL es el mecanismo de archivo provisto por ANLA para solicitar la Licencia Ambiental, y/o realizar la modificación de la Licencia Ambiental y otros instrumentos ambientales. Según la ANLA, el registro en la plataforma VITAL es el primer paso que debe dar el interesado para solicitar la Licencia Ambiental, incluso antes de requerir Términos de Referencia específicos para el proyecto eólico costa afuera.

BORRADOR

Imagen 89 Proceso de arrendamiento ambiental en Colombia



Fuente: RCG-ERM 2021

Con apoyo en los Términos de Referencia ToR-09, el patrocinador deberá considerar lo siguiente:

- **Procedimientos preliminares:** Estudios previos, radicación de sustracción de reservas y/o levantamiento de veda (si aplica), identificación de áreas SINAP y SIRAP, y notificación al Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH).
- **Definición del Área de Influencia (AI):** El AI debe estar formulada con información primaria y secundaria (cualitativa y/o cuantitativa) sobre las condiciones ambientales y sociales de cada Proyecto. Su definición es un insumo fundamental para identificar y evaluar los impactos ambientales y sociales preliminares. La Metodología General para la Elaboración y Presentación de Estudios Ambientales (ANLA, 2018) establece que el AI debe considerar los entornos abióticos, bióticos y socioeconómicos.
- **Componente Biofísico:** Para los diferentes aspectos biofísicos, además del trabajo de campo para recolectar información primaria, el EIA deberá incluir información de entidades nacionales, locales y departamentales relacionadas con temas de áreas de manejo especial (áreas protegidas, áreas sujetas a regímenes legales especiales, caladeros y rutas de pesca artesanal e industrial). También considerará otros proyectos cercanos, proyectos superpuestos, rutas, navieras, número y tipo de embarcaciones que transitan por la zona, normativa vigente sobre tráfico y proyectos marítimos, presencia de cables submarinos y bloques licenciados/no licenciados.

Adicionalmente, el proceso debe considerar documentos de política, leyes, decretos y resoluciones relevantes a nivel nacional; acuerdos y resoluciones regionales; acuerdos a nivel departamental y decisiones ejecutivas a nivel de municipio o distrito. Las respectivas autorizaciones y permisos para la actividad en el Área de Influencia del Proyecto deberán ser adelantados ante la DIMAR, el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad Administrativa Especial del Sistema Nacional de Parques Naturales de Colombia (UAESPNN) y el MADS.

- **Componente Socioeconómico:** Considerando el Área de Influencia definida, el patrocinador debe solicitar una certificación de comunidades étnicas dentro del AI al DANCP. El procedimiento se refiere específicamente a la Determinación de Procedencia y Oportunidad de Consulta Previa. Dependiendo de la respuesta, el patrocinador procederá con el desarrollo del proceso de Consulta y/o Consentimiento Libre, Previo e Informativo (CLPI) en el marco del proceso de participación y socialización, estipulado en los TdR 09. Cuando proceda el proceso de Consulta Previa, el patrocinador seguirá las disposiciones de la Directiva Presidencial No. 10 de 2013 y la Directiva Presidencial No. 8 de 2020, que definen las etapas del proceso consultivo como:

- 1) Determinación de origen de la Consulta Previa,
- 2) Coordinación y preparación,
- 3) Preconsulta,
- 4) Consulta previa, y
- 5) Seguimiento de acuerdos y cierre.

Particularmente con las comunidades no étnicas (comunidades rurales y autoridades gubernamentales), el patrocinador debe establecer un plan de participación que incluya al menos tres (3) escenarios:

- 1) Compartir información sobre las características técnicas, actividades y alcance tanto del Proyecto como del EIA a ser elaborado,
- 2) Generar espacios de participación durante la elaboración del EIA, en los que se presente información y se reciba retroalimentación sobre el proyecto y sus implicaciones, específicamente sobre los impactos y medidas de gestión ambiental para las diferentes etapas (pre-construcción, construcción, operación y desmantelamiento). Asimismo, se debe alentar a los participantes a identificar otros impactos y medidas de manejo no contempladas en el EIA; e incluirlos en la evaluación de impacto y en el Plan de Gestión Ambiental, y
- 3) Socializar los resultados del EIA, antes de presentarlo a la Autoridad Ambiental.

En caso de identificar Unidades Territoriales (aldeas y/o corregimientos) dentro del Área de Influencia, el patrocinador elaborará una caracterización socioeconómica integral considerando los siguientes componentes:

- 1) demográfico (historia y ocupación del territorio, dinámica poblacional, tendencias demográficas, estructura poblacional, patrones de asentamiento, población migrante, etc.),
- 2) espacial (calidad y cobertura de los servicios públicos y sociales),
- 3) económico (tipo de actividades económicas, estructura de propiedad, procesos de producción, programas y proyectos, características del mercado laboral, tendencias del empleo, etc.),
- 4) cultural (comunidades no étnicas, comunidades étnicas, patrones de asentamiento, cambios culturales, usos y costumbres, patrimonio cultural, etc.),

- 5) arqueológico (trámites ante el Instituto Colombiano de Antropología e Historia - ICANH, actividades de campo y análisis de resultados),
- 6) organización política (características político-administrativas de las unidades territoriales), presencia institucional y comunitaria (instituciones públicas, organizaciones privadas, mecanismos de participación de la población, organizaciones comunitarias, etc.),
- 7) tendencias de desarrollo (análisis socioeconómico del área apoyado por los resultados de cada componente), y
- 8) si aplica, información sobre la población sujeta a reasentamiento.

Para el desarrollo del componente arqueológico, el desarrollador considerará los lineamientos del Decreto 1698 de 2014, que requiere la definición y aprobación de un Programa de Arqueología Preventiva antes de cualquier intervención submarina o actividad intrusiva en el fondo marino, para fines distintos a la investigación de patrimonio cultural sumergido. Dicho programa deberá garantizar la exploración y prospección segura del área de intervención y en caso de encontrar bienes del Patrimonio Cultural Sumergido, tomará las medidas necesarias para su preservación. ICANH debe establecer los requisitos para dichos programas.

10.3.3.1 Nivel de alineación entre estándares internacionales y EIAS

Para comprender, en general, el nivel de alineación entre los Términos de Referencia típicos para la preparación de la EIAS (requerida para el procesamiento de la licencia ambiental de proyectos de energía eólica costa afuera) y las Normas de Desempeño (PS por sus siglas en inglés) relacionadas con la ICF, se presenta una evaluación general de brechas entre ambas regulaciones. Para esta evaluación se consideraron cuatro (4) categorías: i) Alineados, ii) Parcialmente alineados, iii) No alineados; y iv) No aplica.

Cabe señalar que Colombia no tiene términos de referencia específicos para proyectos de energía eólica costa afuera en la actualidad, por lo que el siguiente análisis se basa en términos de referencia típicos para proyectos de energía eólica terrestre.

En términos generales, se puede observar que los PS están parcialmente alineados con la normativa colombiana. Del número total de subsecciones identificadas para cada PS, se considera que alrededor del 20% de estas están alineadas con la normativa colombiana (términos de referencia para las EIAS).

Imagen 90 Alineación de cada sección del PS con la normativa colombiana

Sección del estándar	Categoría de alineación	Brechas identificadas en la normativa colombiana
Estándar de desempeño 1 - Evaluación y gestión de riesgos e impactos ambientales y sociales		
1.1 Sistema de gestión y evaluación ambiental y social	Parcialmente alineado	Finalización del análisis de riesgos
1.2 Política	No alineado	No se desarrolla una política integral
1.3 Identificación de riesgos e impactos	Parcialmente alineado	Complementación del análisis de riesgos con respecto al análisis

1.4 Programas de gestión	Parcialmente alineado	de impacto y definición de áreas de influencia. Inclusión de análisis de cambio climático, empresas y derechos humanos, grupos vulnerables y desfavorecidos, personas con discapacidad, impactos y planes de gestión por parte de terceros y cadenas de suministro, y auditorías ambientales.
1.5 Capacidad y competencia organizacional	Parcialmente alineado	
1.6 Seguimiento y evaluación	Parcialmente alineado	
1.7 Participación de las partes interesadas	Alineado	
1.8 Mecanismo de comunicación y reclamaciones externas	No alineado	Diseño del mecanismo de atención de quejas y reclamos, desde el inicio del proyecto.
Estándar de desempeño 2 - Mano de obra y condiciones laborales		
2.1 Políticas y procedimientos de recursos humanos	Parcialmente alineado	Definición de políticas y procedimientos desde el inicio del proyecto.
2.2 Condiciones laborales y condiciones de empleo	Alineado	
2.3 Organizaciones laborales	Parcialmente alineado	Generación de una política integral que permita el desarrollo de procedimientos alineados con el PS de la CFI.
2.4 No discriminación e igualdad de oportunidades	Parcialmente alineado	
2.5 Reducción de la fuerza laboral	Parcialmente alineado	
2.6 Protección de la fuerza laboral	Parcialmente alineado	
2.7 Salud y seguridad en el trabajo	Alineado	
2.8 Cadena de suministro	Parcialmente alineado	Desarrollo de políticas y procedimientos para el seguimiento de contratistas.
Estándar de desempeño 3 - Eficiencia de recursos y prevención de la contaminación		
3.1 Eficiencia de recursos	Parcialmente alineado	Desarrollo de un programa de manejo sustentable de recursos naturales alineado con el MASS.
3.2 Emisiones de gases de efecto invernadero	No alineado	No se desarrolla la identificación y caracterización de gases de efecto invernadero.
3.3 Prevención de la contaminación: emisiones y descargas	Alineado	
3.3 Prevención de la contaminación: identificación de ecosistemas	Alineado	

3.3 Prevención de la contaminación: responsabilidad por la contaminación histórica del suelo	Parcialmente alineado	Identificación de proyectos actuales y posibles alteraciones del suelo a partir de la implementación del proyecto.
3.4 Manejo de residuos sólidos	Alineado	
3.5 Manipulación de materiales peligrosos	Parcialmente alineado	Realización de la descripción del manejo de materiales generados en caso de sustitución / mantenimiento y / o desmantelamiento.
3.6 Uso y manipulación de plaguicidas	No alineado	El plan de manejo de plaguicidas no está desarrollado.
Estándar de desempeño 4 - Salud, seguridad y protección de la comunidad		
4.1 Salud y seguridad de la comunidad	Parcialmente alineado	Complementando el análisis de la vulnerabilidad actual y futura de las comunidades
4.2 Servicios que brindan los ecosistemas	Parcialmente alineado	Desarrollo de análisis de ES basados en documentos de orientación y herramientas de registro reconocidos a nivel mundial.
4.3 Exposición de la comunidad a enfermedades	No alineado	La identificación de riesgos para la salud pública no está desarrollada.
4.4 Preparación y respuesta ante emergencias	Alineado	
4.5 Seguridad física	No alineado	No se está desarrollando el programa de entrenamiento para la fuerza de vigilancia.
Estándar de desempeño 5 - Adquisición de tierras y reasentamiento involuntario		
5.1 Diseño del proyecto	Parcialmente alineado	Finalización del análisis de alternativas, incluidos los impactos relacionados con la reubicación involuntaria y las actividades económicas.
5.2 Compensación y beneficios a las personas desplazadas	Parcialmente alineado	Finalización del análisis en relación al efecto a nivel local del cambio de uso del suelo e identificación de cambios contractuales.
5.3 Mecanismo de participación y reclamación de la comunidad: vulnerabilidad	Parcialmente alineado	Diseño del mecanismo de atención de quejas y reclamos, desde el inicio del proyecto.
5.3 Mecanismo de participación y reclamación de la comunidad: mecanismo de reclamación	No alineado	Diseño del mecanismo de atención de quejas y reclamos, desde el inicio del proyecto.

5.4 Planificación e implementación del reasentamiento y restauración de los medios de vida - Censo de personas	Alineado	
5.4 Planificación e implementación del reasentamiento y restauración de los medios de vida - Plan de acción de reasentamiento, un plan de restauración de los medios de vida	Parcialmente alineado	Complementando alternativas de restauración de ingresos
5.4 Planificación e implementación del reasentamiento y restauración de los medios de vida - Procesos de expropiación	No alineado	No se desarrolla ningún plan de acción de reasentamiento.
5.5 Responsabilidades del sector privado en un reasentamiento administrado por el gobierno	No alineado	
Estándar de desempeño 6 - Conservación de la biodiversidad y gestión sostenible de los recursos naturales vivos		
6.1 Protección y conservación de la biodiversidad	Parcialmente alineado	Complementación del análisis de hábitats críticos, plan de acción de biodiversidad, especies exóticas invasoras.
6.2 Gestión de los servicios de los ecosistemas	Parcialmente alineado	Desarrollo de análisis de ES basados en documentos de orientación y herramientas de registro reconocidos a nivel mundial.
6.3 Gestión sostenible de los recursos naturales vivos	No aplica	
6.4 Cadena de suministro	No alineado	Los sistemas y prácticas de verificación no se desarrollan como parte del sistema de gestión ambiental.
Estándar de desempeño 7 - Pueblos indígenas		
7.1 Prevención de impactos adversos	Parcialmente alineado	Complementación del análisis relacionado con el plan de vida de las comunidades.
7.2 Participación y consentimiento	Parcialmente alineado	Complementando el análisis con un enfoque en grupos vulnerables. No se contempla el consentimiento de las comunidades.
7.3 Beneficios de mitigación y desarrollo	Parcialmente alineado	Complementando el análisis de identidades sociales
7.4 Responsabilidades del sector privado cuando el gobierno es responsable de manejar los problemas de los pueblos indígenas	Parcialmente alineado	Complementación de procesos alternativos de caracterización de comunidades étnicas.

Estándar de desempeño 8 - Patrimonio cultural

8.1 Protección del patrimonio cultural en el diseño y la ejecución de proyectos	Parcialmente alineado	Complementar los análisis relacionados con el patrimonio cultural inmaterial.
8.2 Uso del patrimonio cultural por parte del proyecto	Parcialmente alineado	

Fuente: Análisis ERM

10.3.4 Requisitos De Conexión A La Red

En Colombia, para obtener una conexión a la red, todos los desarrolladores deben cumplir los requisitos de la normativa CREG 075-2021, cuyo objetivo es hacer que el proceso de conexión a la red sea más eficiente, transparente y unificado, y liberar la capacidad de transporte no utilizada.

Sujetos Obligados Interesados en conectar generadores, cogeneradores, autogeneradores y usuarios finales Transportistas y Comercializadores.

Procedimiento de asignación de capacidad (proyectos de clase 1)

1. Registro de interesados, a través de la ventanilla única, las empresas interesadas en asignar capacidad deben registrar los proyectos por separado, presentar un estudio de conexión y de factibilidad física de los proyectos; evaluando diferentes alternativas; Si entre las alternativas está la ampliación de activos para uso, se debe incluir al menos una alternativa que incluya la conexión a una subestación existente. Si la conexión es a una subestación del sistema interconectado nacional que aún no tiene ingeniería definida, no se debe presentar el estudio de factibilidad física.

A través de la ventanilla única que la UPME pondrá a disposición, el promotor podrá descargar la información necesaria para realizar los estudios.

2. Los requisitos de los proyectos para presentar la solicitud son: i) COD no mayor a 15 años, ii) la UPME recibirá las solicitudes hasta el 31 de marzo de cada año, todo lo que se presente después de esa fecha será analizado al año siguiente. Esta presentación se hace a través de la ventanilla única, incluyendo un estudio de conexión y viabilidad física.

3. La UPME definirá una tarifa a cobrar por la revisión de los estudios.

4. La entrega de información faltante al estudio sólo se permite una vez.

5. El transportista tendrá 20 días hábiles para revisar y hacer observaciones a los estudios, deberá entregar su pronunciamiento sobre la viabilidad de las alternativas de conexión y presentar otras alternativas si considera que las presentadas no son viables.

6. La asignación de la capacidad de transporte se hará anualmente y se rige por el procedimiento escrito en la resolución UPME 000528 de 2021.

Los proyectos se dividen de la siguiente manera:

- Fila 1, proyectos que requieren la ampliación del sistema interconectado nacional.

- Fila 2, proyectos que no requieren la ampliación del sistema interconectado nacional.

La posición asignada a cada proyecto se publicará a más tardar el 30 de septiembre de cada año. El concepto de conexión para los proyectos de la fila 1 se publicará a más tardar el 20 de diciembre de cada año y para la fila 2 el 31 de octubre de cada año.

Criterios de asignación de capacidad

- Cumplimiento de los lineamientos previstos en los numerales 1 y 2 del artículo 4 de la Resolución 40311 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía.
- La asignación de la capacidad de transporte atenderá las necesidades de expansión y requerimientos del Sistema Interconectado Nacional.
- La UPME podrá priorizar los proyectos que maximicen el aprovechamiento de los recursos de generación disponibles asignados con compromisos del sistema o aquellos que garanticen un menor costo de generación.
- Mayor beneficio neto por kW de capacidad de transmisión, por ejemplo beneficios incrementales en la reducción de pérdidas, restricciones, mejoras en la confiabilidad.
- Obtención de la licencia ambiental y/o realización de la consulta previa.
- Para poder conectarse al Sistema Nacional de Transmisión, el proyecto debe cumplir con el código de red (CREG 025-1995).
- Conexión a una barra existente de 220 kV o más.
- Si la conexión es al Sistema de Transmisión Regional, el proyecto debe cumplir además con lo estipulado en la Resolución CREG 075-1998.

Características Garantía de interconexión:

- 10 USD por kW de capacidad asignada, en COP
- Actualizable cada año con el IPP del DANE
- Validez: COD + 3 meses
- Garantía bancaria, aval bancario, carta de crédito stand-by
- Otorgada por entidades con grado de inversión
- Pago en 2 (15) días desde la solicitud para entidades nacionales

Ejecución de la garantía de interconexión:

- No se puede ejecutar el proyecto (informes de seguimiento)
- No hay actualización ni ampliación de la garantía
- Tercer incumplimiento en los hitos de la curva S
- En la capacidad COD en funcionamiento < 90% de asignación
- No hay reconexión tras la salida temporal/renovación
- Excepción: si el avance del proyecto es superior al 60%, se ejecuta la garantía del 80%.

Seguimiento a proyectos

Cambios en la fecha de puesta en operación son aprobados por la UPME en los siguientes casos:

- Fuerza mayor
- Razones de orden público
- Retrasos en la obtención de permisos y licencias
- Retrasos en las obras de ampliación del SIN

Cesión de la conexión:

La UPME autoriza la cesión de conexión entre proyectos que:

- No hayan entrado en funcionamiento
- Se conecten al mismo punto de conexión
- Tengan capacidad asignada al mismo interesado
- Utilicen el mismo recurso primario
- Estar al día en los hitos de sus curvas S

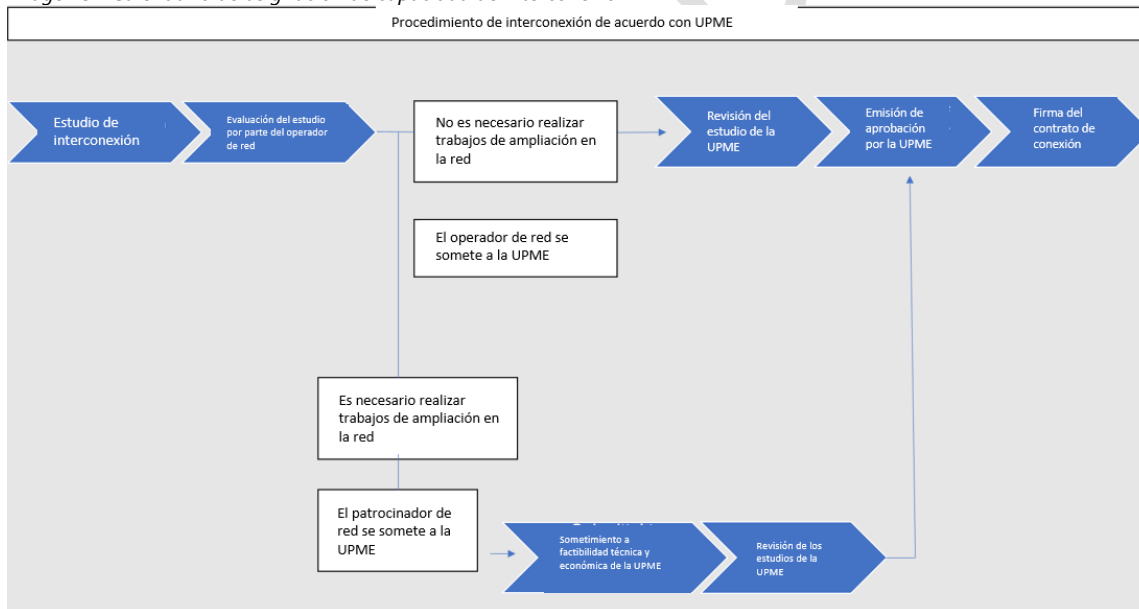
Hitos de cumplimiento Curva S:

- Informes de progreso en la fecha de cada hito, o 6 meses después de que un hito haya vencido
- La UPME publicará esta información

Incumplimiento de la curva S

- 1ª y 2ª ocasión -->Garantía X 2
- 3ª ocasión -->Ejecución de la garantía y liberación de la capacidad
- Liberación de capacidad
- No se puede ejecutar el proyecto (informes de seguimiento)
- El interesado no cumplió con los requisitos posteriores a la asignación
- La garantía no se actualizó correctamente
- 3ª ocasión Incumplimiento de los hitos de la curva S

Imagen 91 Calendario de asignación de capacidad de interconexión



10.4 Enfoques globales para los marcos regulatorios de la energía eólica costa afuera

Las turbinas eólicas costa afuera están operando en 16 países³² de todo el mundo y esos proyectos se han ejecutado a través de una amplia gama de marcos regulatorios. En la mayoría de los mercados, estos marcos han evolucionado y continúan evolucionando a medida que se ha aprendido

³² Countries include; Belgium, China, Denmark, Finland, France, Germany, Ireland, Japan, Netherlands, Portugal, South Korea, Spain, Sweden, United Kingdom, USA, and Vietnam.

más sobre el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera. Esta evolución, a menudo ha sido el resultado de una estrecha cooperación entre el gobierno y la industria, trabajando juntos para resolver problemas, reducir riesgos, mejorar la eficiencia y reducir costos.

Al generalizar la experiencia hasta ahora, los gobiernos han adoptado tres enfoques principales para organizar sus marcos para la energía eólica costa afuera (consulte la sección 3.2 del informe de factores clave³³), y cada enfoque tiene un nivel diferente de participación gubernamental. La Imagen 82 proporciona un resumen de estos tres enfoques.

Imagen 92 Comparación de los tres enfoques principales para organizar marcos para el desarrollo de la energía eólica costa afuera (adaptado de la Tabla 3.1 del informe de factores clave)

	Ad-hoc	Dos Competencias	Una Competencia
Resumen	Enfoque por orden de llegada. Totalmente dirigido por desarrolladores.	Concursos separados por concesión marina y contrato de compraventa de energía. Compartir responsabilidades entre el gobierno y el desarrollador.	Concurso único para la concesión marina y compraventa de energía. El gobierno asume la mayor parte de la responsabilidad del desarrollo del proyecto.
Descripción de actividades	<p>Desarrollador: trabajo de viabilidad inicial para identificar y seleccionar un sitio. Solicita al gobierno los derechos de concesión del sitio.</p> <p>Gobierno: responde a la solicitud y evalúa la aplicación de forma aislada a otras posibles solicitudes futuras.</p> <p>Ambos: Negociar términos.</p> <p>Después de la adjudicación: el desarrollador avanza en todas las etapas del desarrollo del proyecto para obtener permisos,</p>	<p>Gobierno: decide las áreas que se concesionarán, preferiblemente utilizando los principios de Planificación Espacial Marina (MSP) (que probablemente sean áreas amplias, en lugar de límites específicos del proyecto debido a la incertidumbre en esta etapa) y gestiona la competencia, proporcionando reglas y términos de la concesión.</p> <p>Desarrolladores: Responden evaluando áreas del proyecto y licitando en el concurso de concesión siguiendo sus reglas.</p>	<p>Gobierno: lleva a cabo trabajos en las primeras etapas (recopilación de datos, diseño inicial, permisos iniciales y planificación de la red) para eliminar el riesgo suficiente de un sitio de proyecto definido y permitir que los desarrolladores presenten ofertas informadas y basadas en tarifas. Preparar el contrato de conexión y venta de energía que se ofrecerá en el concurso. Gestiona la competencia, brindando reglas y términos de acuerdos.</p> <p>Desarrolladores: responden evaluando los sitios, el paquete de datos y pujando siguiendo las reglas de la competencia.</p>

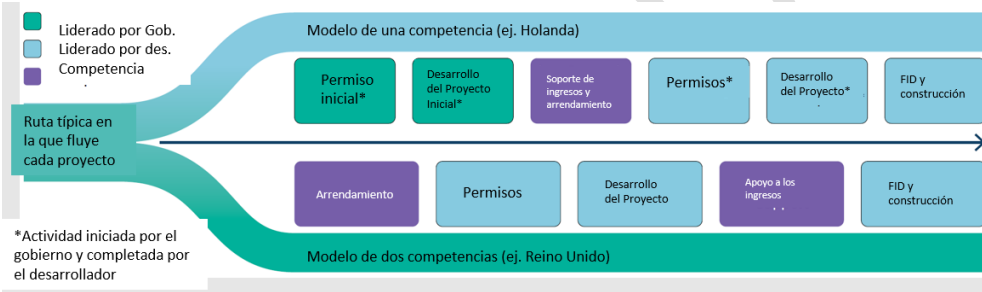
³³ World Bank. Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets (English). Washington, D.C. : <http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

	<p>un acuerdo de conexión a la red y asegurar un acuerdo de compra.</p>	<p>Después de la adjudicación: selección de los ganadores, generalmente en función de los méritos del postor y del proyecto. Los ganadores negocian detalles limitados de la concesión con los términos proporcionados, luego avanzan en todas las etapas del desarrollo del proyecto para obtener permisos, un acuerdo de conexión a la red y asegurar un acuerdo de compra de energía (que es la segunda competencia en este enfoque).</p>	<p>Después de la adjudicación: selección de los ganadores, generalmente según la tarifa de la oferta. Los ganadores negocian los detalles del contrato de concesión con los términos proporcionados, luego avanzan en las etapas restantes del desarrollo del proyecto, incluido el diseño y los permisos finales.</p>
<p>Pros (desde la perspectiva del gobierno)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Se requiere muy poco esfuerzo ya que el desarrollador asume toda la responsabilidad y el riesgo - No hay competencia para diseñar o administrar 	<ul style="list-style-type: none"> - Algún control sobre la ubicación y el momento en que se desarrollan los proyectos. - Posibilidad de planificar estratégicamente la cuadrícula para proyectos. - Hitos manejables con tiempo para coordinar 	<ul style="list-style-type: none"> - Control preciso sobre la ubicación y el tiempo de desarrollo de proyectos. - Solo un único proceso competitivo para gestionar - Alta certeza de que los proyectos se entregarán con éxito.
<p>Contras (desde la perspectiva del gobierno)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Difícil de administrar aplicaciones de la competencia y el tiempo de desarrollo - No hay control sobre la ubicación y el momento de desarrollo de los proyectos, por lo que no es posible planificar estratégicamente - Es poco probable que resulte en los proyectos más óptimos y de bajo costo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Necesidad de diseñar cuidadosamente el concurso de concesión y sus reglas. - Requiere cierta planificación y coordinación de concursos de concesión y venta de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto riesgo y responsabilidad para el gobierno - Requiere un gran compromiso, coordinación, recursos y financiación del gobierno para las actividades previas al desarrollo. - Puede ser difícil acertar con todos los elementos de la competencia.

Ejemplos	Corea, Filipinas	Taiwán, UK, USA	Dinamarca, Alemania, Holanda
----------	------------------	-----------------	------------------------------

La Imagen a continuación proporciona una descripción generalizada de los principales hitos de desarrollo, bajo los enfoques de una y dos competencias, con el fin de organizar marcos eólicos costa afuera (para obtener una descripción más detallada de los enfoques adoptados en diferentes mercados, consulte la Figura 3.4 en el informe de Factores clave). Bajo un modelo de competencia única, el gobierno lleva a cabo las actividades de planificación y predesarrollo para un proyecto específico en un sitio definido, antes de ejecutar una competencia para seleccionar un desarrollador para completar el desarrollo y construir el proyecto. En el enfoque de dos competencias, el gobierno ejecuta una competencia de concesión (generalmente dentro de áreas amplias y predefinidas que han sido identificadas a través de la planificación estratégica y espacial), y luego el desarrollador es responsable de la conexión a la red y las actividades de permisos, antes de la competencia para asegurar un acuerdo venta de energía.

Imagen 93 Descripción general de los marcos y la secuencia de hitos en enfoques de una y dos competencias. (Tomado de la Figura 3.3 en el informe de factores clave)



Fuente: World Bank Key Factors Report

La elección del enfoque amplio a adoptar, ha tendido a depender tanto del enfoque típico de un gobierno para gestionar el desarrollo de la infraestructura del sector privado, como del nivel de madurez del mercado. A menudo, los países han comenzado con un enfoque de tipo ad-hoc, con poca planificación o apoyo gubernamental, pero luego se han movido rápidamente a un enfoque más organizado, con una intervención gubernamental fuerte (enfoque de tipo de competencia única) o adoptando un enfoque más equilibrado para responsabilidades y liderazgo (enfoque del tipo de dos competencias).

Algunas de las principales lecciones que los gobiernos han aprendido al ejecutar y mejorar estos marcos incluyen;

- Cualquier enfoque para organizar marcos puede funcionar, siempre que esté bien ejecutado y proporcione la claridad y certeza que requieren los desarrolladores.
- Es muy beneficioso proporcionar una guía estratégica sobre dónde ubicar los proyectos eólicos costa afuera. La planificación espacial de los proyectos eólicos costa afuera reduce el riesgo de impactos ambientales y sociales adversos y permite la planificación estratégica y la inversión en la red de transporte. En última instancia, esto reduce el riesgo y los costos de desarrollo.

- La cooperación y colaboración entre el gobierno y la industria es esencial para garantizar que los marcos sean adecuados para el propósito y aceptables para los inversores. Un diálogo abierto y continuo ayuda a resolver problemas e identificar áreas de mejora.
- Los marcos deben ser sólidos, transparentes y justos para alentar la participación y la inversión de los desarrolladores, y también para evitar disputas o desafíos por parte de los desarrolladores que no tienen éxito.

10.5 Opciones para marcos eólicos costa afuera en Colombia

Los marcos regulatorios actuales de Colombia proporcionan una buena base para ejecutar proyectos eólicos costa afuera y crear un sector eólico costa afuera exitoso (consulte la sección 10.3 para obtener un resumen de estos marcos). Hay algunos problemas con los marcos existentes, que deberán resolverse para adaptarse mejor a la gestión de los desafíos y riesgos de la energía eólica costa afuera, y estos incluyen;

- El marco de concesión³⁴ no gestiona solicitudes competitivas de derechos de los fondos marinos, y se asigna por orden de llegada. Esto no permite la selección del desarrollador más adecuado para ejecutar un proyecto, ni proporciona al gobierno ningún control estratégico sobre la ubicación y el calendario de los proyectos.
- Actualmente, los requisitos de permisos no son claros, y es probable que los desarrolladores sean responsables de obtener un número incierto de permisos y aprobaciones de muchas agencias y partes interesadas diferentes.
- No existe un plan espacial marino para informar la selección del sitio o la evaluación de impacto ambiental y social (EIAS), lo que significa que los desarrolladores pueden realizar aplicaciones para sitios en cualquier parte de las aguas de Colombia, incluso si estos sitios no son apropiados o presentan altos riesgos para su desarrollo.
- Aún no se conocen los requisitos de una EIAS de energía eólica costa afuera (aunque ANLA está trabajando en ellos). Será importante que estos requisitos de la EIAS se alineen con los de los prestamistas comerciales (que normalmente requieren que los proyectos cumplan con los Estándares de Desempeño de la IFC) y la Buena Industria Internacional.
- Actualmente no existe un plan estratégico para la expansión de la red de transmisión para conectar la generación eólica costa afuera a gran escala. Esto será esencial si los proyectos se van a desarrollar en los recursos eólicos costa afuera más energéticos de Colombia frente a La Guajira, ya que estos proyectos serán las opciones de menor costo.
- Una competencia directa para acuerdos de extracción con energía solar y eólica terrestre no será adecuada para la energía eólica costa afuera. Si bien los proyectos de energía eólica costa afuera pueden tener precios competitivos, es poco probable que las tarifas requeridas (particularmente para los primeros proyectos) sean más baratas que las de la energía solar y eólica terrestre, por lo que los proyectos no ganarían una subasta. Si los desarrolladores no pueden ver una ruta comercialmente viable al mercado, no estarán dispuestos a invertir los 50 a 100 millones de dólares estadounidenses en DevEx necesarios antes de que un proyecto esté listo para entrar en una subasta de tarifas.

La opción más sencilla para abordar estos problemas sería modificar los marcos actuales para adaptarse mejor al desarrollo eólico costa afuera. Esto implicaría seguir un enfoque típico de dos

³⁴ Lit 21 art 5° y art 166 dec 2324/1984 y art 169 dec 2324/1984 y art 65 dec 2106/2019

competencias, similar al modelo utilizado en el Reino Unido. En un nivel alto, esto requeriría los siguientes pasos;

1. La UPME lleva a cabo la planificación de la generación para determinar la capacidad eólica costa afuera práctica que podría requerirse y cuándo podría potencialmente estar en línea.
2. La ANLA lidera un ejercicio de planificación espacial marina para evaluar áreas de riesgo y sensibilidad ambiental y social, e identificar áreas potencialmente favorables para el desarrollo eólico costa afuera.
3. La UPME, en paralelo con la planificación de ANLA, lleva a cabo una evaluación de la planificación estratégica de la red, para identificar las actualizaciones de la red que serían necesarias, cuándo se requerirían, y su costo.
4. MME publica los objetivos y las fechas de capacidad eólica costa afuera, según el plan de generación, la planificación espacial marina y la planificación de la red.
5. MME y DIMAR publican las reglas de un concurso de concesión de fondos marinos, y un cronograma de rondas de arrendamiento, en secuencia apropiada para cumplir con los objetivos de capacidad de MME.
6. ANLA publica los términos de referencia generales para una EIAS de energía eólica costa afuera e, idealmente, comienza a recopilar estratégicamente datos de referencia sobre los receptores ambientales claves identificados en el MSP.
7. MME publica la intención de ejecutar subastas de tarifas específicas de energía eólica costa afuera, programadas para entregar sus capacidades objetivo, y declarando cualquier expectativa de precio mínimo o máximo.

Siguiendo las publicaciones de los pasos 4 a 7, cada agencia debe comprometerse activamente con la industria eólica costa afuera para obtener comentarios y opiniones. Esto ayudará a perfeccionar los planes del gobierno y, por tanto, reducirá los riesgos y costos de desarrollo futuros.

La opción alternativa es apartarse del marco regulatorio actual y diseñar un nuevo enfoque como competencia única, similar al modelo utilizado en Dinamarca. Los pasos 1 a 4 seguirían siendo necesarios, pero los pasos posteriores serían diferentes y podrían incluir los siguientes pasos generales;

5. MME, ANLA y DIMAR definen los sitios del proyecto, con base a las actividades de planificación previas.
6. El MME determina un plan y un cronograma de concursos para otorgar derechos, permisos iniciales, acuerdos iniciales de conexión a la red y acuerdos en principio de extracción.
7. Trabajo de estudio y evaluación de las comisiones de MME en los sitios del primer proyecto, que incluyen; mediciones del viento, mediciones meteoceánicas, estudios de los fondos marinos, estudios de línea de base ambientales, participación inicial de las partes interesadas e ingeniería a nivel de concepto del proyecto.
8. ANLA realiza una EIAS preliminar para los proyectos, con base en los datos y la información recopilada, y coordina la participación de las partes interesadas públicas y privadas en la EIAS.

9. MME y UPME coordinan la planificación de la red, el desarrollo y los planes de inversión para garantizar que la red se pueda entregar y que coincida con el cronograma del proyecto eólico costa afuera.

10. MME desarrolla y publica las reglas para el enfoque de competencia única, estableciendo los términos preliminares de los acuerdos, los datos que se proporcionarán a los posibles postores, los cronogramas de la competencia, las expectativas de precios mínimos o máximos y los pasos que un desarrollador ganador tendría que seguir para finalizar el proceso de permisos.

Este enfoque de competencia única sería considerablemente más exigente para el gobierno. El paso 7, por ejemplo, probablemente costaría más de 20 millones de dólares y tardaría 3 años en completarse. Sin embargo, este enfoque proporcionaría al gobierno un control mucho más preciso sobre la escala, la ubicación y el calendario de los proyectos, dando más certeza de que se cumplirían los objetivos de capacidad.

Independientemente del enfoque que se adopte, para explotar los recursos eólicos costa afuera de menor costo de Colombia, será esencial que el gobierno tenga cierto control sobre la ubicación y el momento de los desarrollos, de modo que las conexiones a la red se puedan planificar estratégicamente.

11 ANÁLISIS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS

11.1 Estimación del costo nivelado de la energía (LCoE por sus siglas en inglés) para la energía eólica costa afuera en Colombia

Esta sección describe los resultados de una evaluación LCoE de los escenarios “Bajo” y “Alto” descritos en la Sección 3.

11.1.1 Enfoque General Y Casos Modelados

Los escenarios “Bajo” y “Alto” se modelaron con base en una evaluación LCoE individual ascendente de cada una de las áreas de interés discutidas en la Sección 5. Para cada uno de los períodos 2030, 2040 y 2050, se evaluó una selección de 8-12 sitios y tamaños de los proyectos, en un conjunto de 12 casos de sensibilidad diferentes.

De un total de más de 300 permutaciones de proyectos modelados individualmente, los resultados se agruparon de acuerdo con el diseño de sus cimientos (fijo versus flotante) y el año COD (Fecha de operaciones comerciales). Para desarrollar nuestros casos de construcción baja y alta, los proyectos se clasificaron para garantizar que se incluyeran los tamaños de proyecto más grandes y razonables en cada escenario de construcción, y así proporcionar una distribución sólida de los resultados.

11.1.2 Metodología de modelado

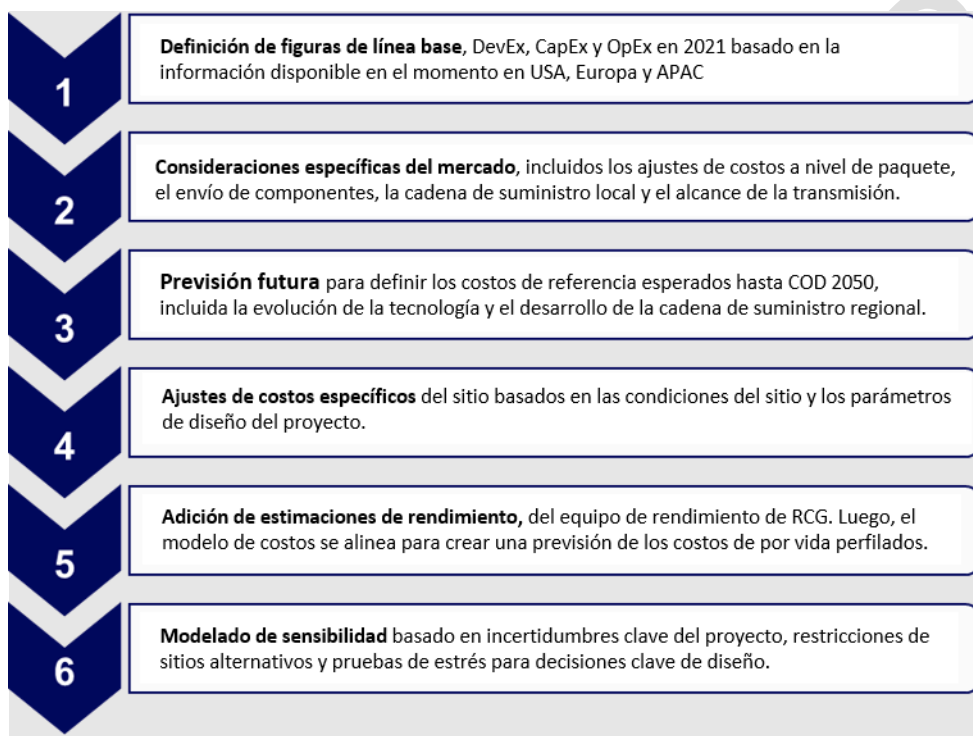
La metodología de modelado de RCG se centra en crear una estimación técnica sólida de LCoE. Debido a la madurez de la industria eólica costa afuera en Europa, la línea de base de costos globales de RCG se formula sobre la base de un parque eólico costa afuera europeo en las condiciones típicas del 'Mar del Norte' construido en 2021 (es decir, suelos adecuados para monopilotes y cubiertas con pilas de pasadores, y condiciones metoceanicas relativamente tranquilas).

Luego, esta línea de base se proyecta hacia adelante para adaptarse a las tendencias del mercado y la tecnología clave para el panorama de costos en la COD (fecha de operaciones comerciales). Esto incorpora los avances tecnológicos esperados y la madurez de la cadena de suministro a nivel regional.

Después de los ajustes de la línea base de costos, se realizó una evaluación de rendimiento de energía de escritorio básica para las áreas de interés discutidas en la Sección 5. Esta evaluación de rendimiento se basó en datos de velocidad del viento modelados disponibles públicamente del Global Wind Atlas y estimaciones de estelas y pérdidas.

La selección de la turbina es una parte crítica, tanto de la estimación de costo, como de rendimiento, con curvas de potencia específicas que se utilizan siempre que estén disponibles para proporcionar las estimaciones más precisas de rendimiento y factor de capacidad neta. Se utilizaron capacidades crecientes de turbinas que oscilan entre 15 y 25MW durante el período de análisis 2030-2050. Todos los resultados del análisis se presentan en valores reales de 2021.

Imagen 94 Flujo de trabajo LCoE



Fuente: RCG

11.1.2.1 Supuestos de entrada

Todos los casos modelados asumen las siguientes entradas de referencia:

- 8% WACC para energía eólica costa afuera de cimientos fijos, 10% WACC para flotante hasta 2030 antes de reducir al 8%
- Vida del proyecto de 30 años
- Tamaño máximo del circuito de CA de 500 MW

El CapEx de transmisión se considera para los cables y subestaciones de exportación costa afuera. Las exclusiones notables de esta evaluación incluyen:

- Todos los costos de actualización de la transmisión en tierra
- Tarifas de red según corresponda

- Condiciones geotécnicas y geofísicas, por falta de datos de alta calidad.
- Primas de costo por inversiones o compromisos de contenido local.
- Tarifas de actualización de puertos o costos de instalación de instalaciones únicas.
- Debido a la falta de un despliegue real de energía eólica costa afuera en el mercado colombiano, todas las primas de nuevos mercados aplicadas reflejan la experiencia de RCG en otros mercados nuevos como los EE. UU. Y Taiwán.
- Las cifras de CapEx y OpEx asumen principalmente componentes suministrados en el extranjero y las distancias de envío para el suministro de componentes a Colombia se calculan a partir de los principales puertos europeos.

Imagen 95 Supuestos clave

Parámetro	Aplicación	Descripción
Capacidad del proyecto	Específico del proyecto	Para el caso de construcción alto, se calculó un rango de tamaños de proyecto hasta la capacidad objetivo total para esa década. Para el caso de construcción bajo, se excluyeron los proyectos grandes para evaluar solo el rango de costos en los tamaños de proyectos que se ajustan al objetivo de construcción. Por ejemplo, el caso de construcción alta 2030 incluye tamaños de proyecto de hasta 1000 MW, mientras que el caso de construcción baja tiene un límite de 200 MW. Se consideró prudente modelar una gama de tamaños dada la sensibilidad del LcoE eólico costa afuera a los efectos de escala. RCG tiene en cuenta los efectos de escala con factores de economías de escala a nivel de paquete en función del número de unidades instaladas.
Profundidad del agua	Específico del proyecto	Las profundidades medias del agua se han medido con base en datos SIG batimétricos.
Concepto de cimentación	Específico del proyecto	Los sitios de fondo fijo (FX) se han evaluado asumiendo cimientos de monopilotes. Los costos tienen en cuenta el tamaño de la turbina, la profundidad promedio del sitio y la innovación futura y las eficiencias de costos esperadas en el mercado. Los sitios flotantes (FL) se han evaluado asumiendo la tecnología de plataforma flotante actualmente implementada. Los costos tienen en cuenta el tamaño de la turbina, la profundidad promedio del sitio y la innovación futura y las eficiencias de costos esperadas en el mercado.
Puerto de construcción	Específico del proyecto	Se incluye un análisis preliminar de los puertos de construcción más adecuados y se miden las distancias probables de la ruta del barco para ingresar al modelo. En algunos casos, es posible que se requieran mejoras en estos puertos de construcción antes de que sean viables; sin embargo, estos riesgos se han considerado en la evaluación de riesgos y no se han incluido en el análisis de LcoE en este momento.
Buque de instalación	General	Se supone que se utilizarán buques de instalación de cimientos y turbinas europeas para todos los emplazamientos. Las distancias de envío dan cuenta de la movilización transatlántica requerida y estos costos se diferencian según las distancias conocidas.
Longitud del cable de exportación	Específico del proyecto	Se han medido rutas de cable representativas para distancias en tierra y en costa afuera hasta la subestación adecuada más cercana. Los costos representan el enrutamiento GIS de alto nivel, pero no se han realizado ajustes para tener en cuenta las condiciones del suelo debido a la falta de datos espaciales de alta calidad.
Tamaño de la turbina	General	Se han asumido 15 MW para todos los sitios con COD 2030, turbinas de 20 MW para 2040 y turbinas de 25 MW para 2050.

Año COD	General	Los años COD están vinculados a los escenarios de construcción (por ejemplo, 2030, 2040, 2050). Estas entradas de COD dirigen un conjunto de escenarios de reducción de costos globales que sustentan el modelo LCOE de RCG, evaluados individualmente en un nivel de costo de paquete.
Vida del proyecto	General	Se han asumido 30 años para todos los sitios.
Otra transmisión	General	Los circuitos de CA se asumen para la mayoría de los proyectos, con un límite de tamaño de corte de circuito de 500 MW (según la progresión de la tecnología estimada y para eliminar el sesgo potencial para cualquier proyecto límite como SE1). Las tarifas de la red TUST se basan en puntos de interés.
WACC	General	Hemos asumido un WACC del 10% para el viento flotante en el período 2030 y del 8% para el fijo, reduciendo ambos al 8% para los períodos 2040 y 2050, para reflejar un aumento nominal en la prima de riesgo tecnológico entre las dos tecnologías.

Fuente: RCG-ERM, 2021

La imagen 96 proporciona una descripción general de los factores generales que afectan LcoE.

Imagen 96 Lista de Factores LcoE clave

Factor LcoE	Descripción
Cadena de suministro	Las mayores economías de escala (es decir, mayores capacidades del proyecto, por ejemplo, 1 GW +) ayudan a reducir los costos al hacer que los procesos sean más eficientes en la fabricación, la construcción y las operaciones y el mantenimiento.
Optimización de las condiciones del sitio	El acceso a una cadena de suministro adecuada y capaz es un factor importante para reducir el LcoE, en particular, la capacidad de crear un mercado de proveedores para reducir los costos maximizando la capacidad de cumplir de los socios de la cadena de suministro.
Competitividad del mercado	Las altas velocidades del viento, las profundidades del agua más bajas y las condiciones favorables del suelo contribuyen a reducir significativamente el LcoE; Además, la experiencia de un desarrollador con ciertas condiciones del sitio también afectará su capacidad particular para optimizar el LcoE del proyecto.
Mejoras tecnológicas	La competencia entre desarrolladores fomenta la innovación y la adaptación para reducir LcoE y, en última instancia, ganar la capacidad de entregar sus proyectos a través de procesos competitivos.
Factor de capacidad aumentado	Las mejoras tecnológicas, como turbinas eólicas más grandes y mejoras en el diseño de cimientos, pueden reducir significativamente el LcoE; los desarrolladores tienen un buen sentido de los cambios futuros en la tecnología.
Costo de los activos de transmisión	Una de las mayores influencias en LcoE; cuanto mayor sea el factor de capacidad, más electricidad se generará y, por lo tanto, menor será el LcoE, incluso después de considerar el aumento potencial de los costos de operación y mantenimiento.
Costo de demora en la construcción de activos de transmisión	La distancia desde la costa es un factor clave en LcoE debido al impacto del costo de instalación de cables de exportación para cada proyecto. Donde los costos pudieran ser compartidos entre proyectos debido al diseño estratégico de red / transmisión costa afuera, el LcoE se reduciría.
Cadena de suministro	En caso de retrasos en la construcción de los activos de transmisión, se incurriría en costos, especialmente debido a la degradación de los activos, así como a los pagos de compensación que tendrían que hacerse por la pérdida de ingresos.

Fuente: Análisis del autor

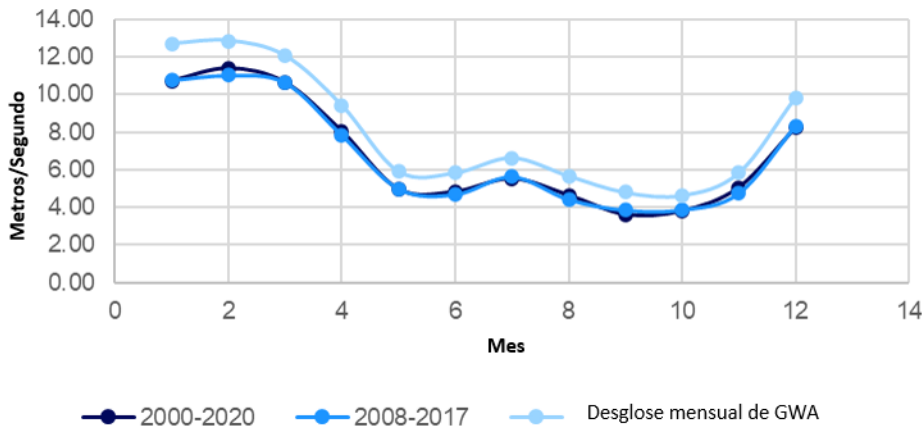
11.1.2.2 Perfiles de rendimiento energético representativos

Colombia tiene un recurso eólico costa afuera de clase mundial, con valores de factor de capacidad neta (NCF por sus siglas en inglés) de P50, particularmente en la Zona oriental alrededor de La Guajira, sustancialmente por encima de lo que se observa típicamente en los principales mercados eólicos costa afuera, incluidos el Reino Unido y los EE. UU. Estos valores elevados de NCF contribuyen a reducir el coste de la energía suministrada y a generar grandes volúmenes durante todo el año. Esta sección proporciona una vista de las velocidades del viento mensuales representativas en las regiones estudiadas y para las áreas de cimientos fijos y flotantes.

NCFs representativos por zona (incluidos fijos y flotantes):

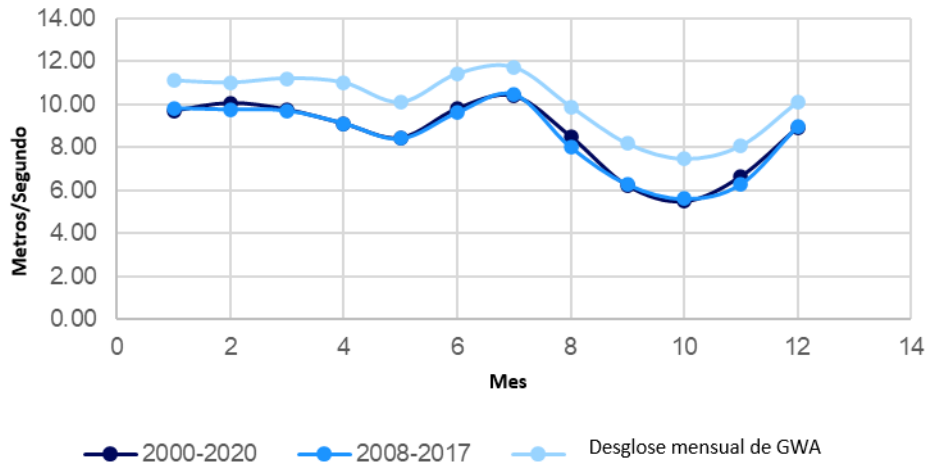
- Occidente: 37.5% a 48% (Nota: en la zona occidental, se esperan NCF de cimientos fijos en la parte más baja de este rango dependiendo de la ubicación y de las zonas de exploración modeladas; el extremo alto representa flotante. Esta diferencia no es tan sustancial en otras zonas.)
- Central: 52% a 65,5%
- Oriental: 67,5% a 69,5%

Imagen 97 Velocidad del viento promedio mensual representativo – Cimentación fija de la zona occidental



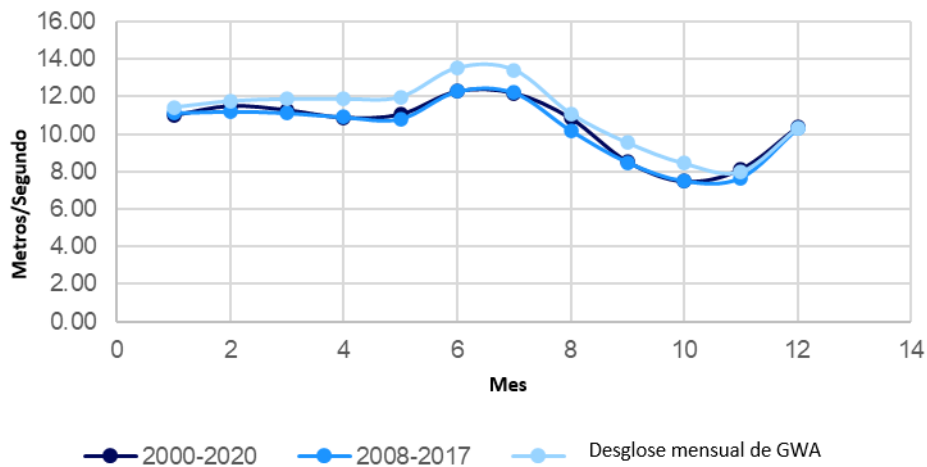
Fuente: Análisis RCC, Global Wind Atlas

Imagen 98 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación fija de la zona central



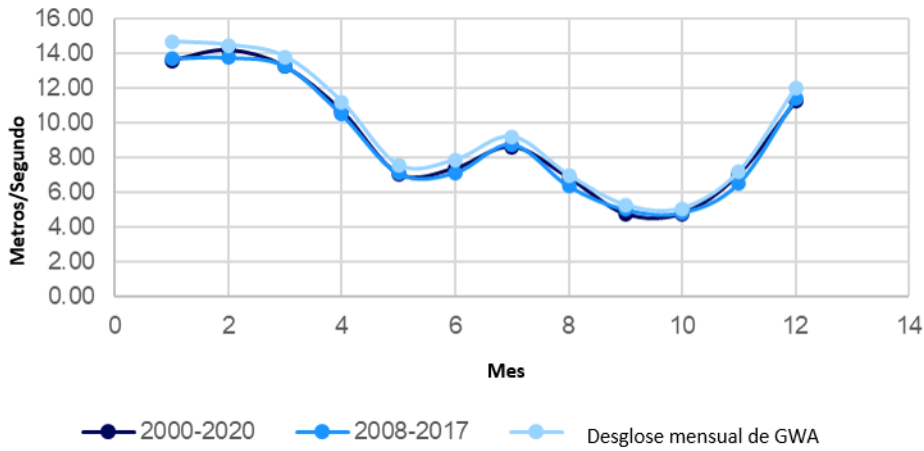
Fuente: Análisis RCG, Global Wind Atlas

Imagen 99 Velocidad media mensual representativa del viento: cimentación fija de la zona oriental



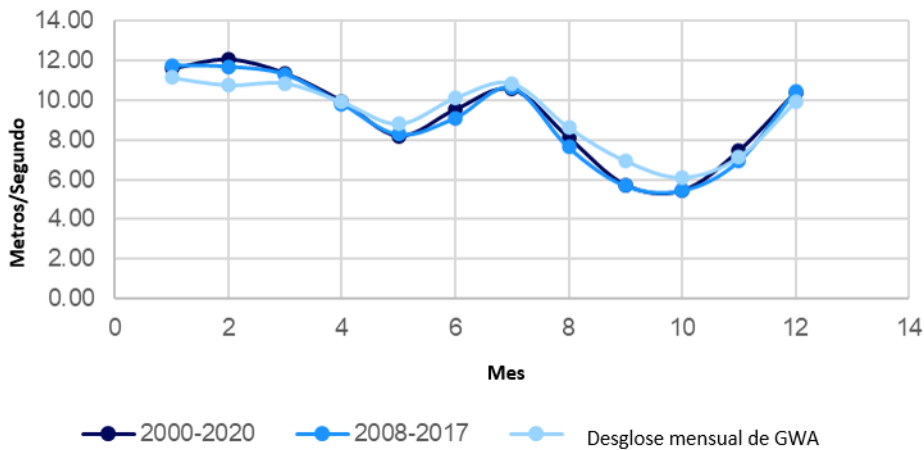
Fuente: Análisis RCG, Global Wind Atlas

Imagen 100 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación flotante de la zona occidental



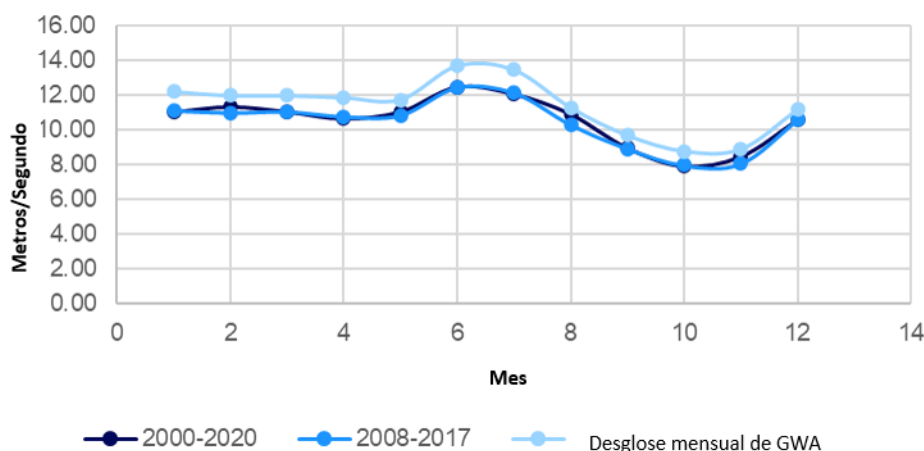
Fuente: Análisis RCG, Global Wind Atlas

Imagen 101 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación flotante de la zona central



Fuente: Análisis RCG, Global Wind Atlas

Imagen 102 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación flotante de la zona oriental



Fuente: Análisis RCG, Global Wind Atlas

11.1.2.3 Costos representativos de Capex/Opex

La siguiente tabla muestra los rangos indicativos de costos de Capex/Opex para las zonas de exploración modeladas. Los costos de Capex y Opex se calcularon a nivel de zona de exploración y, como se describió anteriormente, para cada uno de los períodos 2030, 2040 y 2050, se evaluó una selección de 8-12 sitios y tamaños de proyectos, en un conjunto de 12 casos de sensibilidad diferentes.

De un total de más de 300 permutaciones de proyectos modelados individualmente, los resultados se agruparon de acuerdo con el diseño de sus cimientos (fijo o flotante) y el año COD para proporcionar una distribución sólida de los resultados.

Como tal, los valores de la imagen 103 representan rangos indicativos para las zonas de exploración. Las zonas de proyectos individuales variarán y requerirán una caracterización independiente.

Imagen 103 Eólica Costa afuera de cimentación fija, tamaño del proyecto 200-1000MW, estimaciones de \$ USD 2021

Categoría de costo	Unidad	Occidental (2030 COD, 15MW WTG)	Central (2040 COD, 20 MW WTG)	Oriental (2050 COD, 25 MW WTG)
Capex	k/MW	3,000 - 4,500	2,800 - 4,300	2,500 - 3,000
OpEx Generación Y6-Y15	k/MW anual	33 - 37	28 - 30	23 - 24
Generación OpEx Y6-Y15	k/MW anual	37 - 41	31 - 34	25 - 28
OpEx Generación Y16 +	k/MW anual	29 - 32	24 - 26	20 - 21
OpEx de transmisión costa afuera Y1-Y5	k/MW anual	2 - 5	2 - 4	1 - 2

OpEx de transmisión costa afuera Y6-Y15	k/MW anual	2 - 6	2 - 5	2 - 2
OpEx de transmisión costa afuera Y16 +	k/MW anual	2 - 6	2 - 5	2 - 2
OpEx no técnico	k/MW anual avg	3 - 4	3 - 3	2 - 3

Fuente: Análisis RCG anual

Imagen 104 Eólica costa afuera de cimentación flotante, tamaño del proyecto de 200-1000MW, estimaciones de \$ USD 2021

Categoría de costo	Unidad	Occidental (2030 COD, 15MW WTG)	Central (2040 COD, 20 MW WTG)	Oriental (2050 COD, 25 MW WTG)
OpEx Generación Y1-Y5	k/MW	4,000 - 5,500	3,700 - 4,500	3,000 - 3,500
OpEx Generación Y6-Y15	k/MW anual	36 - 40	29 - 33	23 - 26
OpEx Generación Y16 +	k/MW anual	41 - 46	33 - 37	27 - 30
OpEx de transmisión costa afuera Y1-Y5	k/MW anual	32 - 36	26 - 29	21 - 24
OpEx de transmisión costa afuera Y6-Y15	k/MW anual	2 - 5	2 - 4	2 - 2
OpEx de transmisión costa afuera Y16 +	k/MW anual	2 - 6	2 - 4	2 - 2
OpEx no técnico	k/MW anual	2 - 6	2 - 4	2 - 2
OpEx Generación Y1-Y5	k/MW anual promedio	4 - 4	3 - 3	2 - 3

Fuente: Análisis RCG

11.1.3 Resultados (Todas las cifras estimadas \$2021)

Se debe tener en cuenta que los siguientes resultados son representaciones modeladas específicamente de los casos descritos en la imagen 2.

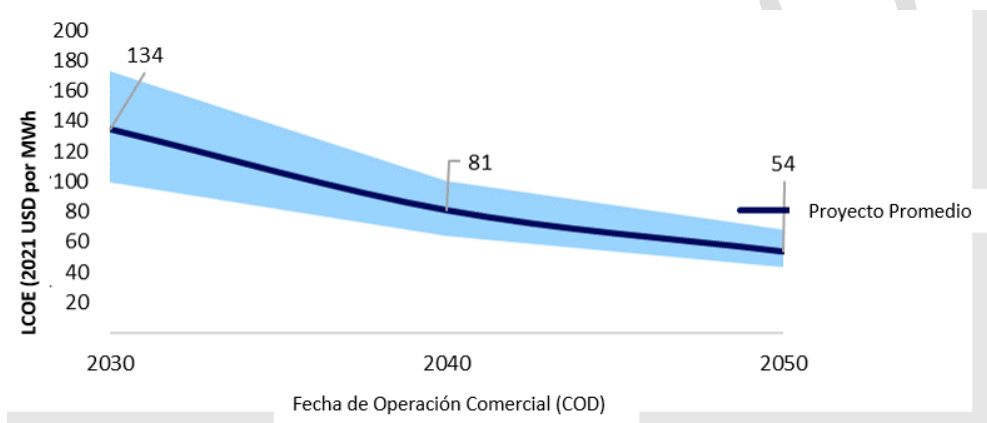
En los casos Bajo y Alto respectivamente, como se muestra en las imágenes a continuación, el LCoE central oscila entre \$ 134 USD - \$ 124 USD en 2030 a \$ 54 - \$ 52 USD en 2050. El caso de despliegue Alto, refleja tamaños de proyectos constituyentes más grandes (volúmenes de capacidad), que logra

beneficios de economía de escala que no se pueden lograr en el escenario Bajo. Muchos costos asociados con la instalación tienen componentes sustanciales fijos o casi fijos (como el costo del tiempo de tránsito del barco) que son más económicos para proyectos más grandes. Los servicios de desarrollo de proyectos locales son otro ejemplo: las inversiones en esta categoría pueden ser similares, ya sea que, por ejemplo, un proyecto sea de 200MW o 500MW.

Para el 2040, LCoE tanto en el caso Bajo como en el Alto, respectivamente, cae significativamente, a \$ 81 USD y \$ 73 USD respectivamente, lo que refleja una reducción en las primas de nuevos mercados, reducciones de costos globales y desarrollo de áreas potenciales en la Zona Central con recursos eólicos mejorados en comparación con la Zona occidental.

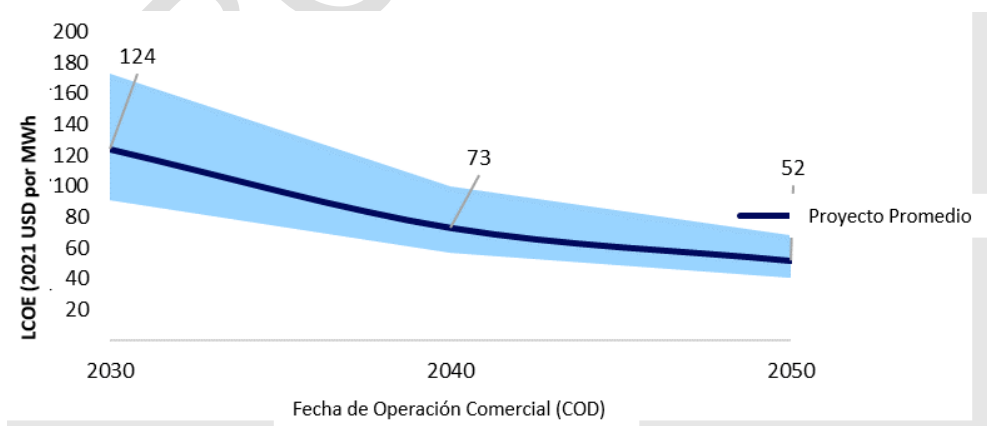
Para el 2050, LCoE tanto en el caso Bajo como en el Alto, respectivamente, cae a \$ 54 y \$ 52, lo que refleja una reducción en las primas de nuevos mercados, reducciones de costos globales y desarrollo de áreas potenciales en la Zona Oriental, con recursos eólicos mejorados en comparación con las Zonas Occidental y Central.

Imagen 105 Cimentación fija Eólica costa afuera LCoE - Caso bajo



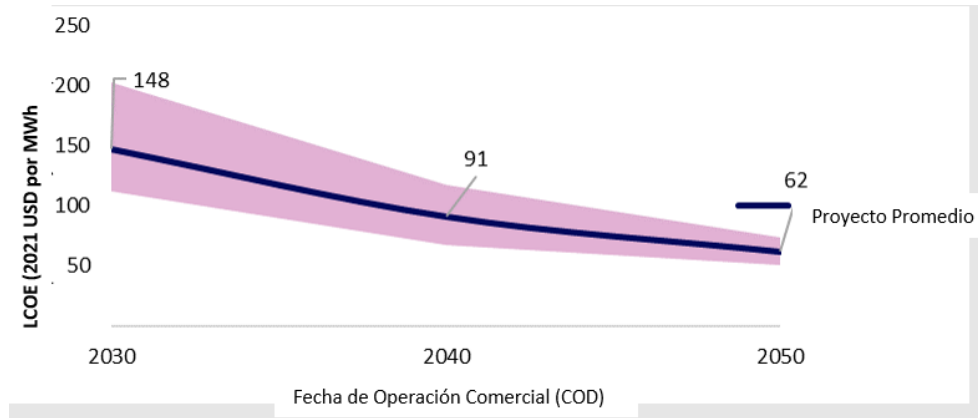
Fuente: Análisis RCG

Imagen 106 Cimentación fija Eólica costa afuera LCoE - Caso Alto



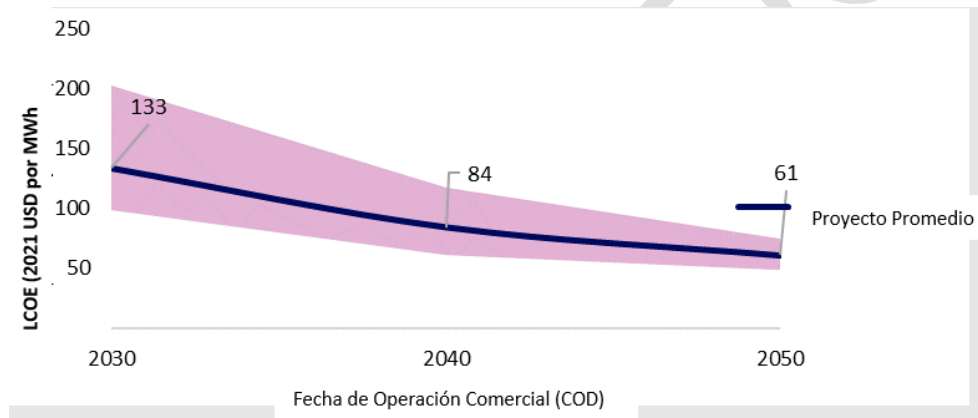
Fuente: Análisis RCG

Imagen 107 Cimentación flotante Eólica costa afuera LCoE - Caso bajo



Fuente: Análisis RCG

Imagen 108 Cimentación flotante Eólica costa afuera LCoE - Caso Alto

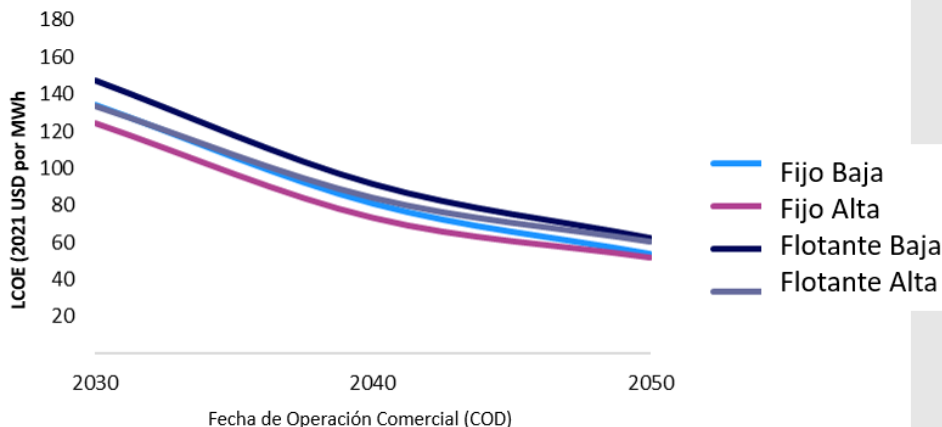


Fuente: Análisis RCG

La imagen 109 presenta una comparación de LCoE eólica costa afuera fija y flotante. Para ambas tecnologías, pronosticamos una reducción significativa de costos durante el período 2030-2050 a medida que las nuevas primas de mercado, los costos globales, la economía del proyecto, y las condiciones del sitio mejoran con el tiempo en los escenarios analizados (a medida que los sitios en las zonas central y Oriental se desbloquean a través de nuevas inversiones en transmisión en tierra).

La prima para el viento flotante está en el rango de +10-20% durante el período 2030-2050, con una mayor divergencia en los períodos de pronóstico posteriores, ya que las zonas de cimentación fija del oriente se desbloquean en el escenario Alto y tienen un rendimiento excepcional. En las zonas occidental y central, pero particularmente en la zona occidental, que es la región de adquisición supuesta para el período 2030 debido a restricciones de transmisión, la prima eólica flotante es menor que en décadas futuras debido al rendimiento relativo superior de rendimiento de flotante frente a fijo en sitios de esta zona.

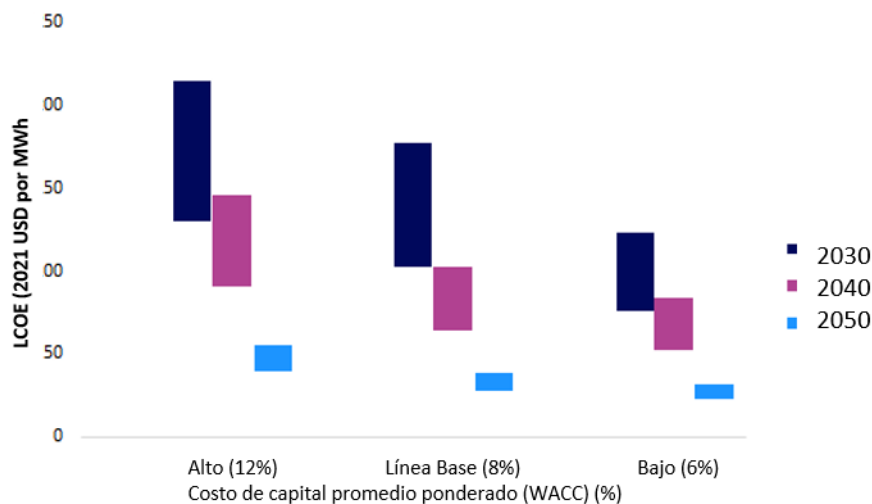
Imagen 109 Eólica costa afuera fija frente a flotante



Fuente: Análisis RCG

El costo de capital promedio ponderado del patrocinador del proyecto tiene una influencia significativa en LCoE y es un área importante para administrar a través de una variedad de herramientas para minimizar el riesgo para los inversionistas de deuda y capital. La imagen 110 presenta la distribución de los resultados de LCoE a lo largo de los periodos 2030-2050, según el supuesto subyacente del WACC. Seleccionamos el 8% como un WACC de referencia, y presentamos el 6% como un caso de WACC bajo y demostramos el impacto que un WACC alto de hasta el 12% puede tener en el LCoE del proyecto.

Imagen 110 Sensibilidad WACC



Fuente: Análisis RCG

11.1.3.1 Contenido local y LcoE

El pronóstico LcoE no considera ningún ajuste debido a la oferta potencial de los principales componentes locales (como en el escenario de alto crecimiento y alto contenido local) y asume que los componentes principales son importados. Si bien algunos componentes grandes seleccionados, como los cimientos, pueden en determinadas circunstancias presentar ventajas de LcoE con suministro local, el desarrollo de esta capacidad requiere inversiones iniciales en el desarrollo de capacidades que pueden anular cualquier beneficio de LcoE. Con base en el análisis en otros mercados, se espera que el aumento de la participación de contenido local, como se prevé en el escenario de alto crecimiento y alto contenido local generalmente, no alterará el LCoE más allá del rango de incertidumbre presentado, aunque aumentará la captura local de la producción económica bruta.

11.1.3.2 Sensibilidad: Proyectos del Oriente frente al Occidente con un tamaño de 1 GW

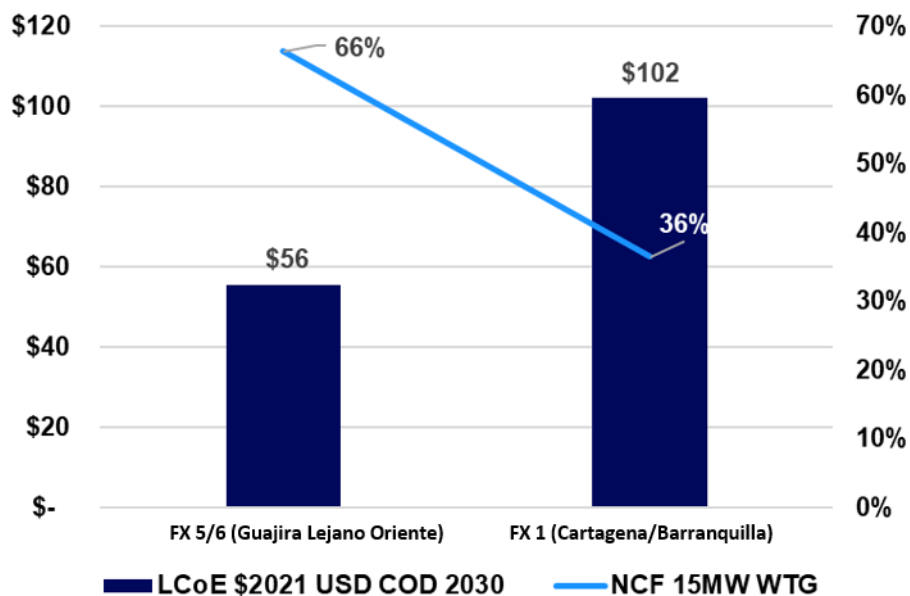
Una de las razones clave para un LCoE alto en las subsecciones anteriores para los proyectos COD 2030 es que, tanto en los escenarios alto como bajo, los proyectos iniciales se citan más cerca de la carga (por ejemplo, Cartagena/Barranquilla) y en niveles de capacidad general más pequeños para evitar la necesidad de actualizaciones de transmisión importantes. En esta sensibilidad, controlamos tanto el año COD como el tamaño de la capacidad para crear una comparación directa del LCoE aproximado entre los proyectos del occidente y el oriente (Guajira), eliminando efectivamente la consideración de la capacidad de transmisión como una restricción clave.

Los supuestos fundamentales para esta sensibilidad son los siguientes:

- COD 2030
- Tamaño del proyecto de 1GW, cimentación fija, 15MW WTG
- WACC 8% (equivalente a casos pasados)
- Capex/opex se caracteriza de abajo hacia arriba a nivel de proyecto utilizando puntos de interés reales estimados para distancias de cable, tránsitos de barcos calculados y todos los factores específicos del sitio conocidos, como profundidad, etc., dentro de los rangos establecidos anteriormente.

Como se puede observar en la imagen 111, NCF es el factor principal de esta sensibilidad, dado que en este caso estamos evaluando proyectos de 1GW del mismo tamaño y controlando los beneficios de la economía de escala, así como igualando el año COD y el tamaño de la turbina. Dentro del contexto de los niveles de desempeño típicos de los NCF globales actuales y futuros esperados, el NCF es significativamente más alto en el lejano oriente de La Guajira que en lugares cercanos a Cartagena. Esto tiene un impacto material en LCoE como se puede observar en la imagen 111. Sin embargo, se debe volver a enfatizar que este análisis excluye el costo de transmisión terrestre, un costo significativo y una limitación para los proyectos en la región de la Guajira que deberán evaluarse más allá de este estudio de hoja de ruta.

Imagen 111 Sensibilidad oriente frente a occidente para el proyecto de 1GW, COD 2030, 15MW WTG, no incluye el costo de la transmisión en tierra



Fuente: Análisis RCG

11.2 Estimación inicial de beneficios económicos y puestos de trabajo

11.2.1 Propósito

Esta sección proporciona una descripción general de los rangos potenciales de trabajos y la producción económica bruta directa para proyectos representativos de energía eólica costa afuera que conforman los escenarios de implementación de capacidad presentados. Como se discutió en esta sección, las estimaciones en esta etapa son muy inciertas, están enfocadas a la orientación y no reemplazan una evaluación ascendente específica del proyecto.

11.2.2 Metodología

11.2.2.1 Estimación de contenido local

Para evaluar la participación de contenido local, el equipo del proyecto se refirió a la evaluación de preparación del análisis de la cadena de suministro y realizó proyecciones sobre el contenido local en los distintos segmentos de la cadena de suministro en los escenarios de alto y bajo crecimiento del mercado. Los resultados se muestran en la imagen 112.

Imagen 112 Porcentaje previsto de contenido local

	Escenario de crecimiento bajo			Escenario de crecimiento alto		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Capacidad Instalada (MW Acumulativos)	200	500	1,500	1,000	3,000	9,000
Servicios de desarrollo de proyectos	30%	50%	50%	30%	70%	70%
Turbina - góndola	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Turbina - Palas	0%	0%	0%	0%	25%	25%
Turbina - Torres	0%	0%	0%	0%	25%	25%
Cimientos*	0%	0%	0%	0%	25%	25%
Cables submarinos	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Instalación	5%	5%	5%	5%	10%	20%
Operaciones y mantenimiento	70%	70%	70%	70%	70%	90%

* Los cimientos incluyen acero primario y secundario, así como piezas de transición.

Fuente: Análisis del autor

Fuente: Análisis RCG

Colombia es un mercado geográfico relativamente aislado para la energía eólica costa afuera en la actualidad. Las oportunidades limitadas de exportación a los mercados vecinos pueden reducir el incentivo económico para invertir en la cadena de suministro local para los componentes principales. En consecuencia, el contenido local dependerá en gran medida de las perspectivas de crecimiento del mercado interno.

- En un escenario de **bajo crecimiento y bajo contenido local**, lo más probable es que el contenido local se derive casi exclusivamente de los servicios de desarrollo de proyectos locales, el apoyo a la instalación costa afuera (como remolcadores y barcasas) y las operaciones y el mantenimiento. Incluso en un escenario a largo plazo, es poco probable que el volumen del mercado justifique las inversiones en la fabricación de componentes.
- En el escenario de **alto crecimiento y alto contenido local**, donde el mercado local alcanza varios gigavatios de tamaño, con suficientes incentivos gubernamentales, es posible que los componentes principales, incluidas las turbinas y los componentes de cimentación, puedan fabricarse en Colombia. Hemos modelado el caso de despliegue alto para parecerse a un caso de "contenido local alto", pero se debe tener en cuenta que es posible que el caso de despliegue alto se entregue con cantidades relativas bajas de contenido local y todos los componentes importados con un impacto mínimo en el LCoE general.

Categorías de contenido local

A continuación, se muestra un breve resumen de la evaluación del contenido local por categoría:

- Servicios de desarrollo de proyectos: El desarrollo de capacidades a corto y mediano plazo ayudará a localizar los servicios de desarrollo de proyectos, y se estima una participación relativamente grande en el contenido local para los servicios de desarrollo de proyectos a largo plazo, tanto en un escenario de crecimiento bajo como alto.
- Componentes de turbinas: en un escenario de bajo crecimiento, la inversión en instalaciones especializadas para góndolas, palas y torres es poco probable. Sin embargo, si el volumen

del mercado avanza hacia varios gigavatios de capacidad eólica costa afuera planificada, se prevee el potencial de algunas instalaciones especializadas.

- **Cimientos:** la participación de contenido local en la fabricación de cimentaciones, considera tanto la estructura primaria, como las piezas secundarias de acero y de transición. En un escenario de bajo crecimiento, es probable que todos los cimientos y los componentes de los cimientos se importen de instalaciones en el extranjero, cuyas capacidades de fabricación en serie sean personalizadas para cimientos eólicos costa afuera (por ejemplo, grandes instalaciones de laminación de monopilotes). Sin embargo, a largo plazo, en un escenario de alto crecimiento, se puede anticipar que el acero secundario y los accesorios, así como las piezas de transición potenciales y los cimientos únicos para la parte superior de las subestaciones marinas, se pueden adquirir y fabricar localmente.
- **Cables submarinos:** los cables de transmisión submarinos son altamente especializados y requieren instalaciones dedicadas. Aunque existen capacidades en sectores paralelos en Colombia, la facilidad de importar este componente y el beneficio relativamente bajo en la economía del proyecto para obtener localmente en lugar de importar sugiere que se seguirán importando cables submarinos.
- **Instalación:** El contenido local en la instalación considera el despliegue de embarcaciones y tripulaciones locales para apoyar la construcción costa afuera. Esto probablemente incluiría el uso de flotas de embarcaciones locales, incluidos remolcadores y barcas de fondo plano. Se supone que los Buques de Instalación de Propósito Especial seguirán llegando del extranjero.
- **Operaciones y mantenimiento:** El personal local llevará a cabo las actividades rutinarias de operación y mantenimiento, y el desarrollo de capacidades tendrá lugar en una etapa temprana en el mercado. Bajo un escenario de alto crecimiento, donde el mercado alcanza la madurez, anticipamos que casi todas las operaciones de operación y mantenimiento utilizarán principalmente contenido local.

11.2.2.2 Estimado de la creación de empleos directos e indirectos

Incertidumbre

Pronosticar la cantidad de empleos creados por un proyecto eólico costa afuera es muy incierto y está influenciado por una amplia gama de factores. Dentro de estos se incluye la ubicación específica y el plan de desarrollo para proyectos individuales, la tecnología y los contratistas utilizados, y cualquier diseño de programa o requisitos de adquisición establecidos por el gobierno o la entidad compradora. Como resultado, los valores presentados en esta sección son simplemente una calificación de referencia, basada en una investigación secundaria de proyectos anteriores en otros mercados, y no sustituyen una estimación preparada a nivel de proyecto por un desarrollador/patrocinador de proyecto, con base en un diseño de proyecto específico. Este informe de hoja de ruta, en virtud de evaluar una amplia variedad de áreas eólicas costa afuera y considerar diferentes tecnologías, períodos de tiempo y enfoques de contenido local, conlleva necesariamente una incertidumbre muy alta con respecto a las estimaciones de creación bruta de empleo directo e indirecto en Colombia.

Enfoque

El equipo del proyecto realizó una revisión de la literatura de escritorio para identificar artículos revisados por pares y análisis aceptados por la industria de los años de trabajo generados por MW de capacidad eólica costa afuera instalada. Las cifras varían en función de las diferencias en los enfoques metodológicos, así como de los factores del país y las métricas de intensidad de mano de obra supuestas; sin embargo, estudios recientes han podido ofrecer cifras generales aceptadas de empleos-año creados por capacidad instalada. El resultado generalmente se muestra como Años de empleado a tiempo completo (FTE por sus siglas en inglés) /MW. **Un año FTE equivale a un trabajo de tiempo completo durante un año.**

Los resultados de la creación de empleos por MW instalado para la energía eólica se han resumido en una publicación científica revisada por pares de 2019, *Energía eólica y creación de empleo*.³⁵ Entre los resultados regionales relevantes que extrajo el equipo del proyecto en la revisión de la literatura, Simas y Pacca³⁶ encontraron que el potencial de empleo (eólico terrestre) en Brasil corresponde al equivalente de 13,5 personas-año por cada MW instalado entre la fabricación y el primer año de operación de un generador eólico.

Se ha descubierto que la energía eólica costa afuera tiene el potencial de contribuir con más puestos de trabajo por MW instalado que la energía eólica terrestre, debido al hecho de que los parques eólicos costa afuera tienen un costo de inversión promedio más alto que los parques eólicos terrestres, y la creación general de empleos usualmente está ligada al nivel de inversión.³⁷

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés) descubrió que una instalación eólica costa afuera de 500 MW generaría 10.000 años FTE, o aproximadamente 20 años FTE por megawatio instalado. Cabe señalar que estas cifras incluyen, tanto la creación de empleo Directa, como la Indirecta, tal como se define a continuación:

- **Empleos directos** incluyen la fabricación de componentes clave, la construcción de centrales eléctricas y la operación y mantenimiento (O&M)
- **Empleos indirectos** están relacionados con el abastecimiento y soporte de la industria eólica a nivel secundario.
- **Empleos inducidos** son empleos creados a partir del impacto económico de una industria o sector en particular; por ejemplo, los creados por los gastos de los empleados en ese sector. (Los trabajos inducidos están excluidos de este análisis)

Con base en la revisión de la literatura, estimamos FTE-años / MW para la energía eólica costa afuera en general y, además, distribuimos esa cifra entre los diversos segmentos del desarrollo de la energía eólica costa afuera, incluido el desarrollo de proyectos, la construcción, la instalación y las operaciones y el mantenimiento, incluidas las eficiencias escalares.

³⁵ Aldieri, Luigi, Grafstom, Sundström, Kristoffer, and Paolo Vinci, Concetto. Wind Power and Job Creation. *Sustainability* 2020, 12, 45; doi:10.3390/su12010045

³⁶ Simas, M.; Pacca, S. Assessing employment in renewable energy technologies: A case study for wind power in Brazil. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2014, 31, 83–90 (Cross Referenced)

³⁷ Bilgili, M.; Yasar, A.; Simsek, E. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2011, 15, 905–915

11.2.2.3 Impactos económicos directos: producción económica bruta en Colombia de gastos de capital y operativos

Incertidumbre

Al igual que la estimación de la creación de empleo, la previsión de los impactos económicos del gasto en energía eólica costa afuera, incluso a nivel directo, es muy incierta y exclusiva de las ubicaciones, los métodos, las estrategias de contratación, el contenido local, la experiencia y una amplia variedad de otros factores de proyectos individuales. Este informe de hoja de ruta, en virtud de evaluar una amplia variedad de áreas eólicas costa afuera y considerar diferentes tecnologías, períodos de tiempo y enfoques de contenido local, conlleva necesariamente una gran incertidumbre con respecto a las estimaciones de la producción económica bruta en Colombia.

Enfoque

En esta sección nos hemos centrado en la producción económica bruta directa de los escenarios de bajo crecimiento, bajo contenido local y alto crecimiento, alto contenido local descritos anteriormente. Las estimaciones de gastos de desarrollo, capital y operativos para proyectos representativos se derivaron del modelo LCoE patentado de RCG y se dimensionaron de acuerdo con los mismos escenarios de capacidad descritos en la Sección 2.

Luego de la estimación de los gastos de desarrollo, capital y operativos para los escenarios de capacidad pronosticados, el gasto total del proyecto se descontó de acuerdo con los multiplicadores de contenido local descritos en la Sección 11.2.2.1 para estimar la producción económica bruta directa que podría realizarse localmente en Colombia bajo las respectivas vías de crecimiento de la capacidad y escenarios de contenido local. Los resultados se muestran en la siguiente sección.

11.2.3 Resultados

11.2.3.1 FTE-años estimados y producción económica bruta en Colombia

Nota: todas las estimaciones en esta sección representan totales acumulativos en el año indicado.

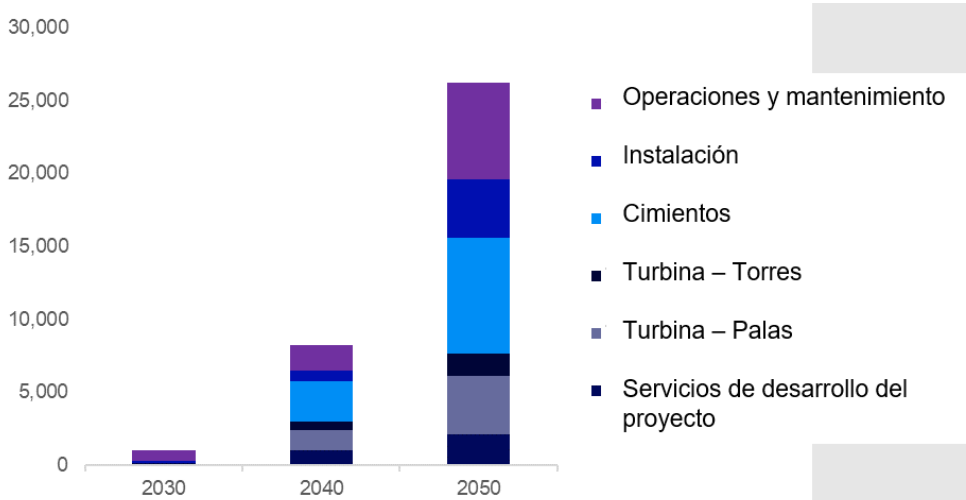
Escenario de alto crecimiento y alto contenido local

La imagen 113 muestra los años FTE anuales colombianos de empleo y la producción económica bruta que se estima que creará la energía eólica costa afuera en los volúmenes de mercado acumulados en el escenario de alto crecimiento. El análisis estima un impacto de ~1,000 años FTE para 2030, ~8,000 años FTE para 2040 y un aumento a ~26,000 en 2050 a medida que se desarrolla una capacidad adicional significativa en la década final. Para la producción económica bruta en Colombia, el análisis estima ~\$100 Millones USD \$2021 para 2030, ~\$1 Billón USD \$2021 para 2040, y ~\$3 Billones USD \$2021 para 2050.

En el escenario de alto crecimiento, *proporciones seleccionadas* de servicios de desarrollo de proyectos, servicios de instalación, suministro local parcial de componentes, incluidos cimientos (principalmente estructuras secundarias de acero), palas, torres y operaciones y mantenimiento, contribuyen al contenido local y los años FTE. Como se discutió anteriormente, el escenario de crecimiento de alta capacidad no requiere por sí mismo una proporción significativamente mayor de

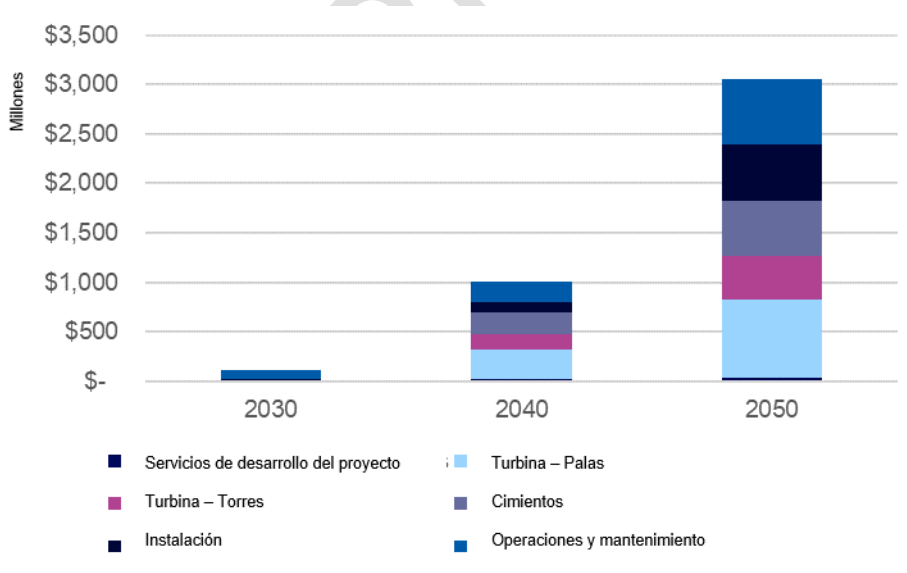
suministro local para los componentes principales; lograr tal resultado puede requerir el fomento a través de políticas de adquisición prescriptivas y/u otros desarrollos fuera del control de Colombia, como el desarrollo de mercados eólicos costa afuera en países cercanos de América Central y del Sur.

Imagen 113 FTE-años en escenario de alto crecimiento y alto contenido local



Fuente: Análisis RCG

Imagen 114 Gasto local directo: escenario de alto crecimiento y alto contenido local



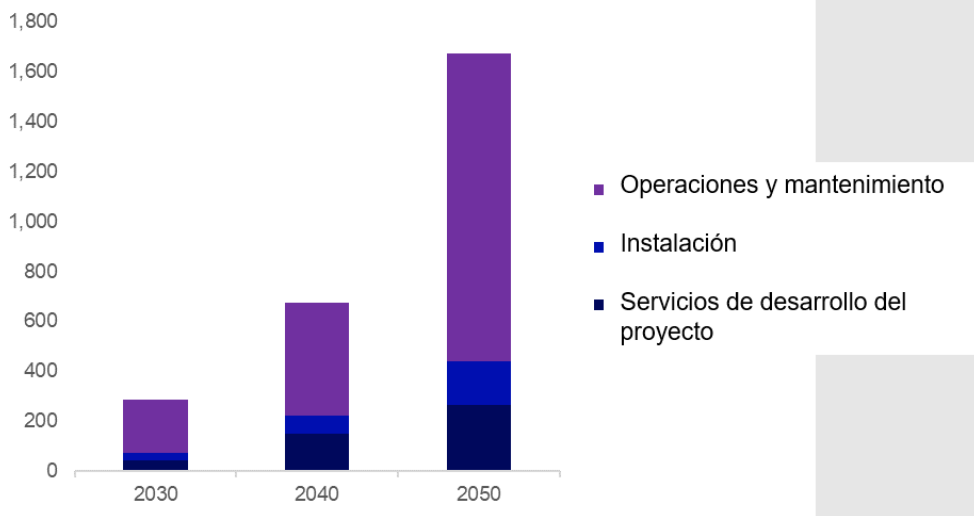
Fuente: Análisis RCG

Escenario De Bajo Crecimiento Y Bajo Contenido Local

La imagen 115 muestra los años FTE anuales colombianos de empleo y la producción económica bruta que se estima que creará la energía eólica costa afuera en los volúmenes de mercado acumulados en el escenario de bajo crecimiento. El análisis estima un impacto de ~300 años FTE para 2030, ~700 años FTE para 2040 y un aumento a ~1500 en 2050 a medida que se desarrolla capacidad adicional en la década final. Para la producción económica bruta en Colombia, el análisis estima ~\$25 Millones USD \$2021 para 2030, ~\$60 Millones USD \$2021 para 2040 y ~\$130 Millones USD \$2021 para 2050.

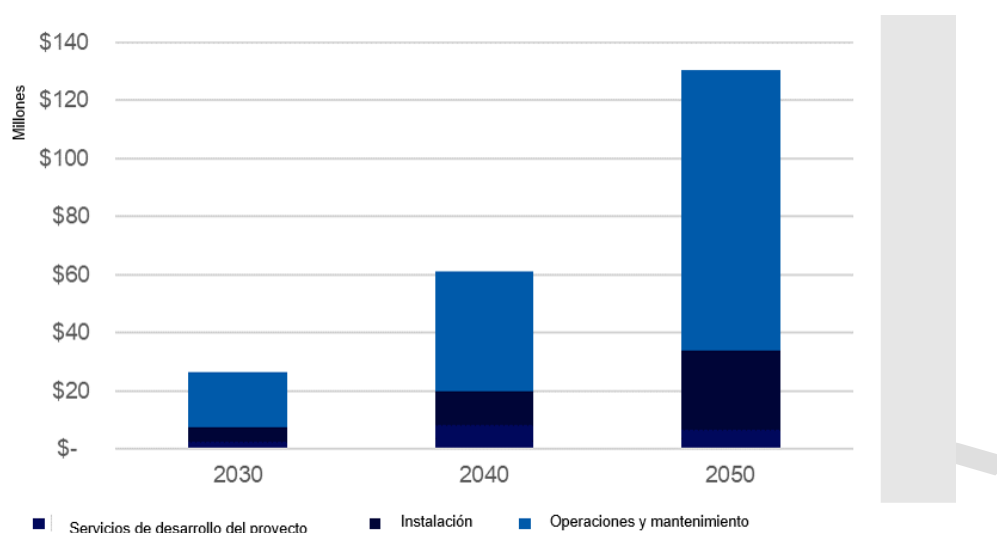
En el escenario de bajo crecimiento, *proporciones seleccionadas* de servicios de desarrollo de proyectos, servicios de instalación y operaciones y mantenimiento contribuyen al contenido local y los años FTE. Los resultados del escenario de bajo crecimiento consideran aspectos del desarrollo, la construcción y las operaciones del proyecto que generalmente están localizados independientemente de la política preferencial específica o los requisitos prescriptivos.

Imagen 115 FTE-años en escenario de bajo crecimiento y bajo contenido local



Fuente: Análisis RCG

Imagen 116 Gasto local directo: escenario de bajo crecimiento y bajo contenido local



Fuente: Análisis RCG

11.3 Bancabilidad de proyectos eólicos marinos

11.3.1 Propósito

El propósito de esta sección es analizar los posibles elementos que afectarán la bancabilidad de los proyectos eólicos costa afuera, incluido el costo del capital, la financiación de la deuda y el apetito de los inversores.

11.3.2 Método

Esta sección se adaptó directamente de estudios anteriores de la hoja de ruta de energía eólica costa afuera del Banco Mundial que son relevantes para todos los mercados globales, así como fuentes locales y comentarios de las partes interesadas.

11.3.3 Resultados

11.3.3.1 Bancabilidad y financiamiento internacional

Los proyectos costa afuera representan importantes inversiones de capital. Para muchos mercados extraterritoriales emergentes, los primeros proyectos extraterritoriales buscarán una combinación de préstamos locales e internacionales. Para el financiamiento de deuda, los bancos locales pueden brindar conocimiento local y administrar los flujos de efectivo en la moneda local. Los bancos internacionales, por otro lado, brindan conocimientos sobre proyectos eólicos costa afuera,

mitigación de riesgos y otorgan préstamos a tasas favorables. La financiabilidad de los proyectos eólicos costa afuera, es decir, la disposición de los bancos a proporcionar los préstamos necesarios, depende de muchos factores. Los bancos deben evaluar el historial del desarrollador, la estabilidad política y regulatoria durante la vida útil del proyecto, la asignación y gestión de riesgos, el caso comercial del proyecto, y garantizar que los proyectos estén completamente alineados con los estándares internacionales y las mejores prácticas y cumplan con la normativa nacional. Algunas de las principales consideraciones para la bancabilidad se describen a continuación.

11.3.3.2 Historial del desarrollador

La complejidad y escala de los proyectos eólicos costa afuera es mayor que la eólica terrestre. Como tal, los bancos favorecerán a los desarrolladores internacionales experimentados para los desarrollos, incluidos los proyectos piloto y de demostración. Sin embargo, con el tiempo, la colaboración entre desarrolladores internacionales y nacionales también puede ayudar a transferir el conocimiento y la experiencia necesarios a los desarrolladores locales, particularmente a aquellos que adquieren experiencia con proyectos eólicos terrestres en Colombia.

11.3.3.3 Estabilidad política y regulatoria

Como se discutió anteriormente, entre los riesgos considerados cuando se abren nuevos mercados nacionales para la energía eólica costa afuera, está la posibilidad de que el apoyo del gobierno sea inconstante a través de las divisiones políticas. Esto aumenta la posibilidad de que las inversiones para la construcción puedan ser posteriormente invalidadas por un procedimiento regulatorio bajo un nuevo gobierno. El riesgo de grandes reversiones de política debe ser considerado para proyectos que abarcan décadas. Es razonable que los inversores y prestamistas realicen una evaluación en profundidad de la estabilidad y el compromiso del gobierno con la energía eólica costa afuera, y cuanto más duradera y favorable sea la política gubernamental, mejor en todos los aspectos, incluidos los PPA y todos los permisos y licencias necesarios.

11.3.3.4 Fuerza Mayor

Los actos gubernamentales que afecten la ejecución del PPA, la no emisión de licencias o aprobaciones al desarrollador, la nacionalización de la propiedad del desarrollador y otros eventos de carácter político, deben incluirse como un evento de fuerza mayor en el contrato de toma de energía o PPA. Estos riesgos podrían mitigarse mediante la inclusión explícita de actos políticos y cambios normativos en la cláusula de fuerza mayor.

11.3.3.5 Asignación de riesgos

El principio rector ha sido que el riesgo debe ubicarse donde pueda administrarse mejor. Existen algunos riesgos, como costos operativos más altos, que los inversores deberán asumir, ya que están bien ubicados para administrarlos. Si se asignan riesgos que están fuera del control de los inversionistas, como los riesgos regulatorios, se requerirá una mayor tasa de rendimiento para asumirlos o eventualmente, decidirán no invertir y asignar su capital a otras oportunidades de inversión internacional.

11.3.3.6 Caso de negocio

El principal factor de la bancabilidad en un proyecto específico siempre será el caso comercial. Es imprescindible un estudio de viabilidad bien documentado que demuestre un flujo de caja suficiente para pagar la deuda y proporcionar dividendos al capital. Entre las muchas incógnitas en un caso de negocios de 25 a 30 años, se destacan algunas, incluido el costo del capital y el riesgo de tipo de cambio. El costo de capital para proyectos en mercados emergentes puede ser muy alto, particularmente con financiamiento local. Una alternativa es financiar en USD o EUR a través de instituciones financieras internacionales. Esto podría proporcionar un costo de capital significativamente más bajo, pero al mismo tiempo aumentar la exposición del proyecto al riesgo de tipo de cambio.

11.3.3.7 Riesgo cambiario

Recibir el pago por electricidad en pesos colombianos presenta un mayor costo y riesgo para los desarrolladores internacionales que deben cubrir el riesgo cambiario frente a pasivos denominados en USD o EUR, etc. Este es un desafío más agudo para un programa en la escala de varios GW.

11.3.3.8 Disponibilidad de Financiamiento

Colombia ha financiado una variedad de proyectos de infraestructura pública importantes de miles de millones de dólares, como los que han sido parte de los planes 4G y 5G, que son comparables en costo a las plantas eólicas costa afuera, según el tamaño del proyecto. Colombia ha tenido éxito en la atracción de capital extranjero de importantes instituciones en los EE. UU., el Reino Unido y China para apoyar el financiamiento de dichos proyectos³⁸, y se espera que lo mismo sea posible para las plantas eólicas costa afuera en el futuro. Las estructuras de capital variarán según el desarrollador/consorcio de desarrolladores y según los tipos de contrato y los incentivos ofrecidos. Minimizar el riesgo de contraparte y crear acuerdos de compra vinculantes, duraderos y de largo plazo, reducirá el costo de capital en comparación con estructuras más riesgosas y reducirá el costo de la energía entregada a los consumidores.

³⁸ Revisar e.g. sobre los planes de infraestructura pública 4G y 5G. *Colombia impulsa un ambicioso plan de infraestructuras*. Financial Times, 2020. <https://www.ft.com/content/0c4dda64-4ee8-4738-87dd-740fad9c3008>

12 PARTES INTERESADAS SELECCIONADAS

12.1 Propósito

Esta sección proporciona una lista y una breve descripción de los actores públicos clave en Colombia y su rol/responsabilidad en el mercado. El propósito de la sección es proporcionar una lista de alto nivel de partes interesadas y organizaciones encargadas en Colombia y describir brevemente su función en el mercado.

12.2 Metodología

En consulta con el Banco Mundial y el Ministerio de Minas y Energía, el equipo del proyecto identificó varias partes interesadas potenciales en el mercado. Esto incluyó a las partes interesadas clave de las agencias gubernamentales con respecto a las concesiones de sitios (permisos), la planificación de la red eléctrica y la concesión de permisos ambientales y sociales. Esta sección identifica las principales agencias gubernamentales del país; sin embargo, no incluye a los actores locales que también pueden requerir una consulta previa o una concesión.

Misión de inicio

Como parte de la investigación de este Estudio de hoja de ruta, y en consulta con el Banco Mundial y el Ministerio de Minas y Energía, el equipo del proyecto identificó y se comprometió con un grupo prioritario de aproximadamente diez (10) partes interesadas en Colombia como parte de una misión de inicio. La misión de inicio incluyó reuniones virtuales con agencias relevantes y grupos de partes interesadas locales para llevar a cabo la búsqueda de hechos, validar la información recopilada y estructurar el plan de trabajo propuesto para el estudio de hoja de ruta en función de la información, las opiniones y los comentarios recopilados. La información de las reuniones de las partes interesadas se integró en el análisis y los resultados del estudio de la hoja de ruta.

Imagen 117 Reunión De Inicio Partes Interesadas Consultadas

Entidad	Sector
Ministerio de Minas y Energía (Minenergía)	Gobierno
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)	Gobierno
Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Gobierno
Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)	Gobierno
Dirección General Marítima (DIMAR)	Gobierno

Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP)	Gobierno
Asociación de Energías Renovables de Colombia (SER Colombia)	Organismo comercial de la industria
Vientos Alisios	Privado
Mainstream Renewables	Privado
AES	Privado
ENEL Green Power	Privado

Fuente: RCG-ERM, 2021

12.3 Resultados

12.3.1 Lista de partes interesadas clave

En la página siguiente comienza una tabla con una lista de las principales partes interesadas. La siguiente tabla no es exhaustiva y es posible que falten partes interesadas adicionales.

BORRADOR

Nombre de la parte interesada	Función
Ministerio de Minas y Energía (MME)	Oficina estatal encargada de dirigir la política nacional en materia de minería, hidrocarburos e infraestructura energética
Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) National Hydrocarbons Agency	Agencia nacional responsable de supervisar las áreas de desarrollo costa afuera.
Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) Mining and Energy Planning Agency	Entidad responsable de la planificación indicativa y de los requisitos de desarrollo de los principales proyectos energéticos, incluidos los planes de expansión de la transmisión ³⁹ y la generación ⁴⁰ y las inversiones necesarias.
Ministerio de Hacienda y Crédito Público (Minhacienda) Ministry of Treasury and Public Credit	Responsable de supervisar las finanzas y el presupuesto del gobierno y de implementar las políticas financieras del gobierno.
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Minambiente) Ministry of Environment and Sustainable Development	Formula e implementa políticas nacionales relacionadas con el medio ambiente y el desarrollo sostenible.
Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) National Authority for Agriculture and Fisheries	Responsable de administrar las políticas agrícolas y acuáticas/acuícolas del gobierno.
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) Electricity and Gas Market Regulator	Regulador del mercado que supervisa la estructura del mercado, la competencia y los operadores en los mercados de electricidad, gas y combustibles líquidos.
Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras (INVEMAR) Marine and Coastal Research Institute	Brinda asesoría científica y técnica al Sistema Nacional Ambiental.
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) National Authority for Environmental Licenses	Organismo nacional que vela por que los proyectos sujetos a licencias y permisos cumplan con la normativa ambiental.
Dirección General Marítima (DIMAR) General Maritime Authority	Ejecuta las políticas marítimas del gobierno y regula todas las actividades marítimas, costeras y portuarias del país, incluidas las concesiones.
Corporación Autónoma Regional de La Guajira (Corpoguajira) Regional Autonomous Corporation of La Guajira	Autoridad ambiental predominante en el Departamento de La Guajira, fiscalizadora de recursos y medio ambiente.
Corporación Autónoma Regional de Magdalena (CORPAMAG)	Autoridad ambiental predominante en el Departamento del Magdalena, fiscalizadora de recursos y medio ambiente.
Corporación Autónoma del Atlántico (CRA)	Promoción del uso responsable de los recursos naturales renovables y elaboración de planes de gestión ambiental

³⁹ En cuanto a la transmisión (redes de transmisión de 220 y 500 mil voltios), el Plan identifica las necesidades de expansión y la definición de los proyectos con respecto a las características técnicas (capacidades y ubicación general), sin especificar las rutas y la ubicación exacta de la infraestructura. Los proyectos son desarrollados por inversores seleccionados a través de convocatorias públicas, que se encargan de su financiación, diseños, licencias ambientales, trazados, construcción, operación y mantenimiento. Su remuneración procede de la puesta en marcha y de la tarifa del servicio.

⁴⁰ En cuanto a la generación, el Plan identifica las necesidades del país en diferentes escenarios, pero no desarrolla los proyectos a ejecutar, ya que son los desarrolladores los que se encargan de la financiación, los permisos, la ejecución y la explotación.

Atlantic Regional Autonomous Corporation

Dirección de la Autoridad Nacional y Consulta Previa (ANC) Directorate of the National Authority for Preliminary Consultation	Autoridad de consulta previa
Dirección de la Autoridad Nacional y Consulta Previa (DANCP) Directorate of the National Authority for Prior Consultation	Autoridad de consulta previa
Asociación de Energías Renovables de Colombia (SER)	Organismo de comercio de energías renovables
Ministerio de Defensa Nacional Ministry of National Defense	Ministerio de Defensa Nacional
Colombia Aeronáutica Civil (Colombia Aerocivil) Colombia Civil Aviation Authority	Autoridad de aviación
Ministerio de Comercio, Industria y Turismo Ministry of Commerce, Industry and Tourism	Ministerio ejecutivo nacional del Gobierno de Colombia; se ocupa de promover el crecimiento económico a través del comercio, el turismo y el crecimiento industrial
Organización Nacional Indígena de Colombia National Indigenous Organization of Colombia	Autoridad de gobierno, justicia, legislación y representación de los pueblos indígenas de Colombia

Fuente: RCG – ERM, 2021

BORRADOR

APÉNDICES

BORRADOR

A APÉNDICE A: CONTEXTO DEL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO

12.4 Introducción

Colombia ha dependido históricamente en gran medida de la energía hidroeléctrica y térmica para satisfacer su demanda de electricidad. Las energías renovables no hidroeléctricas, como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre no se han utilizado en grandes cantidades. Sin embargo, factores como las sequías, los objetivos climáticos y el deseo de diversificar el suministro de energía, nos muestran que se anticipa un gran aumento en la capacidad de energía renovable. La siguiente sección detalla la combinación de generación de energía y electricidad histórica y actual en Colombia, el aumento proyectado en la demanda de electricidad y los escenarios energéticos futuros que indican caminos energéticos potenciales para 2050.

12.5 Resumen de los fundamentos de la electricidad

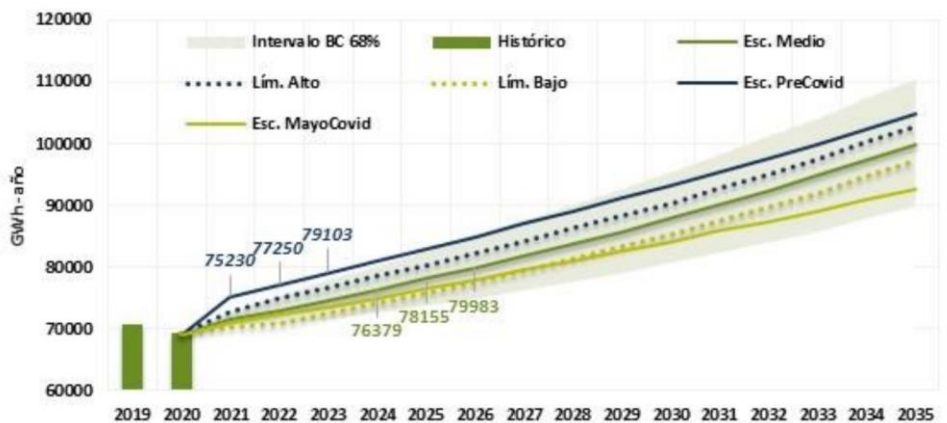
12.5.1 Demanda

La demanda de electricidad en Colombia se considera baja per cápita en comparación con otros países. En 2014, la demanda de electricidad fue de 1312 kWh per cápita, que ocupa el puesto 129 entre otros países⁴¹. Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia, se espera que la demanda eléctrica nacional en 2021 se ubique entre 70.000 GWh y 75.000 GWh por año. Se espera que aumente a entre 90 000 GWh y 110 000 GWh por año para 2035, con una tasa de crecimiento anual proyectada del 2 % al 3 %⁴². Este aumento anticipado en la demanda de electricidad se debe a la electrificación prevista del sector energético colombiano, una mayor adopción de vehículos eléctricos y un aumento en la población.

⁴¹ Banco Mundial, 2014, Consumo de energía eléctrica 9kWh per cápita, obtenido de: https://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC?name_desc=false

⁴² UPME, 2021, Proyecciones de demanda, obtenido de: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

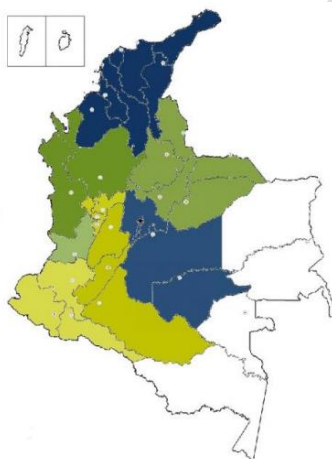
Imagen 118 Proyección de la demanda eléctrica anual (GWh-año)



Fuente: UPME, Proyección anual de demanda de energía eléctrica y gas natural para el período 2021-2035 (UPME, 2021)

La demanda de electricidad en Colombia es mayor a lo largo de la costa norte en la región Costa – Caribe y en la región Centro, donde el consumo en 2020 fue de 17.601 GWh y 16.492 GWh respectivamente. El consumo de electricidad en otras partes del país es menor. Noroccidente, la siguiente región con un consumo más alto, tuvo un consumo de 9.598 GWh en 2020. Los niveles regionales de demanda de electricidad siguen de cerca la distribución de la población.

Imagen 119 Demanda Eléctrica Anual por Región (2019-2020)



Región	Consumo total (GWh-año)		Crecimiento del consumo año (%)	
	2019	2020	2019	2020
Costa - Caribe	17.523	17.601	6.77%	0.44%
Centro	17.101	16.492	2.80%	-3.56%
Noroeste	9.805	9.598	3.21%	-2.11%
Oriente	7.420	7.210	9.24%	-2.82%
Valle	7.158	6.913	2.36%	-3.43%
Tolima grande	2.901	2.823	3.18%	-2.69%
CQR	2.721	2.668	1.79%	-1.96%
Sur	1.982	1.982	3.58%	0.03%

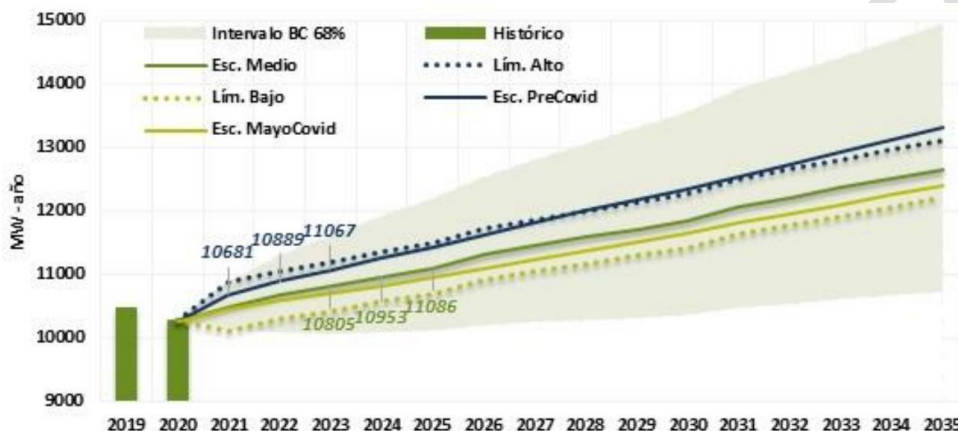
Fuente: UPME, Proyecciones de Demanda Eléctrica y de Gas Natural, 2021-2035 (junio 2021).⁴³

⁴³ UPME, 2021

12.5.2 Capacidad

La capacidad de generación de electricidad de Colombia en 2019 fue de 18 GW⁴⁴, que supera la demanda máxima para permitir la variabilidad de los recursos, la estacionalidad y los picos de demanda. Se espera que esta capacidad de generación aumente en línea con el aumento anticipado en la demanda de energía. Según la UPME, se espera que la demanda máxima de energía esté entre 10 GW y 11 GW en 2021. Se espera que aumente entre 11 GW y 15 GW para 2035. Un aumento a 15 GW representaría una tasa de crecimiento anual de 2 a 4 %.⁴⁵

Imagen 120 Proyección de demanda máxima de potencia



Fuente: UPME, *Proyección anual de demanda de energía eléctrica y gas natural para el período 2021-2035* (UPME, 2021)

12.5.3 Mezcla energética actual

La combinación general de consumo de energía primaria en Colombia está dominada por fuentes térmicas. En 2019, la energía producida por petróleo tuvo la mayor utilización con 195 TWh, seguida por el gas con 134 TWh. El carbón aportó 72 TWh. Actualmente no hay generación nuclear en Colombia. La energía hidráulica aportó 128 TWh, lo que la convierte en la mayor generadora no térmica de la mezcla de consumo. La energía solar, eólica y los biocombustibles tuvieron impactos insignificantes en la mezcla de consumo, contribuyendo con menos de 1 TWh. Otras renovables aportaron los 5 TWh⁴⁶ restantes.

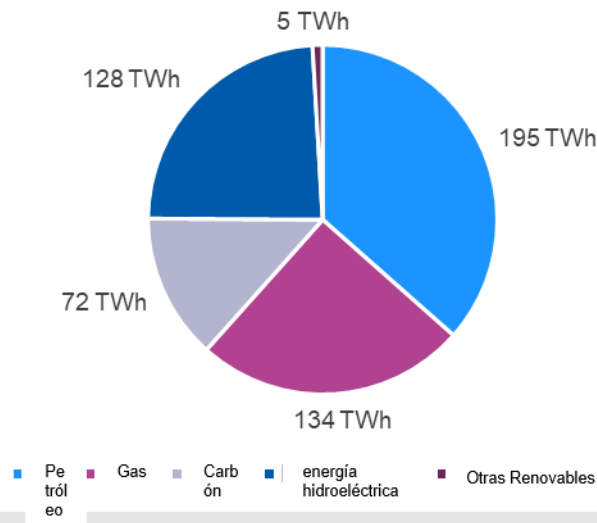
Consumo de energía 2019

⁴⁴ UPME, 2020

⁴⁵ UPME, 2021

⁴⁶ BP, 2021, Revisión estadística de la energía mundial, obtenido de <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

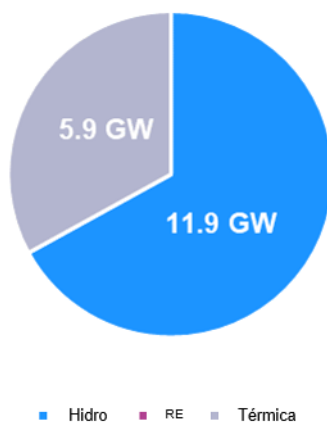
Imagen 121 Consumo de energía 2019



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2021 (BP, 2021)

La mezcla energética general se compone principalmente de fuentes térmicas, que son dominantes en los sectores del transporte y la calefacción, sin embargo, la combinación de generación de electricidad está liderada por la energía hidroeléctrica. La capacidad de generación eléctrica de la energía hidroeléctrica en 2019 fue de 11,9 GW, seguida de la generación térmica con 5,9 GW. La mayor parte de esta generación térmica consiste en capacidad de generación de gas natural. En 2019, la generación de electricidad alternativa, como la eólica y la solar, representó menos de 1 GW de generación⁴⁷, aunque se espera que alcance 1 GW a fines de 2019.

Imagen 122 Capacidad de Generación Eléctrica 2019



Fuente: UPME, Plan Nacional de

Energía 2020 – 2050. Participación de energías renovables no visible ya que fue insignificante en 2019.

⁴⁷ UPME, 2020, Plan Energético Nacional 2020 – 2050, obtenido de: http://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf

12.5.4 Mezcla energética proyectada

El Plan Nacional de Energía 2020 – 2050 (PNE)⁴⁸ define una visión de largo plazo para el sector energético en Colombia. El documento no es una previsión del futuro del sector energético, sino más bien una exploración de posibles escenarios. Se presentan cuatro escenarios: actualización, modernización, inflexión y disrupción. Los cuatro escenarios representan futuros con diferentes niveles de descarbonización, riesgos y cambios tecnológicos, y generalmente se definen en el PNE de la siguiente manera:

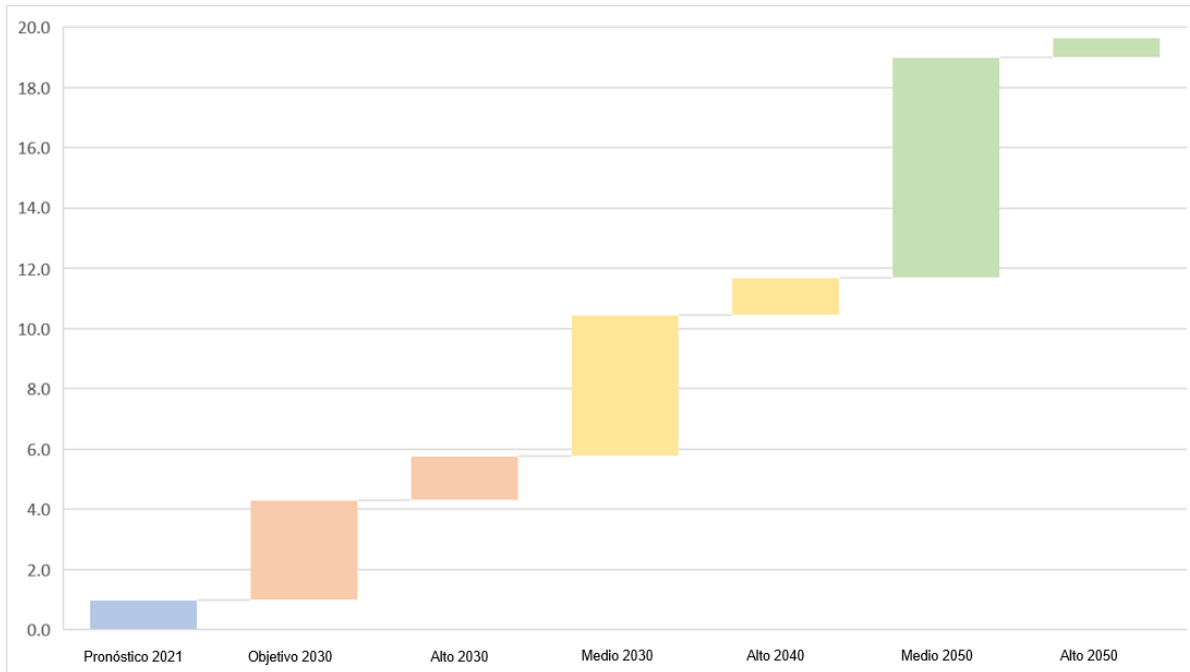
- Actualización: Escenario en sintonía con las tendencias actuales
- Modernización: La gasificación como paso hacia la descarbonización
- Inflexión: Inicio de la electrificación de la economía
- Disrupción: Innovación para encaminar al sector hacia la neutralidad en carbono

12.5.5 Energías renovables terrestres no hidroeléctricas en Colombia

Dado que la energía hidroeléctrica y térmica dominan la mezcla de electricidad, las energías renovables no hidroeléctricas se limitan actualmente a instalaciones a pequeña escala, incluidas tecnologías como la combinación de calor y electricidad, energía solar fotovoltaica y eólica. Para disminuir las emisiones y reducir la dependencia, tanto de la energía hidroeléctrica, como de la energía térmica, se anticipa un gran aumento en el despliegue de energías renovables no hidroeléctricas. El PNE de Colombia describe objetivos ambiciosos para el crecimiento de las energías renovables no hidroeléctricas durante el período 2020-2050, incluido un mínimo de casi 19 GW de energía renovable no hidroeléctrica instalada para 2050 en los cuatro casos de PNE, como se muestra en la [siguiente imagen](#).

Imagen 123 Crecimiento Pronosticado de Renovables No Hidroeléctricas en Colombia (GW Operativos, 2021 – 2050)

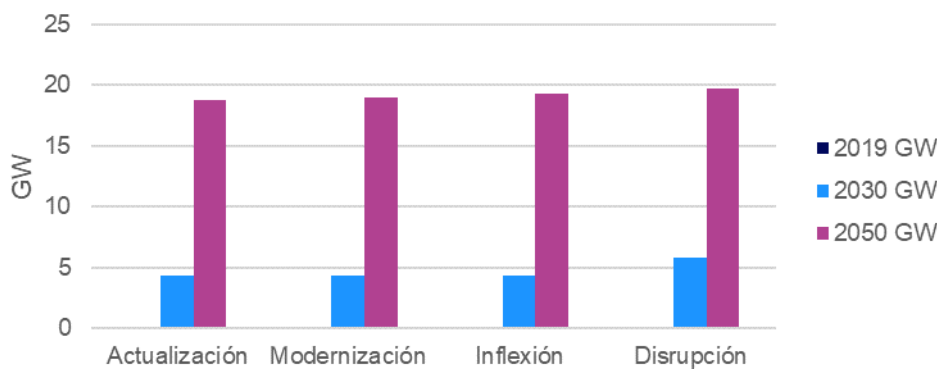
⁴⁸ UPME, 2020



Fuente: Análisis del autor basado en el Plan Energético Nacional 2020 – 2050, Pág. 93. El Pronóstico 2021 se basa en una declaración de Iván Duque y está sujeto a cambios.^{7F49} Medio = Escenarios de Actualización y Modernización, Alto = Disrupción.

A 2019, había una capacidad insignificante (~0 GW) de energía renovable no hidroeléctrica en Colombia. Los cuatro escenarios de PNE anticipan que esto aumentará sustancialmente para 2030 a 4 GW - 6 GW. Se espera un aumento adicional para 2050, con capacidades que alcancen los 19 GW - 20 GW. Como los escenarios están estructurados actualmente, un gran porcentaje de esta capacidad consistiría en energía eólica terrestre y solar fotovoltaica.

Imagen 124 Proyección de capacidad de generación de electricidad renovable no hidroeléctrica

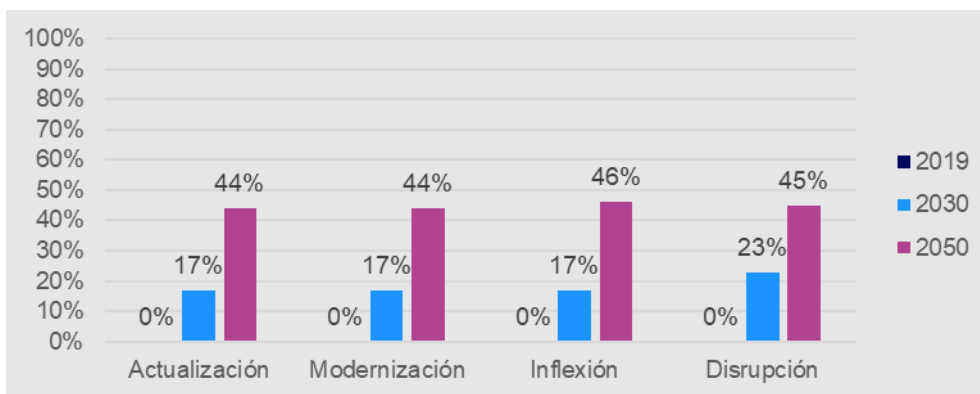


Fuente: Minenergía y UPME, Plan Nacional de Energía 2020 – 2050

⁴⁹ Ver: <https://renewablesnow.com/news/colombia-expects-to-have-over-1-gw-of-renewables-by-end-2021-dice-el-presidente-732017>

El aumento anticipado en la capacidad se correlaciona con un aumento en la participación porcentual de las energías renovables no hidroeléctricas en la combinación de generación de electricidad. En los cuatro escenarios, se prevé que la proporción de energías renovables no hidroeléctricas aumente de ~0% en 2019 a 44% - 46% en 2050.

Imagen 125 Proyección de la mezcla de generación de energía renovable

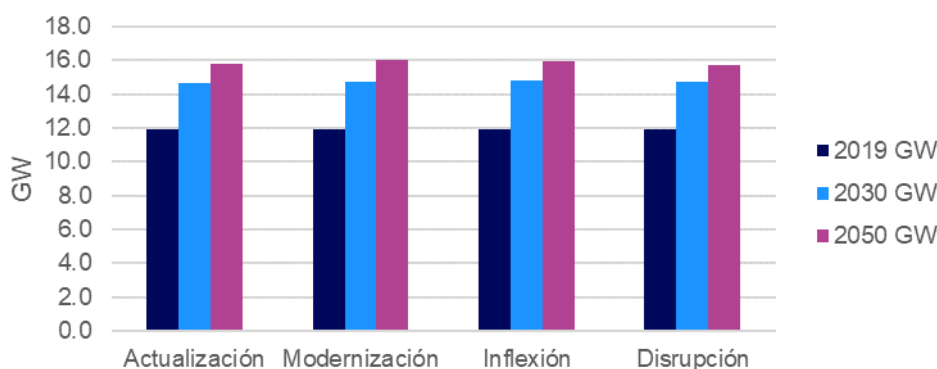


Fuente: Minenergía y UPME, Plan Nacional de Energía 2020 – 2050 (UPME, 2020)

12.5.6 Energía hidroeléctrica en Colombia

La energía hidroeléctrica es actualmente el principal contribuyente a la mezcla de generación de electricidad, con aproximadamente 12 GW instalados, lo que otorga a Colombia la tercera capacidad hidroeléctrica más grande de América del Sur.⁵⁰ Como resultado, en 2019 la energía hidroeléctrica contribuyó con el 24 % del consumo total de energía del país⁴⁶ y el 67 % de la generación total de electricidad. Los escenarios PNE predicen un aumento en la capacidad hidroeléctrica en los cuatro escenarios. Los escenarios prevén un aumento de 0,9 GW – 1,3 GW entre 2019 y 2050.

Imagen 126 Proyección de capacidad de generación de electricidad hidroeléctrica

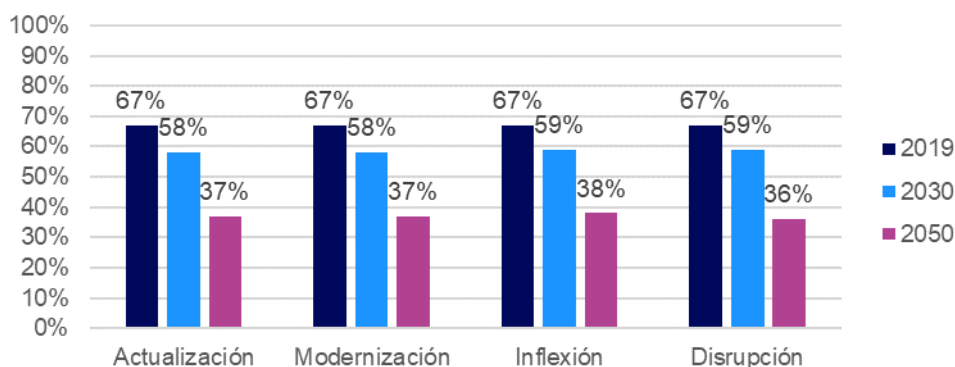


Fuente: Minenergía y UPME, Plan Nacional de Energía 2020 – 2050

⁵⁰ NS Energy, 2019, Los cinco principales generadores hidroeléctricos de América del Sur, extraído de: <https://www.nsenergybusiness.com/features/hydroelectric-generators-south-america/>

A pesar del pequeño aumento en la capacidad, como resultado del aumento de la demanda de electricidad, todos los escenarios anticipan una gran disminución en el porcentaje general que la energía hidroeléctrica contribuye a la combinación de electricidad. Se prevé que el porcentaje de energía hidroeléctrica en la mezcla de generación de electricidad disminuya entre un 29 % y un 31 % para 2050.

Imagen 127 Proyección de la mezcla de generación de energía hidroeléctrica



Fuente: Minenergía y UPME, Plan Nacional de Energía 2020 – 2050

Diversificación de la energía hidroeléctrica

Tal como se presenta en los cuatro escenarios futuros, en Colombia existe el deseo y la expectativa de reducir su dependencia de la energía hidroeléctrica y diversificar la mezcla de generación de electricidad. Uno de los factores de esto es el fenómeno meteorológico de El Niño y las implicaciones que tiene en la generación de energía hidroeléctrica. El Niño es un patrón climático natural causado por el calentamiento de las temperaturas de la superficie del Océano Pacífico. El Niño es la “fase cálida” de un fenómeno mayor conocido como El Niño-Oscilación del Sur⁵¹. Si bien El Niño no es un ciclo regular, por lo general ocurre de manera irregular en intervalos de dos a siete años. Puede causar una amplia gama de cambios climáticos y desafíos ambientales, pero históricamente en Colombia ha llevado a una disminución de las precipitaciones⁵².

Sequías y energía hidroeléctrica

El efecto El Niño contribuyó a la reducción de las precipitaciones en un 40% en 2015 y 2016, lo que provocó la segunda peor sequía en la historia de Colombia⁵³. Debido a la dependencia del país de la energía hidroeléctrica para el suministro de electricidad, la sequía tuvo importantes implicaciones para el sector energético. Los niveles de las represas hidroeléctricas se redujeron en un 60% - 70% en comparación con años anteriores, lo que significa que se tuvo que utilizar una mayor cantidad de generación térmica de respaldo. Los altos niveles de demanda combinados con los bajos niveles de

⁵¹ National Geographic, El Niño, obtenido de: <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/el-nino/>

⁵² Reuters, 2018, El Niño puede reducir las precipitaciones en Colombia en un 80 por ciento en el primer trimestre de 2019: ministro, recuperado de: <https://www.reuters.com/article/us-colombia-weather-idUSKBN1O31X2>

⁵³ World Energy, 2019, El Niño Colombia 2015/16, obtenido de: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/El_ni%C3%B1o_Colombia_-_Extreme_weather_conditions_SEP2019.pdf

energía hidroeléctrica generaron una tensión sostenida sustancial en el sistema de generación y el mercado de la energía, lo que provocó aumentos en los precios de la electricidad para los usuarios finales⁵³.

Se experimentó otra sequía entre 2020 y 2021 que nuevamente condujo a niveles bajos de los embalses y una mayor dependencia de la generación térmica de respaldo⁵⁴. Se espera que un aumento en la generación alternativa, como la eólica y la solar fotovoltaica, complemente la combinación energética actual y mitigue los impactos de El Niño en el futuro mediante la adición de nuevas fuentes de generación.

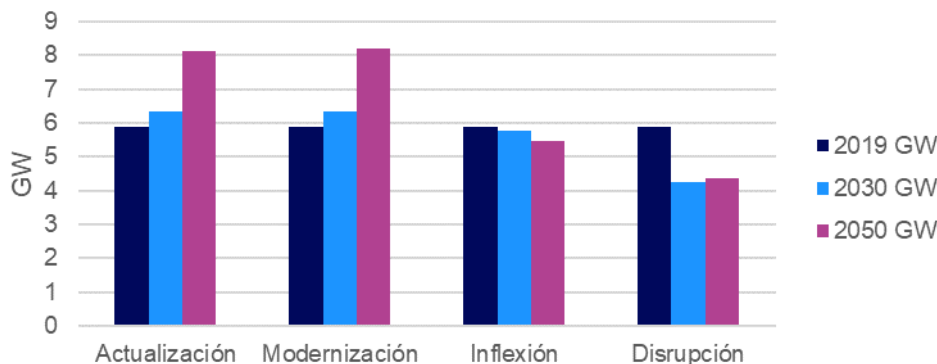
Los mercados colombianos de energía y capacidad están dominados por la energía hidroeléctrica, y los desafíos de política que han surgido en Colombia desde 1993 se han relacionado principalmente con los problemas de suministro específicos que surgen de la interfaz entre una red eléctrica dominada por la energía hidroeléctrica, la economía de la generación no hidroeléctrica, y eventos climáticos impredecibles.

12.5.7 Recursos Térmicos y Otros

La energía térmica en Colombia representa actualmente el 33% de la mezcla de generación eléctrica, lo que equivale a aproximadamente a 6 GW de capacidad de generación. Si bien la energía térmica es un aspecto clave de la combinación de generación, también actúa para complementar y servir como respaldo para la generación de energía hidroeléctrica durante los períodos de baja disponibilidad de recursos hidroeléctricos. El gas natural es la principal fuente de combustible, seguido del carbón y el petróleo. Tanto el escenario de Actualización como el de Modernización prevén un aumento de la capacidad térmica hasta los 8 GW en 2050. El escenario de Inflexión y el de Disrupción prevén descensos de la capacidad térmica hasta 2050 en 5 GW y 4 GW respectivamente. En todos los escenarios, hay una diferencia en 2050 de 3,9 GW entre las rutas de alta y baja capacidad térmica. Si bien la diferencia entre los escenarios para la energía hidroeléctrica y las energías renovables es relativamente menor, esta diferencia es mucho más sustancial y es indicativa de que el papel futuro de la energía térmica es menos claro que el de la energía hidroeléctrica y las energías renovables.

⁵⁴ Renewables Now, 2020, Colombia enfrenta una menor generación hidroeléctrica con pocas energías renovables para ayudar, extraído de: <https://www.renewablesnow.com/news/colombia-faces-lower-hydro-generation-with-little-renewables-to-help-699508/>

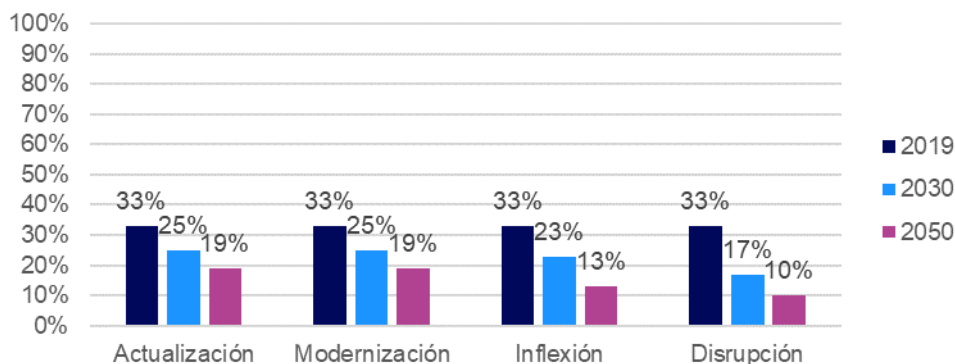
Imagen 128 Proyección de capacidad de generación de electricidad de energía térmica



Fuente: Minenergía y UPME, Plan Nacional de Energía 2020 – 2050

A pesar de los niveles variables de capacidad térmica anticipados, en los cuatro escenarios para 2050 se anticipa una disminución en el porcentaje general de energía térmica en la mezcla de electricidad. Esto se debe a un aumento en la demanda de electricidad que será correspondido principalmente por energía renovable e hidroeléctrica.

Imagen 129 Proyección de la mezcla de Generación de Electricidad Térmica



Fuente: Minenergía y UPME, Plan Nacional de Energía 2020 – 2050

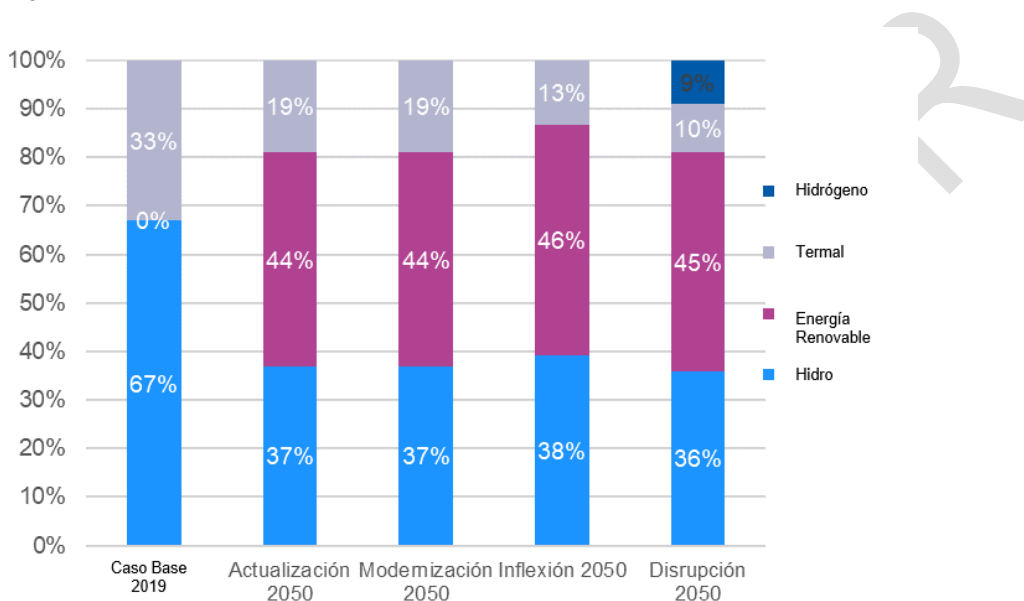
Existe un objetivo a largo plazo para reducir la proporción de generación térmica en la mezcla de generación de electricidad, con metas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 en un 51% en comparación con 2014.⁵⁵ Sin embargo, como resultado de la necesidad de diversificarse más allá de la energía hidroeléctrica, recientemente se ha puesto en línea la generación adicional de gas y carbón⁵³.

⁵⁵ Coalición Clima y Aire Limpio, 2021, NDC de Colombia aumenta su ambición de cambio climático para 2030 e integra nuevos objetivos que mejoran simultáneamente la calidad del aire y la salud, recuperado de: <https://www.ccacoalition.org/en/news/colombia%E2%80%99s-ndc-increases-its-2030-climate-change-ambition-and-integrates-new-targets>

12.5.8 Comparación de recursos

Si bien existen diferencias clave entre los cuatro escenarios PNE 2050, a saber, la cantidad de energía térmica para 2050, todos predicen una disminución general en el porcentaje de energía hidroeléctrica y energía térmica para 2050. Para equilibrar esto, los cuatro escenarios anticipan un gran aumento en la capacidad de generación eléctrica de fuentes renovables.

Imagen 130 Resultados del escenario PNE 2050



Fuente: Minenergía y UPME, Plan Nacional de Energía 2020 – 2050

12.5.9 Costo de la Energía

El costo promedio para los consumidores domésticos es de 0,147 USD por kWh⁵⁶, lo que convierte a Colombia en el 63° país más caro del mundo según esta métrica⁵⁶. El precio de la electricidad de este hogar es muy similar al de EE. UU., un 17 % más alto que Brasil y un 55 % más alto que México. Hubo un aumento en los precios de la electricidad durante la sequía de 2015/16, lo que significó que el precio mayorista al contado de la electricidad aumentó de 177USD 30-50 USD a más de USD 400 por MWh⁵⁷.

La UPME proyecta que se espera que el precio de la electricidad en Colombia aumente en los próximos años con costos marginales de combustible potencialmente crecientes; Se espera que los precios del gas natural aumenten de US \$ 8,4 por MBTU en enero de 2021 a US \$ 20,6 por MBTU en enero de 2050.⁵⁸

⁵⁶ Precios mundiales del petróleo, 2021, precios de la electricidad en Colombia, extraído de: https://www.globalpetrolprices.com/Colombia/electricity_prices/

⁵⁷ World Energy, 2019, El Niño Colombia 2015/16, extraído de: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/El_ni%C3%B1o_Colombia_-_Extreme_weather_conditions_SEP2019.pdf

⁵⁸ Precios mundiales del petróleo, 2021, precios de la electricidad en Colombia, extraído de: https://www.globalpetrolprices.com/Colombia/electricity_prices/



The Renewables Consulting Group

RCG is an integrated market intelligence, management consulting and technical advisory firm with our roots firmly in the global renewable energy industry. We support mainstream and emerging technologies and serve the organizations leading the transition to a low carbon economy. Passionate, practical and highly knowledgeable about our sector, our team delivers independent advice, intelligent solutions and commercial value for clients. We cover established and emerging technologies including offshore wind, onshore wind, solar energy, electricity storage, wave power and tidal energy. RCG is headquartered in London in the United Kingdom, and has offices in New York, Taipei, Tokyo, Glasgow, San Francisco, Barcelona and Amsterdam.

New York

433 Broadway
6th Floor
New York
NY 10013

London

Gilmoora House
57-61 Mortimer Street
London
W1W 8HS

Taipei

Taipei Hsin Ji Business Centre
18F., No.460, Sec. 4,
Xinyi Rd., Xinyi Dist.
Taipei City, 11052

Offshore Wind Roadmap for Colombia

Draft Report



WORLD BANK GROUP



**El futuro
es de todos**

Minenergía

DRAFT

CONTENTS

A	ACKNOWLEDGEMENTS	8
B	LIST OF FIGURES	9
C	ACRONYMS AND ABBREVIATIONS	15
1	INTRODUCTION	19
2	TWO SCENARIOS FOR OFFSHORE WIND IN COLOMBIA	20
2.1	Context	20
2.1.1	The energy trilemma	20
2.1.2	The role of offshore wind	21
2.1.3	Deployment scenarios	22
2.2	Two Potential Deployment Scenarios for Colombia	22
2.2.1	Methodology - Capacity Volumes	24
2.3	Low Scenario	27
2.4	High Scenario	28
2.5	Potential Implications of the Scenarios	31
2.5.1	Local Supply Chain & Industry	31
2.5.2	Local Environment & Society	33
3	RECOMMENDATIONS	35
3.1	Introduction	35
3.2	Recommendations	36
	Vision and Volume targets	36
	Leasing, Consents and Permitting	36
	Grid Connection and Transmission Planning	38
	Port Infrastructure	39
	Supply Chain development	39

	Financing	40
	Offtake and Revenue	41
	Health&Safety and Education	41
3.3	Technical Implementation Considerations	42
<hr/>		
4	ASSESSMENT OF OFFSHORE WIND AREAS	46
4.1	Purpose	46
4.2	Methodology	46
4.2.1	Technical Potential	47
4.2.2	Technical, Environment and Social Constraints	47
4.3	Results	48
4.3.1	Wind Speed	48
4.3.2	Bathymetry & Offshore Geology	50
4.3.3	Combined technical drivers	51
4.3.4	Combined technical potential	52
4.3.5	Constraints Analysis	53
4.3.6	Site Identification – Initial Exploration Areas	58
4.3.7	Offshore wind deployment potential	66
<hr/>		
5	TRANSMISSION INFRASTRUCTURE	68
5.1	Purpose	68
5.2	Methodology	68
5.3	Results	68
5.3.1	Power market summary	68
5.3.2	Existing transmission system	71
5.3.3	Planned upgrades and extensions	73
5.3.4	Implications for offshore wind	76
<hr/>		
6	ENVIRONMENTAL & SOCIAL CONSIDERATIONS	77
6.1	Purpose	77
6.2	Methodology	77
6.3	Results	80
6.3.1	Environmental Constraints	83
6.3.2	Extreme Weather	96
6.3.3	Population Context and Socioeconomic Conditions	97
<hr/>		
7	SUPPLY CHAIN ANALYSIS	114
7.1	Purpose	114
7.2	Methodology	114
7.2.1	Description of Major Components	115

7.2.2	Balance of Plant	117
7.2.3	Transport, Installation and Operations Vessels	121
7.2.4	Operations and Maintenance	123
7.2.5	Criteria for Assessment	123
7.2.6	Readiness Score - Weighing Criteria	126
7.3	Results	127
7.3.1	Discussion of Results	128
7.3.2	Additional Assessment of Supply Chain	129
<hr/>		
8	PORTS INFRASTRUCTURE	136
8.1	Purpose	136
8.2	Methodology	136
8.2.1	Existing ports overview	137
8.2.2	Port assessment criteria	138
8.2.3	Manufacturing port requirements	139
8.2.4	Construction port requirements	139
8.3	Results	141
8.3.1	Summary of manufacturing and construction ports	141
8.3.2	Port assessment readiness results	146
8.3.3	Discussion of results	147
8.3.4	Map of potentially viable ports	151
8.3.5	Shipyards	152
<hr/>		
9	HEALTH AND SAFETY	156
9.1	Purpose	156
9.2	Methodology	156
9.2.1	Applicable Standards	157
9.2.2	National guidance	157
9.2.3	International guidance	160
9.3	Results	161
<hr/>		
10	REGULATORY FRAMEWORK	163
10.1	Purpose	163
10.2	Requirements for Offshore Wind Frameworks	163
10.2.1	Project Scale and Cost	163
10.2.2	Development Time and Milestones	164
10.3	Current Frameworks in Colombia	164
10.3.1	Seabed Leasing	165
10.3.2	Environmental Licensing and Permitting	172
10.3.3	Grid Connection Requirements	180

10.4	Global Approaches to Offshore Wind Regulatory Frameworks	183
10.5	Options for Offshore Wind Frameworks in Colombia	186
<hr/>		
11	FINANCIAL AND ECONOMIC ANALYSES	189
11.1	Levelized cost of energy (LCoE) estimation for offshore wind in Colombia	189
11.1.1	Overall Approach & Modelled Cases	189
11.1.2	Modelling Methodology	189
11.1.3	Results (<i>All Figures Estimated \$2021</i>)	198
11.2	Economic benefits and jobs initial estimation	203
11.2.1	Purpose	203
11.2.2	Methodology	203
11.2.3	Results	207
11.3	Bankability of Offshore Wind Projects	211
11.3.1	Purpose	211
11.3.2	Method	211
11.3.3	Results	211
<hr/>		
12	SELECT STAKEHOLDERS	214
12.1	Purpose	214
12.2	Methodology	214
12.3	Results	215
12.3.1	List of key stakeholders	215
<hr/>		
	APPENDICES	218
<hr/>		
A	APPENDIX A: COLOMBIAN ENERGY SECTOR CONTEXT	219
12.4	Introduction	219
12.5	Electricity Fundamentals Overview	219
12.5.1	Demand	219
12.5.2	Capacity	221
12.5.3	Current Energy Mix	221
12.5.4	Projected Energy Mix	223
12.5.5	Non- Hydro Onshore Renewables in Colombia	223
12.5.6	Hydropower in Colombia	225
12.5.7	Thermal & Other Resources	228
12.5.8	Resource Comparison	229
12.5.9	Cost of Energy	230

DRAFT

A ACKNOWLEDGEMENTS

This roadmap was prepared, under contract to the World Bank, by The Renewables Consulting Group (RCG), a company of the ERM Group.

This roadmap was commissioned and supervised by Mark Leybourne (Senior Energy Specialist, World Bank), Claudia Ines Vasquez Suarez (Senior Energy Economist, World Bank), and Roberto Luis Estevez Magnasco (Energy Specialist, World Bank).

This report is one of a series of offshore wind roadmap studies commissioned by the World Bank Group under the joint ESMAP-IFC Offshore Wind Development Program. Funding for this study was generously provided by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP).

We are exceptionally grateful to the wide range of stakeholders that provided feedback during the report consultation process, and especially to all of the inputs provided by el Ministerio de Minas y Energía (MME), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), la Dirección General Marítima (DIMAR), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Asociación de Energías Renovables Colombia (SER).

Particular recognition is given to the wider RCG team and the ERM Bogotá office for their dedication and enthusiasm to provide a thorough strategic analysis and advice on the role that offshore wind could play in Colombia's future energy mix.

B LIST OF FIGURES

Exhibit 1 Energy trilemma.....	21
Exhibit 2 Installation rate for buildout scenarios.....	24
Exhibit 3 Initial Exploration Areas for Fixed and Floating Offshore Wind (Red = Fixed, Blue = Floating)	26
Exhibit 4 Installation rate for Low scenario.....	28
Exhibit 5 Policy implementation and development timeline for the High scenario ..	29
Exhibit 6 Installation rate for High scenario	30
Exhibit 7 Low and High scenarios in the context of the NEP	31
Exhibit 8: Themes for the Recommendations	35
Exhibit 9: Potential Actions to Implement the Scenarios.....	43
Exhibit 10 Technical Potential Criteria.....	47
Exhibit 11 Types of constraints and criteria.....	48
Exhibit 12 Offshore wind resource	49
Exhibit 13 Bathymetry.....	50
Exhibit 14 Combined Technical Drivers	52
Exhibit 15 Fixed & Floating Offshore Wind Technical Potential.....	53
Exhibit 16 Spatial data utilized	54
Exhibit 17 Summary of Environmental constraints.....	55
Exhibit 18 Shipping constraints	56
Exhibit 19 Commercial and artisanal fishing	57
Exhibit 20 Zones of interest.....	59

Exhibit 21 Areas of Interest - with bathymetry and wind resources	60
Exhibit 22 Zones of Interest- Overview Map	61
Exhibit 23 Visual impact - distance from shore of exploration areas	66
Exhibit 24 Results table – Offshore wind deployment potential in Areas of Interest	67
Exhibit 25 Main players in power generation	71
Exhibit 26 Map of transmission infrastructure in Colombia	72
Exhibit 27 Main players in transmission	73
Exhibit 28 Summary of approved generation capacity additions – Caribbean area	74
Exhibit 29 Projects with transmission approval	74
Exhibit 30 Recently planned transmission expansion projects	75
Exhibit 31 Red, Amber, Green (RAG) evaluation criteria	78
Exhibit 32 World Bank Group ESF environmental and social standards (ESS)	79
Exhibit 33 Summary of Environmental and Social Constraints	81
Exhibit 34 Legally protected areas in Colombia with marine or coastal components	83
Exhibit 35 Legally protected areas in Colombian Caribbean coast.....	85
Exhibit 36 Environmentally sensitive areas of the Colombian Caribbean	86
Exhibit 37 KBAs / IBAs in Colombia with marine or coastal components	87
Exhibit 38 Significant EBSAs in the Areas of Interest	90
Exhibit 39 Important Biodiversity and Marine Importance Areas	91
Exhibit 40 Sensitive marine species	92
Exhibit 41 Areas of importance for the conservation of birds	95
Exhibit 42 Extreme Weather	97
Exhibit 43 Location of the collective territories of the ethnic communities	98
Exhibit 44 Marine traffic and shipping density	100

Exhibit 45 Artisanal Fishing Areas.....	101
Exhibit 46 Commercial fishing zones	103
Exhibit 47 Shipwreck identified in the Colombian Caribbean.....	106
Exhibit 48 Sacred sites in Colombia.....	108
Exhibit 49 Submarine communications cables.....	110
Exhibit 50 Offshore oil and gas blocks	112
Exhibit 51 Services and major equipment’s supply agreements.....	114
Exhibit 52 Required Vessels for Offshore Wind Development by phase, type, and purpose.....	122
Exhibit 53 Assessment of track record in wind industry	124
Exhibit 54 Assessment of capabilities in parallel sectors.....	124
Exhibit 55 Assessment of benefits to using local supply chain	125
Exhibit 56 Assessment of investment risks	125
Exhibit 57 Supply chain readiness assessment factor weights.....	126
Exhibit 58 Scoring results of supply chain readiness assessment.....	127
Exhibit 59 Sorted Results of Supply Chain Readiness Assessment.....	128
Exhibit 60 Nacelle components supply readiness assessment	130
Exhibit 61 Potential local supply chain companies – nacelle components	130
Exhibit 62 Monopile radar chart assessment	131
Exhibit 63 Potential local supply chain companies – monopiles	132
Exhibit 64 Jackets radar chart analysis	132
Exhibit 65 Potential local supply chain companies – jackets	133
Exhibit 66 Transition Piece Radar Chart	133
Exhibit 67 Potential local supply chain companies – Transition piece	134
Exhibit 68 Radar Chart for Inter-array cables.....	134

Exhibit 69 Potential local supply chain companies – subsea cables	134
Exhibit 70 Onshore substation radar chart	135
Exhibit 71 Potential local supply chain companies – onshore substation	135
Exhibit 72 Criteria for assessing the level of required investment	136
Exhibit 73 Criteria for assessing Colombia’s port capabilities for construction	140
Exhibit 74 Weights per criteria used to assess port capabilities	140
Exhibit 75 Weights per RAG used to assess port capabilities	140
Exhibit 76 Summary of construction and manufacturing ports for offshore wind projects in Colombia	141
Exhibit 77 Summary of coal terminals that can support either manufacturing or construction of offshore wind projects in Colombia	145
Exhibit 78 Port Assessment Results Table	146
Exhibit 79 Aerial Image of Port of Cartagena	148
Exhibit 80 Aerial Image of Port of Barranquilla	149
Exhibit 81 Aerial Image of Port of Santa Marta	150
Exhibit 82 Map of Port Suitability for Fixed-Bottom Construction or Manufacturing	151
Exhibit 83 Map of Port Suitability for Floating Construction or Manufacturing	152
Exhibit 84 Colombia’s shipyards by region and type of activities	153
Exhibit 85 Shipyards along Colombia’s Caribbean coastline	154
Exhibit 86 Main Occupational Safety and Health Regulations in force in Colombia 2021	157
Exhibit 87 Relevant Health and Safety Legislation and Guidance Documents (UK / Worldwide)	160
Exhibit 88 Maritime Spaces	165
Exhibit 89 Environmental licensing process in Colombia	173

Exhibit 90 Alignment of each section of the PS with Colombian typical terms of reference 176

Exhibit 91 Interconnection Capacity Assignment Timeline 182

Exhibit 92 Comparison of the three main approaches to organising frameworks for offshore wind development (adapted from Table 3.1 in Key Factors report) 183

Exhibit 93 Overview of frameworks and sequence of milestones in one- and two-competition approaches. (Taken from Figure 3.3 in Key Factors report)..... 185

Exhibit 94 LCoE Workflow 190

Exhibit 95 Key Assumptions 191

Exhibit 96 List of key LCoE drivers..... 192

Exhibit 97 Representative Monthly Average Wind Speed – West Zone Fixed Foundation..... 193

Exhibit 98 Representative Monthly Average Wind Speed – Central Zone Fixed Foundation..... 194

Exhibit 99 Representative Monthly Average Wind Speed – East Zone Fixed Foundation..... 194

Exhibit 100 Representative Monthly Average Wind Speed – West Zone Floating Foundation..... 195

Exhibit 101 Representative Monthly Average Wind Speed – Central Zone Floating Foundation..... 195

Exhibit 102 Representative Monthly Average Wind Speed – East Zone Floating Foundation..... 196

Exhibit 103 Fixed Foundation Offshore Wind, 200-1000MW Project Size, USD \$2021 Estimates..... 196

Exhibit 104 Floating Foundation Offshore Wind, 200-1000MW Project Size, USD \$2021 Estimates..... 197

Exhibit 105 Fixed Foundation Offshore Wind LCoE - Low Case 198

Exhibit 106 Fixed Foundation Offshore Wind LCoE - High Case 199

Exhibit 107 Floating Foundation Offshore Wind LCoE – Low Case 199

Exhibit 108 Floating Foundation Offshore Wind LCoE – High Case.....	200
Exhibit 109 Fixed vs. Floating Offshore Wind	201
Exhibit 110 WACC Sensitivity	201
Exhibit 111 East vs. West Sensitivity for 1GW Project, COD 2030, 15MW WTG, does not include cost of onshore transmission	203
Exhibit 112 Projected share of local content	204
Exhibit 113 FTE-years in High Growth, High Local Content Scenario	208
Exhibit 114 Direct Local Spending – High Growth, High Local Content Scenario	209
Exhibit 115 FTE-years in Low Growth, Low Local Content Scenario	210
Exhibit 116 Direct Local Spending – Low Growth, Low Local Content Scenario..	210
Exhibit 117 Inception Meeting Stakeholders Consulted.....	214
Exhibit 118 Projection of annual electricity demand (GWh-year)	220
Exhibit 119 Annual Electricity Demand by Region (2019-2020)	220
Exhibit 120 Projection of maximum power demand	221
Exhibit 121 2019 Energy Consumption	222
Exhibit 122 2019 Electricity Generation Capacity	223
Exhibit 123 Forecasted Growth of Non-Hydro Renewables in Colombia (GW Operating, 2021 – 2050)	224
Exhibit 124 Non-hydro RE Electricity Generation Capacity Projection	225
Exhibit 125 RE Electricity Generation Mix Projection.....	225
Exhibit 126 Hydropower Electricity Generation Capacity Projection	226
Exhibit 127 Hydropower Electricity Generation Mix Projection	226
Exhibit 128 Thermal Power Electricity Generation Capacity Projection.....	228
Exhibit 129 Thermal Electricity Generation Mix Projection	229
Exhibit 130 2050 NEP Scenario Outcomes.....	230

C ACRONYMS AND ABBREVIATIONS

AICA	Área Importante para la Conservación de las Aves
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANI	Agencia Nacional de Infraestructura
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
Aoi	Area of Interest
ASB	Áreas Significativas para la Biodiversidad
AUNAP	Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca
CBD	Convention on Biological Diversity
CFD	Contracts for Difference
COD	Commercial Operations Date
CRA	Corporación Autónoma del Atlántico
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANCP	Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DFI	Development Finance Institution
DIMAR	Dirección General Marítima
E&P	Exploration and Production
EBSA	Ecologically or Biologically Significant Area
ECA	Export Credit Agency
EEZ	Exclusive Economic Zone
ERM	Environmental Resources Management
ESF	Environmental and Social Framework
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment

ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
ESS	environmental and social standards
FENOGGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FIT	Feed-In Tariffs
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
FOW	Floating Offshore Wind
FPIC	Free, Prior and Informed Consent
FTE	Full Time Employee
GBS	Gravity Base Structure
GEBCO	General Bathymetric Chart of the Oceans
GHG	Greenhouse Gas
GIIP	Good International Industry Practice
GWA	Global Wind Atlas
GWO	Global Wind Organization
HSE	Health, Safety and Environment
IBA	Important Bird Areas
ICANH	Instituto Colombiano de Antropología e Historia
IFC	International Finance Corporation
IFI	International Financial Institution
IMF	International Monetary Fund
INVEMAR	Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras
IRA	Internationally Recognized Areas
IRENA	International Renewable Energy Agency
IUCN	International Union for Conservation of Nature
KBA	Key Biodiversity Areas
LCOE	Levelized Cost of Electricity

LPA	Legally Protected Areas
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MME	Ministerio de Minas y Energía
MSP	Maritime spatial planning
NCF	Net Capacity Factor
NCRE	Non-Conventional Renewable Energy
NEP	National Energy Plan
O&M	Operations and Maintenance
OEF	Obligaciones de Energía Firme
OEM	Original Equipment Manufacturers
OSS	Offshore Substations
OWF	Offshore Wind Farm
PNN	Parques Nacionales Naturales
PPA	Power Purchase Agreement
PS	Performance Standards
RAG	Red, Amber, Green
RCG	The Renewables Consulting Group
REMAC	Reglamento Marítimo Colombiano
SER	Association de 17nergías Renovables de Colombia
SINAP	Sistema Nacional de Áreas Protegidas
SNSM	Sierra Nevada de Santa Marta
SOV	Service Operations Vessel
SPRB	Sociedad Portuaria Regional de Barranquilla
SPRG	Sociedad Portuaria Regional de Cartagena
SPSM	Sociedad Portuaria de Santa Marta
STN	Sistema de Transmisión Nacional
TEA	Technical Evaluation

TLP	Tension Leg Platform
ToR	Terms of Reference
TP	Transition Piece
UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
UXO	Unexploded ordnance
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WBG	World Bank Group
WEC	World Energy Council
WTG	Wind Turbine Generator

DRAFT

1 INTRODUCTION

The World Bank Group (WBG) launched a global initiative on offshore wind in 2019 with the objective of supporting the inclusion of offshore wind into the energy sector policies and strategies in emerging markets. This report is one of a series of offshore wind roadmap studies commissioned by the World Bank Group under the joint Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)- International Finance Corporation (IFC) Offshore Wind Development Program.

This Roadmap Study projects the potential role that offshore wind power can play in Colombia's medium and long-term energy sector development. It highlights key challenges and opportunities and provides recommendations on next steps in terms of policy formulation, planning and developing bankable projects. Two potential deployment scenarios (High and Low) have been envisioned and serve as basis for the underpinning analyses.

Colombia's Caribbean coastline has abundant offshore wind resources and a total technical resource potential of approximately 109 GW of offshore wind power. When considering various key environmental, social and technical constraints and drivers, the analysis reveals that there are development exploration areas approximately of 50 GW in potential (4.3.7). Estimated Net Capacity Factors (NCFs) for representative project sites, which is how much electricity these could produce compared to their theoretical full potential, approach 70%- particularly in the east of La Guajira - and are among the highest in the world.

Report Structure

- Section 2: Describes the two potential offshore wind deployment scenarios used in this study
- Section 3: States the recommended actions to deliver either of these two deployment scenarios

Supporting information

- Section 4 - onwards: Provides the analysis and findings that support the recommendations and roadmap for delivering offshore wind in Colombia.

2

TWO SCENARIOS FOR OFFSHORE WIND IN COLOMBIA

2.1 Context

2.1.1 The energy trilemma

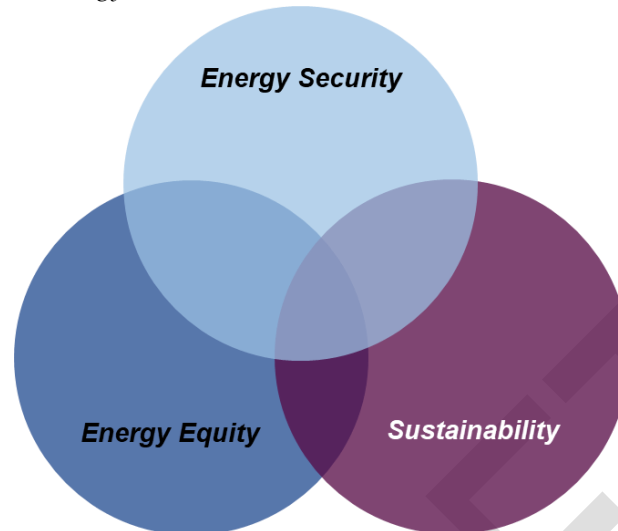
Colombia currently faces a challenge in addressing its own energy trilemma:

- **Security:** Energy security is a critical issue for any country, and whilst approximately 67% of Colombia's electricity is produced from its own hydro resources¹, over-reliance on a single energy source exposes the country to potential energy security concerns with seasonal or weather shocks. More diversity in the electricity supply is needed to increase the overall security of supply.
- **Sustainability:** In general, Colombia's use of hydro resources means that the country is in a better position than others with respect to the carbon emissions of its sources of electricity. However, large hydro dams can present high environmental and social risks to communities and the local environment. In addition, the proportion of electricity coming from hydropower is forecast to be lower in 2029 than it is now, with the gap being filled by an increased share in coal and gas, unless the electrification of the economy is initiated (section 12.5.4)".
- **Equity:** The population of Colombia has excellent access to electricity with 99.77% of people having access to a basic electricity source². However, electricity pricing is the main challenge going forward. Ensuring electricity pricing remains stable and affordable will be critical. Again, over-exposure to single sources of electricity such as hydropower can be counter-productive to stable pricing, and the potential increase in coal and gas power predicted will also lead to a greater exposure to global commodity pricing.

¹Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy & Ember (2021); <https://ourworldindata.org/energy/country/colombia>

² Our World in Data based on World Bank; <https://ourworldindata.org/energy/country/colombia>

Exhibit 1 Energy trilemma



Source: RCG adapted from World Energy Council (WEC)

2.1.2 The role of offshore wind

Offshore wind has the potential to address all aspects of the energy trilemma faced by Colombia now and over the next 30 years and beyond. Offshore wind has the potential to add diversity into the energy system, at large-scale. Whilst offshore wind can be exposed to its own seasonality (11.1.2.2) and weather-related risks, they will generally be different to those faced by hydro solutions. Furthermore, when coupled with emerging long-term energy storage solutions such as hydrogen, exposure to these risks can be reduced further (2.2.1.1).

Offshore wind farms are located at sea, and whilst there are environmental and social risks associated with this, with well-defined Maritime Spatial Planning (MSPs) and Permitting practices in place these should be lower than has been experienced so far in Colombia with onshore wind and hydropower – especially with respect to indigenous communities (6.3 and 10.4).

The cost of offshore wind is also falling, with significant benefits from large-scale deployment in mature markets such as Northern Europe now being felt globally. Indications from competitive bidding in new and emerging markets has already shown that costs in these markets will start lower than the earliest offshore wind markets but will also align closely to global prices for offshore wind relatively quickly, if deployed at scale and with clear policy frameworks in place. The wind resource and

infrastructure in Colombia show all the right signs for a scaled-up offshore wind market to reach these competitive levels relatively quickly too (7.3, 8.3, 11.1).

Finally, offshore wind is the only technology that can efficiently and quickly displace large-scale generation such as large hydropower plants, coal and gas fired power stations. Offshore wind turbines are much larger in scale than onshore wind turbines, and therefore fewer are needed to meet the same demand. Coupled with higher capacity factors in the offshore environment and the excellent wind resource in Colombia's Caribbean coastline (11.1.2.2), offshore wind farms are much closer to large baseload power stations.

2.1.3 Deployment scenarios

Therefore, two potential deployment scenarios have been envisioned for Colombia's offshore wind industry:

- The **“Low” Scenario** represents a hands-off approach from the government – offshore wind is not incentivized, and the majority of renewables growth comes from other technologies. In this scenario, many challenges of the energy trilemma described earlier are unlikely to be solved by offshore wind and Colombia would need to turn to other technologies to provide a solution.
- The **“High” Scenario** represents an achievable, but accelerated growth in the development of offshore wind, where the government has followed some of the key recommendations in this report and offshore wind has been targeted as a technology to support its renewables ambitions. In this scenario, by 2050 many of the current challenges of the energy trilemma faced by Colombia are addressed by large-scale deployment of offshore wind.

2.2 Two Potential Deployment Scenarios for Colombia

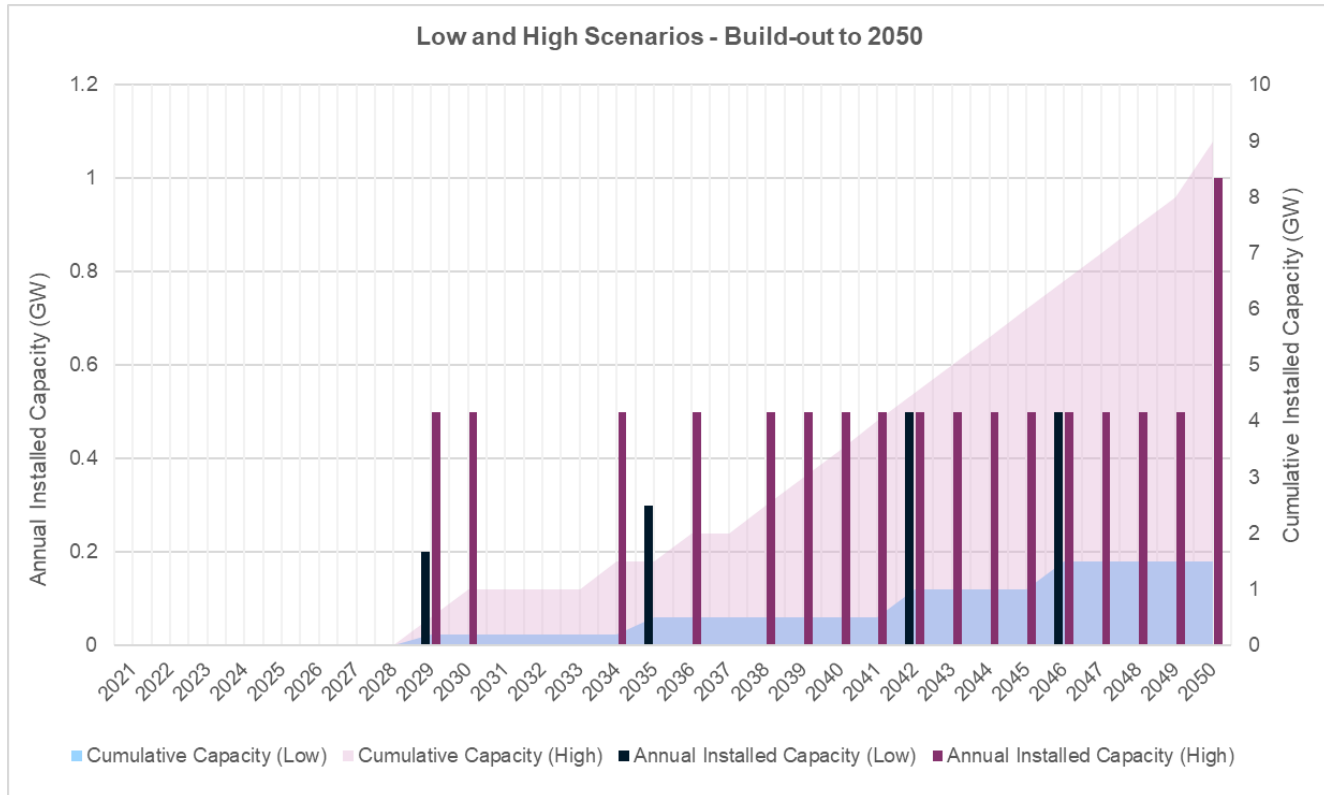
The following section provides a more detailed description of the two deployment scenarios. It should be noted that these scenarios are not prescriptive pathways, nor recommended policy guidance, but rather are intended to support initial assessment of procurement pathways, volumes, and options. Building from this roadmap report, additional analysis, policy decision making, and integrated resource planning is required to design and structure the low-carbon energy pathway that is most beneficial for Colombia. Actual volumes of offshore wind installed may differ substantially from the scenarios evaluated in this section, both in terms of overall quantum and phasing across future decades. In particular, the high scenario should not be seen as a ceiling - should the government and other actors follow the recommendations in this report, there is potential for offshore wind to exceed these scenarios.

The principal characteristics of the discussion scenarios outlined in this section are:

1. **“Low” Scenario:** The low case scenario assumes that offshore wind is developed and procured in specific situations on an individual, ‘one-off’ basis, at smaller project sizes (e.g. <500MW) and without specific establishment of a forward-looking national strategy and procurement program specific to offshore wind. The Low scenario is presumed to be achievable without a dedicated transmission expansion plan, leveraging both assumed business-as-usual reinforcements over the period and concentrating deployment closer to the load centers of Cartagena, Barranquilla, and Santa Marta.
 - a. The low scenario envisions 200 MW by 2030, 500 MW by 2040, and 1.5 GW by 2050, on a cumulative basis.

2. **“High” Scenario:** The high case scenario assumes that offshore wind is developed on a commercial scale (including projects at the 1GW level) through a dedicated technology-specific procurement program. To achieve the 2030 target, additional transmission upgrades, not currently under consideration, will need to be evaluated. To achieve the significant volumes in the 2030-40, and especially 2040-50 period, a significant program will need to be undertaken to build the necessary transmission capacity. Under the high scenario, it is assumed that projects from the central and eastern coastal regions of the country are developed, in addition to early projects nearer to costal load centers.
 - a. The high scenario envisions 1 GW by 2030, 3 GW by 2040, and 9 GW by 2050, on a cumulative basis.

Exhibit 2 Installation rate for buildout scenarios



Source: Author's analysis. N.B. Chart represents an indicative build-out for each of the low and high scenarios and actual installed capacity may be more variable depending on project sizes and market conditions.

2.2.1 Methodology - Capacity Volumes

Unlike integrated resource plans, including those developed and modeled by the Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) and the Ministerio de Minas y Energía (MME or Minenergía) in the National Energy Plan (NEP), this roadmap report does not perform a dynamic evaluation of economic dispatch, but rather suggests ranges and rates of offshore wind capacity deployment, within the context of a complete characterization of the most likely and unconstrained development areas (see section 4) and the probable levels of effort required to inject volumes of offshore wind energy adjacent to these locations.

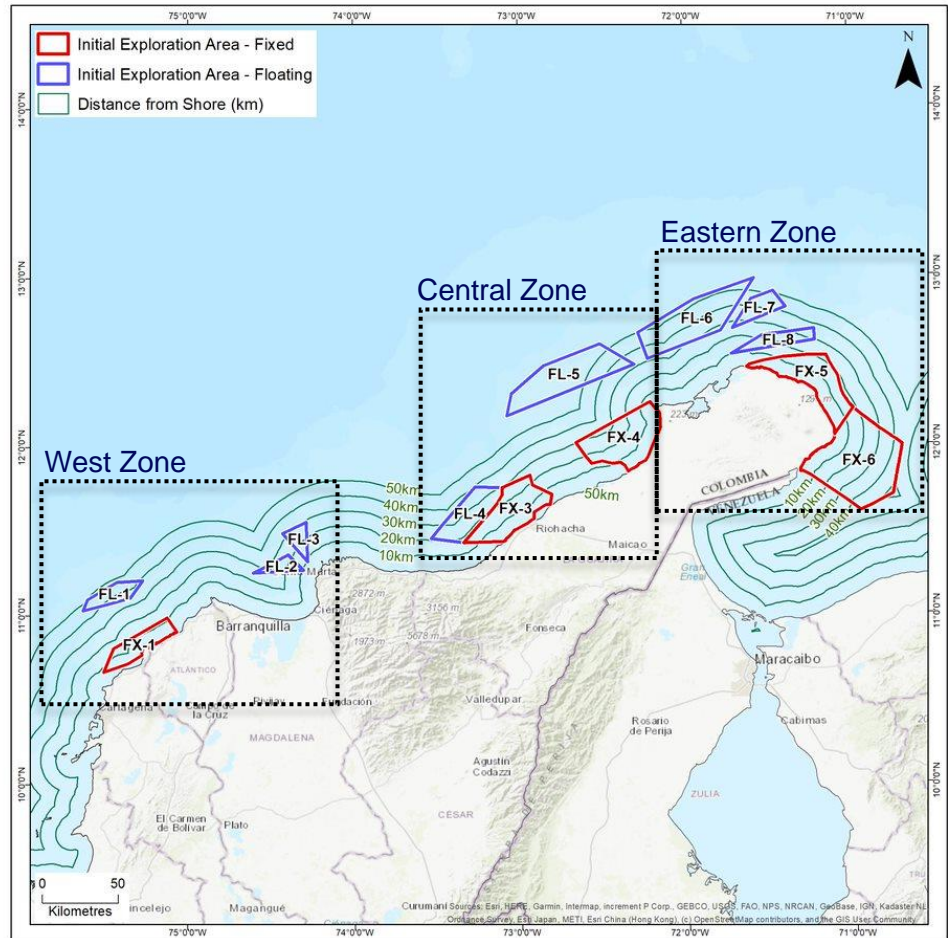
One of the most challenging constraints to commercial-scale offshore wind power deployment in Colombia, is the limited availability of high-voltage transmission capacity near the most important wind resource areas near Guajira and Magdalena. During stakeholder engagements in 2021, UPME informed that very limited existing capacity is available, and there are no locations in the Costa-Caribe region, where the wind resource is, that presently can accept commercial scale injection volumes. Over the medium term, this problem can be ameliorated by building new high voltage transmission, most likely overland and using existing right-of-ways. To unlock the high levels of offshore wind capacity envisioned in the high case scenario especially, major dedicated investments in transmission are expected to be required.

2.2.1.1 Exploration Area Definition

A holistic offshore data collection and characterization process was undertaken to identify technically attractive exploration zones that avoid major hard constraints, such as offshore marine traffic (see further discussion in section 4).

As a result of the significant limitations of the existing transmission network for commercial scale offshore wind, the scenarios, but particularly the High Scenario, contemplate deployment being prioritized first in the western zones, and later moving to the central and eastern zones.

Exhibit 3 Initial Exploration Areas for Fixed and Floating Offshore Wind (Red = Fixed, Blue = Floating)



Source: Author's analysis

*Disclaimer: The borders, colors, denominations and any other information on this map do not imply a judgment on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such borders.

Given the transmission limitations, in both the Low and High Scenarios, projects are expected to be developed closer to existing load centers in Barranquilla, Cartagena and Santa Marta first (west zone), and potentially in modest sizes of 200-500MW or less to avoid the need for major transmission improvements. Energy storage could also be used onshore, to reduce curtailment and transmission upgrade requirements,

though this was not considered in the costing and in almost any case it is typical and expected that some local upgrades will be necessary.

In the East Zone, particularly at the eastern end of La Guajira, there is tremendous development potential for fixed foundation wind, which includes much more than was included in the High Scenario. Like other large-scale onshore renewables in this area, new construction of high voltage transmission lines is required to unlock this resource. While this study does not consider the use of offshore wind energy for hydrogen production, this may be another viable use for the energy potential in this region.

2.3 Low Scenario

The Low Scenario assumes that offshore wind is developed in specific situations in the West Zone and no clear, technology specific procurement program is established.

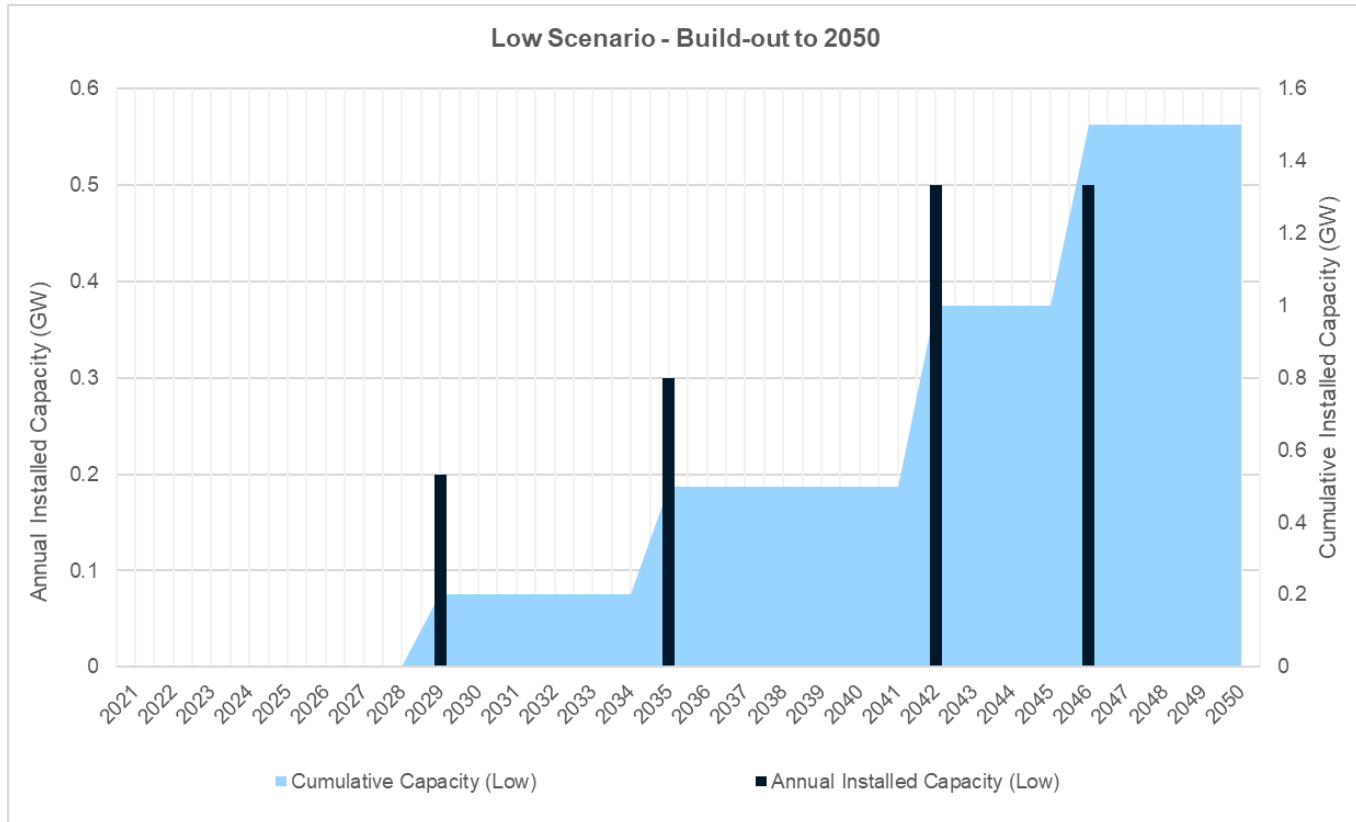
By 2030, it is assumed that one 200MW fixed-foundation project reaches commercial operation proximate to load.

By 2040, it is assumed that an additional project of similar size will be developed near the load centers and without major transmission improvements (such as the construction of new major high-voltage lines).

By 2050, one or two additional larger projects are assumed to be developed without major transmission upgrades, assuming additional capacities are available during this time period. This project may interconnect in the Central Zone or Eastern Zone.

The exhibit below shows how this build-out scenario may play out in reality for installation schedules. Given the small scale of projects (all <500 MW) it is expected that each project can be installed in a single season. Given the lack of significant increase in projects in this scenario, the buildout is highly sporadic with no consistent buildout or gradual increase in installed capacity over time.

Exhibit 4 Installation rate for Low scenario



Source: Author's analysis. N.B. Chart represents an indicative build-out for the low scenario and actual installed capacity may be more variable depending on project sizes and market conditions.

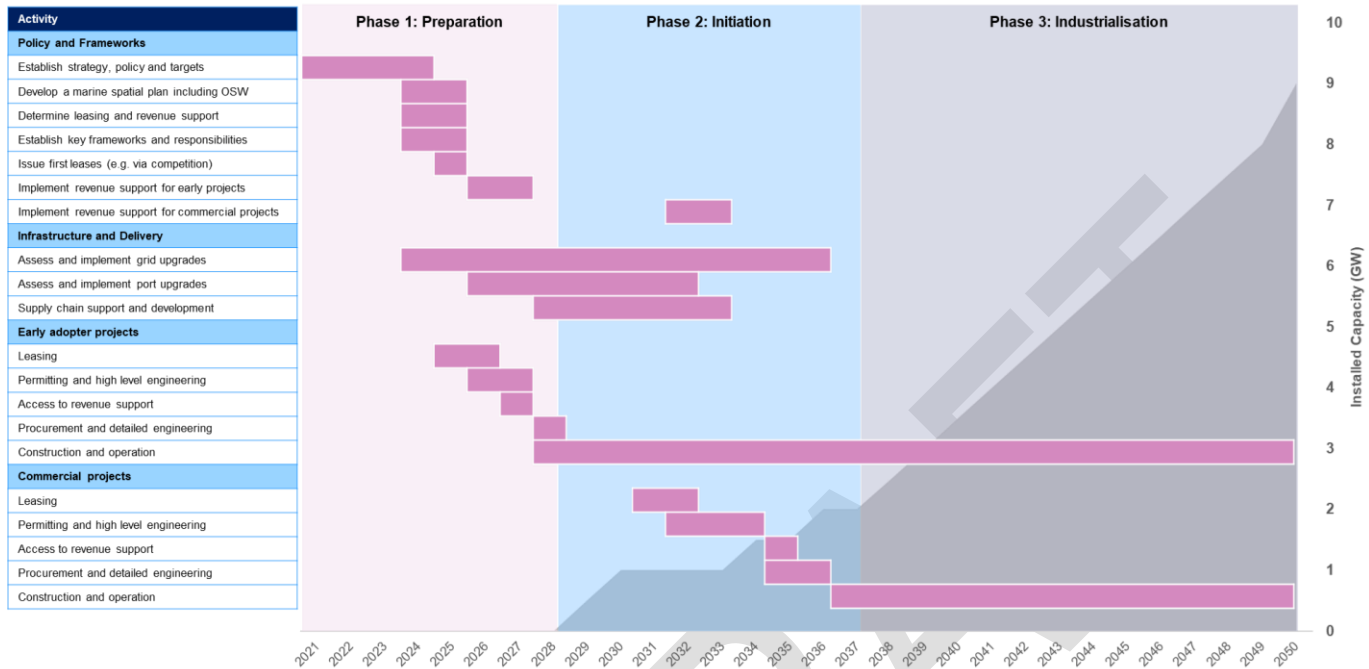
2.4 High Scenario

The High Scenario assumes that offshore wind is developed on a commercial scale through a dedicated technology-specific auction or tariff process. To achieve significant volumes in the 2040-2050 period, it is assumed that a major program is undertaken to build the necessary transmission capacity.

Exhibit 5 Policy implementation and development timeline for the High scenario Exhibit 5 shows the potential timeline for policy implementation and project development that would be required to fulfil the High scenario. This demonstrates the need for the 'building blocks' to be established prior to both early adopter projects and commercial projects developing their projects in an efficient and timely manner. Development timelines of approximately 5 years are generally achievable with the

right frameworks and regulation in place, whilst it has been observed in other nascent markets that this can take as long as 10 years without these measures.

Exhibit 5 Policy implementation and development timeline for the High scenario



In 2030, the capacity is increased vs. the low-case scenario from 200 MW to 1 GW, indicating a larger first single project or a second medium sized project.

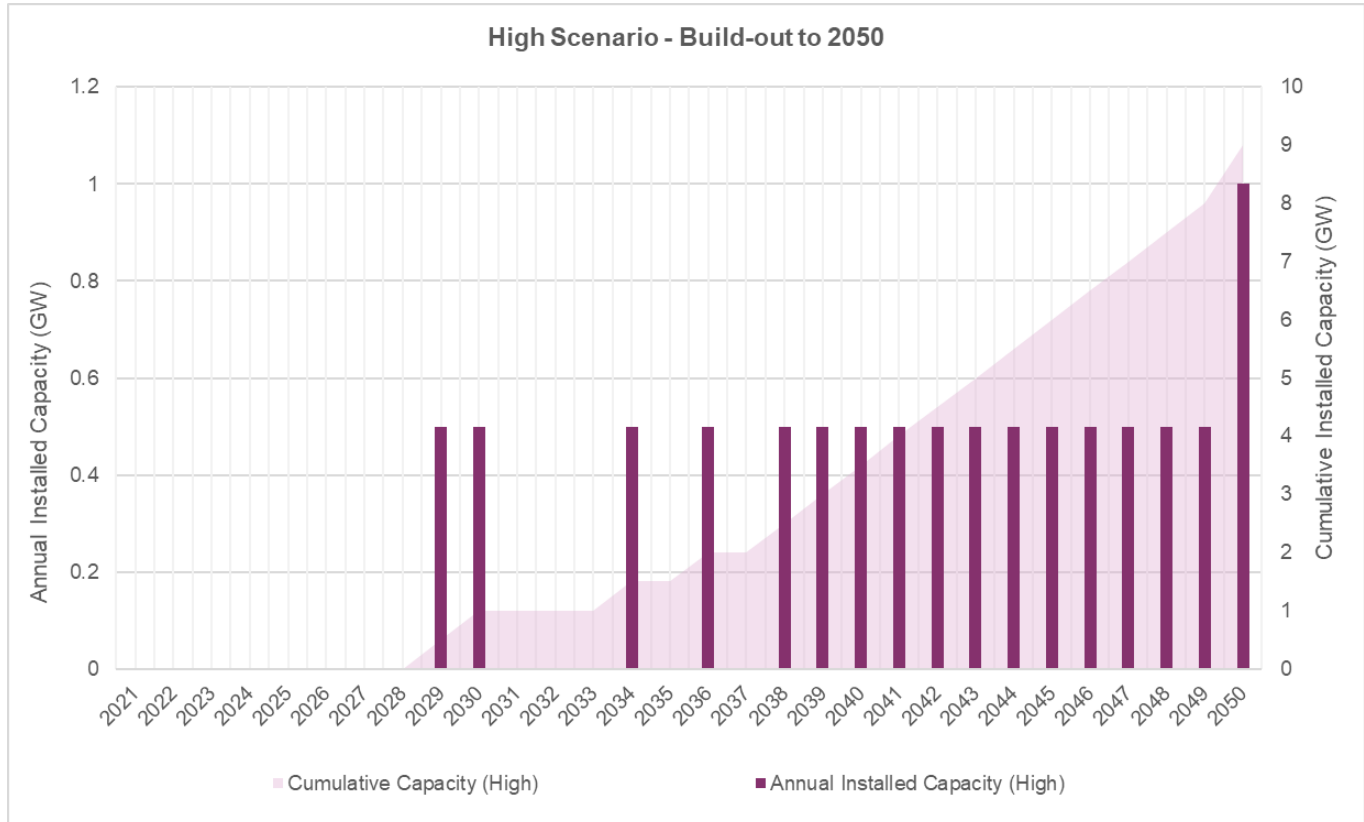
By 2040, 3 GW are achieved under the assumption that two large commercial-scale projects (1 GW) and one smaller project (0.5 GW), or a similar combination, achieve a commercial operation, most likely in the west and central areas. Dedicated transmission upgrades will be required.

By 2050, the target increases by 6GW to 9GW in total. This substantial increase assumes that a significant procurement program is pursued, likely to require substantial coordinated transmission development, potentially through La Guajira to reach areas in the eastern zone region or possibly more floating projects connected through radial lines in the western and central zones.

The exhibit below shows how this build-out scenario may play out in reality for installation schedules. Given the small scale of all projects (<500 MW) it is expected that each project can be installed in a single season. The key difference between the

low scenario and the high scenario on installation rate, is that by the middle of the 2030s, enough momentum will have been established in the market to enable a more consistent installation rate. This should lead to at least one project being installed per year, with potential for a peak by 2050.

Exhibit 6 Installation rate for High scenario

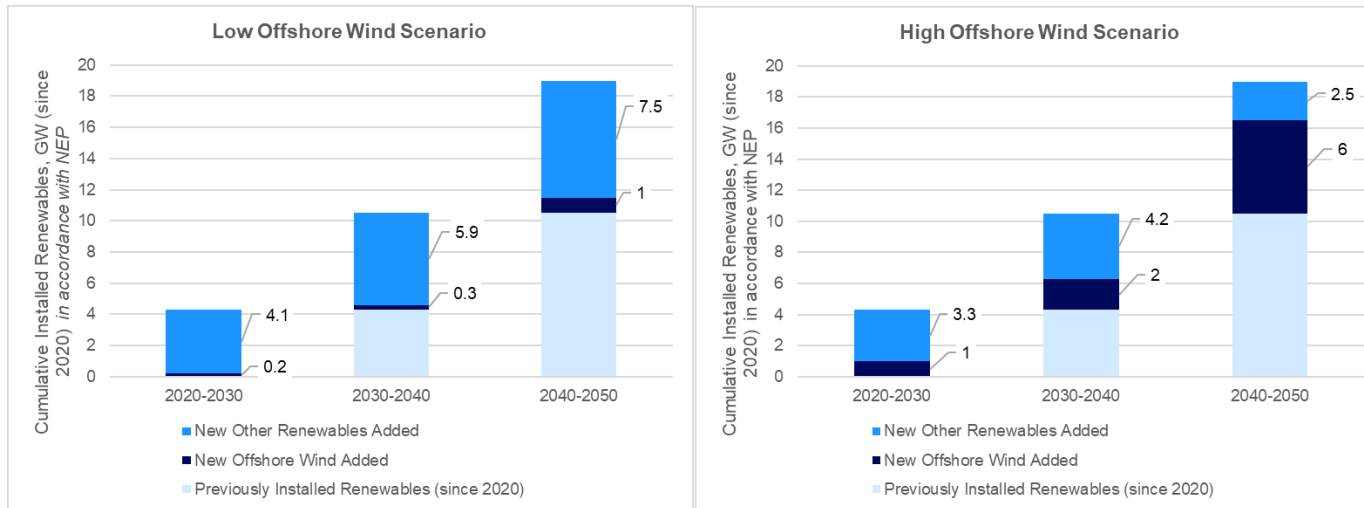


N.B. Chart represents an indicative build-out for the high scenario and actual installed capacity may be more variable depending on project sizes and market conditions.

Exhibit 7 below; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presents the High and Low scenarios in the context of the 2020-2050 National Energy Plan. With a 19 GW target for non-hydro renewable sources by 2050 (12.5.5), the charts show how offshore wind can contribute to this target and the intermediate steps in between, as well as showing the amount of other renewables would need to be installed each decade. The Low scenario shows that 5.9 GW and 7.5 GW of other renewables would need to be installed in Colombia in 2030-2040 and 2040-2050 respectively, if the 19 GW target set out in the National Energy Plan is to be achieved. The High scenario shows that offshore wind can provide the vast majority of new renewables added to the network by 2050, with only 4.2 GW and 2.5 GW of other renewables required in 2030-40 and 2040-2050 respectively. The purpose of Exhibit 7 is to simply

contextualize the scenarios within the NEP targets, hence no economic analyses have been carried out to prioritize offshore wind over other sources such as onshore wind or solar PV. This will be part of section 3. Recommendations.

Exhibit 7 Low and High scenarios in the context of the NEP



Source: Author's analysis and *National Energy Plan 2020-2050*, UPME & Minenergía. Note: Each decade represents the cumulative, total forecasted installed capacity of renewable energy resources (non-hydro) according to the NEP.

2.5 Potential Implications of the Scenarios

A summary of the potential implications of the scenarios is provided below.

2.5.1 Local Supply Chain & Industry

The growth of a local supply chain will be highly dependent on policy commitments and the overall outlook for market volume. A project pipeline of multiple gigawatts is typically required to attract the type of substantial capital investment needed for state-of-the-art local supply chains that can deliver components cost-competitively.

Considering the analyses developed along sections 7, 8 and 11, the growth scenarios' impact on a supply chain in Colombia:

- **A Low growth scenario** would be insufficient to mobilize private-sector capital investment in local facilities or infrastructure for major tier-1 components, such as foundations and wind turbine blades or towers.
 - Major offshore wind components and contracts would continue to be sourced from abroad.

- Local facilities and coastal infrastructure, such as the Port of Cartagena and Port of Barranquilla, could be used for staging and marshalling of components in this scenario.
- Certain structures such as onshore substations and secondary steel for foundations, may also be provided by local companies. However, the bulk of components and major contracts would be sourced from abroad.
- The analyses in section 11.2.3.1 estimate an impact of ~300 FTE years by 2030 and increasing to ~1,500 in 2050 as additional capacity is developed in the final decade. For gross economic output in Colombia, the analysis estimates ~\$25 Million USD \$2021 by 2030 and ~\$130 Million USD \$2021 by 2050.
- The industry in Colombia would not drive the global supply chain, thus new projects would likely have to use opportunism, such as windows in construction schedules of available heavy-lift vessels to define their own construction schedule.
- **A High growth scenario**, where the market volume is anticipated to reach multiple gigawatts, should provide enough volume to organically encourage further supply chain investments for local manufacture of major components by 2050.
 - To deliver greater capacity volumes, it is anticipated that dedicated port upgrades will be required to expand staging and pre-assembly capacity.
 - However, location of major Tier 1 component manufacturing facilities in Colombia is not certain even under the high growth scenario and may require further incentive or requirement from the government during procurement/auctions, or regional market development in nearby countries outside of Colombia's control.
 - If a build-out rate of one commercial size (500 MW+) project per year could be achieved from 2030 onwards, this could justify investment in specialist vessels dedicated to the Colombian market.
 - The analyses in section 11.2.3.1 estimate an impact of ~1,000 FTE years by 2030 and increasing to ~26,000 in 2050 as significant additional capacity is developed in the final decade. For gross economic output in Colombia, the analysis estimates ~\$100 Million USD \$2021 by 2030 and ~\$3 Billion USD \$2021 by 2050.
 - By this time, it could also be anticipated that other offshore wind markets in the region would be maturing, and in the High scenario Colombia could be a key part of a regional supply chain hub.

2.5.2 Local Environment & Society

Offshore wind has implications for biodiversity, ecosystem services, and on socioeconomic receptors³. However, with well-designed pre-feasibility and permitting policies, these projects can coexist with environment and society without creating unacceptable environmental harm or social disruption. This has been proven in active and planned developments globally and further research is ongoing, such as the Offshore Wind Evidence and Change program⁴ by The Crown Estate, UK. A prudent development program that adequately considers these factors, potential mitigations, and consults with stakeholders of all kinds, is required to ensure optimal outcomes and reduce potential impacts. Such a program can take several years to effectively design and implement and so should be started early. See Section 6 for further detail.

- The **Low growth scenario** could be envisioned if this program is not effectively designed and thus permitting of offshore wind is slow, high risk and costly – deterring investors.
 - In the low growth scenario, Colombia’s renewable energy must come from other sources which may come with other environmental impacts (e.g. additional use of land and natural resources, impacts on indigenous communities, greater impact on terrestrial ecology).
 - By 2050, it can be anticipated that offshore wind, especially in the areas selected in Colombia due to their extremely high wind speeds, would be a highly competitive technology. In the low growth scenario, the full potential for cost reduction would also not be realized as cost efficiencies on scale in the region cannot be sought. Therefore, there would be a commensurate negative impact on the cost of electricity to consumers.
 - In the low growth scenario, increased reliance on hydropower may be required – if so, the diversity of energy supply will not have been sufficiently addressed and energy security risks due to resource scarcity or weather events may also be increased.
- **The High growth scenario** could be envisioned if an effective permitting and regulatory framework is established to encourage and facilitate efficient approvals of major offshore wind projects.
 - In this scenario a specific offshore wind or marine renewable energy framework is established by the end of this decade, to help facilitate the development of 500 MW of projects per year by the start of the 2030s.

³ Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets (English). Washington, D.C.: World Bank Group. <http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

⁴ <https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/what-we-do/on-the-seabed/offshore-wind-evidence-and-change-programme/>

- The development of 9 GW of offshore wind projects in the highest wind speed areas, will lead to both global and local cost reduction benefits, with buildout sufficient for regional economies of scale to take effect. In this scenario, offshore wind is therefore deemed potentially the most cost-effective renewable energy solution for the region.
- In the high growth scenario, significant diversification of Colombia’s electricity supply will have been achieved – with hydropower, other renewables such as onshore wind and solar, and offshore wind all contributing to the overall mix. This would have the effect of improving energy security and resilience to major weather events.
- Given the increase in space required in the marine environment for this buildout scenario, there will be a higher risk of marine environmental impacts such as those to seabirds or marine mammals. An effective MSP and permitting scheme will ensure these are adequately assessed and mitigated.

DRAFT

3 RECOMMENDATIONS

3.1 Introduction

This section provides initial recommendations for Colombia to develop a successful offshore wind industry. A list of 33 recommendations, organized in eight themes, are presented below. These are based on the analyses developed from Section 4 onwards, engagements with public and private sector and international case studies from the WBG report “Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets”⁵. These suggestions are not exhaustive nor prescriptive, and broadly cover market-building and de-risking themes. Further consideration, analysis, stakeholder consultation, and policy decision making are required to develop an ideal pathway for offshore wind in Colombia.

Exhibit 8: Themes for the Recommendations

<p>1</p> <p>Vision and Volume Targets</p>	<p>2</p> <p>Leasing, Consents & Permitting</p>	<p>3</p> <p>Grid connection and Transmission Planning</p>	<p>4</p> <p>Port Infrastructure</p>
<p>Communicating a clear vision and feasible capacity targets for offshore wind deployment, will attract the attention of the international community.</p>	<p>Legislation will have to contain provisions to grant rights and issue permits to explore, develop, construct, operate and decommission an offshore wind project.</p>	<p>Enabling timely connection to the transmission network of offshore wind target volumes by a coordinated generation and transmission planning task force.</p>	<p>Developing local port infrastructure to support construction, operation and maintenance of offshore wind projects.</p>
<p>5</p> <p>Supply Chain development</p>	<p>6</p> <p>Financing</p>	<p>7</p> <p>Offtake and Revenue</p>	<p>8</p> <p>Health&Safety and Education</p>
<p>Facilitating the development of the local supply chain brings economic benefits and can help reduce the projects' LCOE.</p>	<p>Financing offshore wind projects is a complex process that requires large capital and carries significant risk.</p>	<p>Offtake agreements provide long-term visibility and certainty of the revenues, improving developer and investor confidence.</p>	<p>Embracing Health&Safety good practices and promoting the role of offshore wind in the decarbonization journey for Colombia.</p>

Source: RCG-ERM

⁵ Washington, D.C. : World Bank/ESMAP/IFC. <http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

3.2 Recommendations

Vision and Volume targets

1. UPME to undertake **generation planning** to provide the indicative volumes and timeline for offshore wind capacity as part of their next iteration of the Planes de Expansión de Generación y Transmisión as discussed in section 10.5. It is crucial to understand the role for offshore wind in the country's future energy mix to help meet local demand and electrify the economy.
2. MME to establish offshore wind **vision and capacity targets** towards 2030 and beyond, guided by the scenarios and potentials discussed on this roadmap (sections 2 and 4) and also UPME's next iteration of generation plans.

Leasing, Consents and Permitting

3. DIMAR to lead the review of the Plan de Ordenamiento Marino Costero, Government-led **Maritime Spatial Planning** (MSP), to analyze the compatibility of commercial offshore wind deployment with other sea users. As a result, the MSPs shall publish priority areas for offshore wind deployment, which can serve as basis for the Seabed Leasing process and reduce permitting risks down the line. This is a comprehensive procedure that requires consultation with relevant stakeholders to ensure safe coexistence. Reference is made to the Maritime Spatial Plans being carried out by EU member states as per the Directive 2014/89/EU.
4. Identify **priority areas** for commercial offshore wind deployment in Colombia, guided by technical, environmental and social considerations in line with section 4 and aligned with the MSPs. This work can be led by the UPME and shall require a coordinated approach across several institutions, i.e. MME, MADS, DIMAR, INVEMAR, ICAHN, AUNAP, MinInterior and the electrical sector.
5. DIMAR to define and administer the **Seabed Leasing** process, which shall be coordinated with the MME and UPME and be granted as part of a competition process. Certainty of tenure (incl. exclusive rights to survey) gives confidence in investors in early stages, which enters in conflict with the standing Reglamento Marítimo Colombiano (REMAC 5) and will have to be reviewed. Rules that manage competition and terms of lease shall be published and, among others, considerations about potential area overlaps across competitors are to be

clarified. Best practices can be adapted from leasing bodies in other markets, such as Crown State Scotland with the ScotWind Leasing round.

6. ANLA to include the identified priority areas for commercial offshore wind deployment in the **Regionalización** exercise to understand their characterization requirements and also be able to support future evaluation teams once project plans materialize in these areas.
7. ANLA and MADS to publish general **Terms of Reference** (ToR) for the development of the environmental and social impact studies (ESIA) for offshore wind projects. Environmental and Social considerations in section 6, combined with learnings from onshore wind and offshore O&G project development in Colombia, are advised to be included. Additionally, a thorough gap assessment between current ToR for onshore wind energy and Performance Standards by the International Finance Corporation (IFC) is recommended, which can build on the high-level review developed in section 10.3.2.1.
8. DIMAR to re-evaluate the **Maritime Concession** regulation for non-conventional renewable energy sources (10.3.1) in line with the planned terms of lease for offshore wind projects. Clear interdependencies with the Seabed Leasing, ESIA and Revenue Support processes shall be defined to increase transparency in the project development steps.
9. Streamline the access and availability of the general public to the existing **public-domain information** in the different Government entities. Specifically, it would be beneficial to have a centralized portal providing access to baseline information currently available at ANLA web library, INVEMAR's information repository on the Colombian Caribbean Coast, etc.
10. Encourage joint Government-Industry collaboration efforts to target strategic **offshore data collection**, including environmental, biodiversity and social baseline surveys, as well as geophysical/geotechnical and metocean including wind resource, to support derisking of project modelling assumptions. DIMAR, through its research centers could greatly assist in enhancing knowledge on coastal and offshore environments. Having baseline data available helps investors de-risk early-stage development and accelerate or even compress development timescales for projects. In Colombia, pre-feasibilities have been granted, but do not imply exclusive rights nor priority towards an eventual area concession, which might be reducing the interest from investors to deploy data

capture infrastructure. An example of a Joint Industry Program (JIP) is Carbon Trust's Offshore Wind Accelerator⁶, in the UK.

11. A **pre-qualification standard** is recommended prior to initiation of a Seabed Leasing competition for the interested developers. Qualifying criteria will be established for the screening of companies that have the technical and / or financial capabilities and will prevent speculative projects. This will also encourage partnership between local and international players to create the necessary capacities. Examples can be drawn from the US Federal Lease Auctions managed by the Bureau of Ocean Energy Management (BOEM).
12. Mapping of **protected landscapes** is recommended to assist evaluating visual impact by the MinCultura and MADS with the support of research institutes and in consultation with local communities as discussed in section 6.3.3.5.
13. MME to lead the work on the regulatory framework at **Decreto/Ley** level encompassing the process for offshore wind leasing, permitting, grid connection and support mechanisms in Colombia. Considerations such as the national vision and targets, applicable legislation and a role mapping across government entities shall be captured. The latter has to delimit the roles, responsibilities, limitations and scope of the actions of each of the institutions involved, to avoid possible conflicts that could lead to reprocessing between the different participating entities and creating certainty and clarity for interested market participants.

Grid Connection and Transmission Planning

14. UPME to formulate **grid expansion** indicative plans in alignment with the vision and capacity targets announced for offshore wind and the priority areas identified for this technology in the MSPs. Estimated costs for transmission expansions across the western, central, and eastern regions shall be considered in policy design of procurement volumes and locations.
15. **Grid connection** requests shall become an integral part of the permitting process for offshore wind projects, which shall also help preventing speculation.

⁶ <https://www.carbontrust.com/our-projects/offshore-wind-accelerator-owa>

Port Infrastructure

16. DIMAR and MinTransporte, through the Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), to evaluate development and investments needs of the local port infrastructure (e.g. dedicated port facilities, quayside capacity reinforcement, etc.) and road transportation to meet the vision and capacity targets. Section 8 defines the assessment criteria to prioritize with respect to their physical capability to support fixed-bottom or floating offshore wind farm construction or manufacturing activities in Colombia over the long-term.
17. Assess potential and suitability of existing **shipyards** as staging and assembly points, fabricate offshore substation topsides and foundations, and servicing offshore supply and construction vessels. Shipyards have also proven to be important coastal infrastructure offering fabrication, staging, and assembly services for the offshore wind industry in Europe and Asia. A high level review is captured in section 8.3.5.
18. Develop policies to enhance offshore wind **industrial clusters** to be born and evolve around selected ports. Several notable port-centered industrial clusters have developed over the last 50 years and, in relation to offshore wind, this has been observed at the Port of Esbjerg⁷ (Danish Energy Innovation Cluster⁸).

Supply Chain development

19. MME to enhance local supply chain development by mechanisms such as fiscal incentives. As part of this effort, review the adequacy of the Law 1715 / 2014, Proastilleros program, etc. to support a nascent offshore wind industry.
20. MME to engage with **export credit agencies** (ECAs), such as Denmark's Eksport Kredit Fonden and Germany's Euler-Hermes, who can offer trade finance and other services to facilitate domestic companies' international exports. Many countries have ECAs that provide loans, loan guarantees, and insurance to help eliminate the uncertainty of exporting to other countries.
21. MinTrabajo and MME to assess the potential **transferability** of local industries e.g. fossil fuel to offshore wind. Companies in Colombia can be well positioned to take significant market shares during the development, construction and

⁷ <https://port esbjerg.dk/en/business-area/renewables>

⁸ <https://en.winddenmark.dk/projects/energy-innovation-cluster>

operational phases for offshore wind farms, both regionally and globally (7). Quantify requirements based on the vision and targets, combined with the global market outlook, and initiate stakeholder engagements to establish a plan. Examples of similar initiatives exist in Norway, where studies have been commissioned to identify the opportunities for the local industry⁹.

22. Amongst the areas evaluated to be the most ready to emerge as a potential offshore wind supply chain in Colombia are various upfront project development services, notably project development consulting and local legal and permitting advisory services (7.3.1). Creating networking opportunities to identify synergies and establish **alliances** can spearhead the supply chain development for the offshore wind industry.
23. Industry support activities such as a robust supply chain **database** can help understand the skills of current and potential future suppliers. A prequalification process similar to the one executed in section 7 may help understanding transferability capabilities from other industries.

Financing

24. Offshore wind projects have large capital requirements, and it is recommended to initiate contacts with experienced international financiers to help the government understand lender requirements. These include international banks, development finance institutions (DFIs), international financial institutions (IFIs) and export credit agencies (ECAs). ECAs can be instrumental in mobilizing local currency and experienced international lenders, as has been the case in Taiwan.
25. Create incentives from the national government to second-tier financial entities, National Funds e.g. FENOGÉ, or from National banking entities in order to increase participation of the Colombian banking sector in the financing of offshore wind projects with a competitive rate and terms, which resemble the conditions used by international banks.
26. Leverage **concessional finance** programs and partnerships to reduce cost of financing. Concessional financing and credit support mechanisms should be

⁹ Ekspportkreditt: Offshore Wind – Opportunities for the Norwegian, 2020-13, 978-82-8368-074-4
<https://www.regjeringen.no/contentassets/07635c56b2824103909fab5f31f81469/offshore-wind-opportunities-for-the-norwegian-industry.pdf>

investigated to ensure project sponsor costs of financing can be structured at globally competitive levels.

Offtake and Revenue

27. MME to analyze potential support mechanisms most suitable for offshore wind projects to provide developers, lenders and investors long-term visibility and certainty on revenues, which helps them manage revenue risk and reduce LCOE. Options for offtake agreements can include Power Purchase Agreements (PPA), Feed-In Tariffs (FIT), Contracts for Difference (CFD) and bilateral agreements with corporate entities. Choice of mechanism may evolve over time as the industry matures, e.g. firstly, introducing FIT schemes and eventually adopting auctions - as seen in Germany¹⁰.
28. MME to decide on the process to award offtake agreements, which shall include the type of support mechanism chosen and when in the permitting framework it will take place. It is recommended to award these through a revenue support competitive process timed to deliver target capacities as per the stated national offshore wind vision and target. Additionally, a two-competition model is suggested (see section 10.4), so that offtake agreements are granted as a separate process from the leasing and permitting stages. Careful consideration of offtake tariff currency, indexation, and related protections in view of the local financing capacity is required.
29. CREG to evaluate the viability of awarding Firm Energy Obligations (OEF) to future offshore wind projects under the existing Reliability Charge mechanism (Cargo por Confiabilidad) (5.3.1).

Health & Safety and Education

30. MinInterior to initiate stakeholder engagements e.g. round table discussions and working groups to establish open dialogues with communities that will be impacted by the development of the offshore wind industry in Colombia. Identified groups would be, among others, the ICANH, Organización Nacional Indígena de Colombia, AUNAP and la Dirección de Intereses Marítimos y Fluviales de la Armada Nacional.

¹⁰ GWEC: VIETNAM'S FUTURE TRANSITION TO OFFSHORE WIND AUCTIONS, INTERNATIONAL BEST PRACTICES AND LESSONS LEARNED
<http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/vietnam%20offshore%20wind.pdf>

31. Government engagement and outreach to/with international offshore community to provide orientation to local practices and encourage interest in the market.
32. MinTrabajo and MME to develop Health & Safety guidelines and training to promote the safe start of the offshore wind industry, and also relevant to the local context in Colombia. It is advised to partner with global training bodies to draw international best practices and conduct a gap analysis with the existing legislation (9). Examples from the international community include the New Jersey and the Global Wind Organization (GWO) partnership with The Wind Safety Training Challenge¹¹.
33. DIMAR to lead the review of national safety legislation and perform a gap analysis to integrate other widely adopted international standards for offshore wind HSE. Specific actions are to consider offshore wind project particularities in the next update of the Resolution 674/2012 and the ongoing work on the Offshore Safety Handbook (manual de operaciones seguras costa afuera), due in 2022.
34. MME to facilitate training in offshore wind project development and best practices for personnel in the several governmental agencies that shall develop the regulatory framework, process applications to lease rounds, etc. Hiring and/or outsourcing consultees to handle the volume of applications and the work required has proven successful in the UK to avoid delays in processing and achieving efficient and rational outcomes.

3.3 Technical Implementation Considerations

¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. outlines a simplified view of actions potentially required to achieve the Low and High capacity deployment scenarios discussed in Section 2. Further analysis will be required across all areas as part of future policy design and implementation planning.

¹¹ <https://www.globalwindsafety.org/news/wind-safety-training-challenge-launched-in-new-jersey-to-support-offshore-growth>

Exhibit 9: Potential Actions to Implement the Scenarios

Consideration	Low Growth Scenario	High Growth Scenario
Grid	<ul style="list-style-type: none"> It is assumed that only limited upgrades will be required in each decade, taking advantage of planned reinforcements and interconnection directly into load pockets at low relative volumes. 	<ul style="list-style-type: none"> Over time it is assumed that dedicated grid upgrades will be required to incorporate higher injection volumes. This is expected to include reinforcements and dedicated upgrades in the existing right-of-way between Santa Marta and Riohacha, as well as significant upgrades across the planned right-of-way into eastern Guajira in order to unlock significant offshore volumes in that area. Note that it may be possible to utilize marine HVDC as an alternative pathway for transmission expansion, though it is expected that such an approach would be less cost effective.
Port Infrastructure	<ul style="list-style-type: none"> Existing ports of Cartagena and Barranquilla would be viable to support staging and marshalling operations on an as-needed basis with relatively minor investment in upgrades. No purpose-built local port facility is required in low growth scenario. 	<ul style="list-style-type: none"> Dedicated local port facilities could be utilized for the staging and marshalling of large offshore wind components. Moderate investments would be required in port upgrades, primarily quayside capacity reinforcement and in some cases increasing channel depth. Port activities centered would likely be centered around Ports of Cartagena and Barranquilla, secondary options in Santa Marta.
Local Supply Chain	<ul style="list-style-type: none"> Nearly all major tier-1 components imported from facilities abroad. Investment in local (serial) manufacturing facilities not required Some potential for local tier-2 and 3 component suppliers (i.e. Secondary steel structures). Operations and Maintenance supplied locally from port areas in vicinity to offshore wind farms. 	<ul style="list-style-type: none"> Handful of facilities established for manufacturing and staging of components such as transition pieces or Offshore Substations (OSS) topsides Wind turbine components such as blades and nacelles continue to be imported from specialized facilities abroad. Wind turbine foundations imported from specialized serial production facilities abroad, but can be staged and fitted locally Special Purpose Installation Vessels also imported from abroad.
Regulatory and Policy	<ul style="list-style-type: none"> Under the low growth scenario, a long-term competitive PPA offtake program may or may not be established, and projects may be procured either on an individual bilateral basis where most economic and compatible with system expansion planning or via auction. Establish supportive and predictable government policy with respect to offshore permitting and approvals. 	<ul style="list-style-type: none"> To achieve a 'high growth' pathway, it is assumed that a competitive procurement program is established dedicated to offshore wind, that maximizes competitive tension and pricing efficiency among bidders. Establish supportive and predictable government policy with respect to offshore permitting and approvals.

<p>Financial & Economic</p>	<ul style="list-style-type: none"> • While no dedicated procurement program is established under the low scenario, it is expected that measures will be considered to maximize the cost effectiveness of planned projects, such as: <ul style="list-style-type: none"> ○ Lengthening renewables PPA tenor to 25 years or more ○ Leverage of concessional finance programs and partnerships to reduce WACC • Utilizing a dedicated procurement program, it is expected that measures will be considered to maximize cost effectiveness and attractiveness of the market to international developers. Actions may include: <ul style="list-style-type: none"> ○ Lengthening renewables PPA tenor to 25 years or more ○ Leverage of concessional finance programs and partnerships to reduce WACC ○ Establish supportive and predictable government support with respect to offshore permitting and approvals. ○ Government engagement and outreach to/international offshore wind developers that have expressed interest in Colombia to provide orientation to local practices and encourage interest in the market. ○ Conduct government-funded offshore studies including environmental, biodiversity and social baseline surveys, as well as geophysical/geotechnical and metocean including wind resource, to support derisking of project modelling assumptions. ○ Depending upon the priorities of the government, the procurement program could include dedicated local content requirements to encourage local job creation and onshore economic development.
<p>Health and Safety</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Guidance from applicable national offshore HSE Codes and Standards can form the basis for Colombia's offshore wind HSE standards. A gap analysis should be performed to integrate other widely adopted international standards for offshore wind HSE in order to form industry specific HSE standards in Colombia.

Source: : RCG-ERM 2021

SUPPORTING INFORMATION

DRAFT

4 ASSESSMENT OF OFFSHORE WIND AREAS

This section details the methodology and the results for identifying potential offshore wind development zones and estimating the gross maximum offshore wind deployment potential.

4.1 Purpose

This section identifies offshore areas that could be suitable for future offshore wind deployment in Colombia. In addition to the resource potential and basic site condition characteristics, we assess the key environmental, social and human considerations that may influence location and size of future development areas as well as overall market volume potential. The consideration of constraints is an important exercise required to understand the potential scale of the offshore wind industry in the country and size of potential offshore wind development areas.

4.2 Methodology

The project team began the analysis with a desktop resource assessment of offshore wind speeds to understand the overall technically achievable power generation potential in the market. The technically achievable potential is then filtered based on various layers of physical, technical, environmental, and social constraints that determine the suitability of specific areas for offshore wind development. A GIS mapping exercise has been undertaken to visualize the key constraints and drivers for offshore wind development areas in Colombia. Datasets have been identified from public sources and displayed in a series of technical drivers and constraints maps, allowing for the identification of offshore wind development *exploration areas of interest (not final project sites)* and estimation of less constrained offshore wind capacity in Colombia.

4.2.1 Technical Potential

Technical potential refers to the maximum developable capacity for offshore wind based on key technical criteria including depth, wind speed, and national boundaries, but not including other key constraints such as marine traffic or competing uses. Areas of technical potential have been defined based on the following wind speed and bathymetry values:

Exhibit 10 Technical Potential Criteria

Wind Speed (meters / second at 150 m)	Bathymetry (meters at mean sea level)	Foundation Type
7 – 8	Less than 70	Fixed bottom
8 – 9	Less than 70	Fixed bottom
9 – 10	Less than 70	Fixed bottom
Greater than 10	Less than 70	Fixed bottom
7 – 8	70 – 1,250	Floating
8 – 9	70 – 1,250	Floating
9 – 10	70 – 1,250	Floating
Greater than 10	70 – 1,250	Floating

Source: RCG

Industry standard approximate benchmark ranges including minimum wind speed value of 7 m/s at 150 m and a maximum water depth of 1,250 m have been used to define the technical potential. Whilst development in areas outside of these technical conditions is possible and may be viable, conditions within 0 m – 1,250 m with wind speeds higher than 7 m/s are considered a higher priority for investigation. 1,250 maximum depth was chosen for floating not for purposes of a technical limit, but based on the offshore characteristics in the vicinity of the primary interest areas.

4.2.2 Technical, Environment and Social Constraints

In addition to technical potential, the key environmental, social and technical constraints and drivers have been mapped in order to provide additional context and refine realistic deployment areas. A non-exhaustive list of the types of constraints considered is provided in Exhibit 11.

Exhibit 11 Types of constraints and criteria

Type of Constraint	Example	Criteria notes
Resource	Wind Speed	≥ 7 meters/second at 150 m hub height
Technical	Bathymetry	<70 meters fixed bottom, <1,000 meters for floating
Technical	Shipping density	Seek to avoid/buffer
Technical	Aviation and radar	Seek to avoid/buffer
Technical	Oil and Gas infrastructure	Seek to avoid active areas
Technical	Site conditions	Consider soil sediment type
Technical	Subsea cables	Seek to avoid/buffer
Technical	Pipelines	Seek to avoid/buffer
Technical	Military exercise areas	Seek to avoid/buffer
Technical	Transmission access	Consider access location
Environmental	Biodiversity areas	Seek to avoid/buffer
Environmental	Marine protected areas	Seek to avoid/buffer
Environmental	Conservation areas	Seek to avoid/buffer
Environmental	RAMSAR sites	Seek to avoid/buffer
Environmental	Other protected areas	Seek to avoid/buffer
Environmental	Migratory birds	Seek to avoid/buffer
Environmental	Important Bird Areas	Seek to avoid/buffer
Social	Cultural Heritage Sites	Seek to avoid/buffer
Social	Industrial fishing	Seek to avoid/buffer
Social	Artisanal fishing	Seek to avoid/buffer
Social	Aquaculture	Seek to avoid/buffer
Social	Tourism	Seek to avoid/buffer

Source: RCG, ERM 2021

4.3 Results

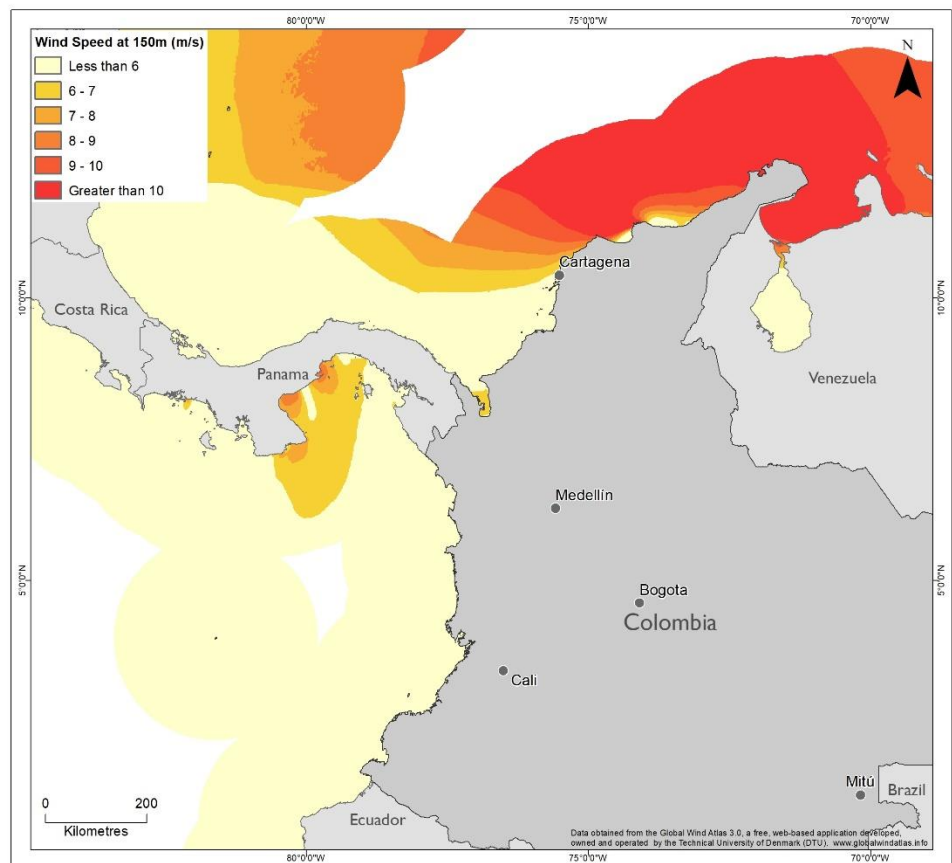
4.3.1 Wind Speed

The wind resource data layer used in this analysis is sourced from the Global Wind Atlas 3.0 (GWA 3.0), an online map portal created by the Technical University of Denmark (DTU Wind Energy) and the World Bank Group. The data includes ten years (2008-2017) of mesoscale time-series modeled input data from Vortex and improved elevation and landcover data in the microscale modeling. Wind speeds measured at 150 m have been selected for this exercise as they are aligned with the

potential expected hub height of offshore wind turbine generators (WTGs). Global Wind Atlas data is limited to a distance of 200 km from the shoreline.

Wind speeds off the western coast of Colombia are below 6 m/s at 150 m height. These wind speed conditions are sub-optimal for offshore wind. Wind speeds are much higher on the northern coast, reaching values of greater than 10 m/s along much of the coastline.

Exhibit 12 Offshore wind resource



Source: RCG- ERM, 2021

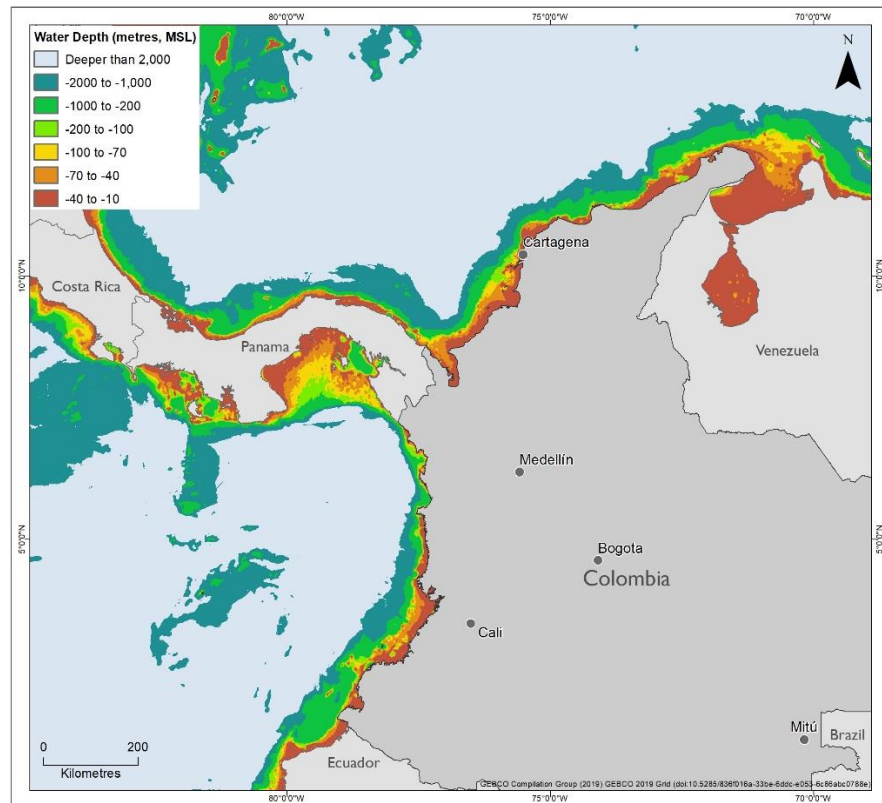
*Disclaimer: The borders, colors, denominations and any other information on this map do not imply a judgment on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such borders.

4.3.2 Bathymetry & Offshore Geology

Bathymetry data was sourced from GEBCO Compilation Group (2019). The GEBCO 2019 Grid is a continuous, global terrain model for ocean and land with a spatial resolution of 15 arc seconds. It includes data sets from a number of international and national data repositories and regional mapping initiatives.

The water depths around Colombia vary significantly. Water depths are below 70 m along the majority of the coastline, however these depths drop off into the 100 m – 200 m range with increased distance to shore. Water depths continue to increase and drop below 1000 m approximately 50 km – 100 km from the coastline for much of the country. There are some shallower areas further offshore centered around the islands of Isla Isabela and San Andres.

Exhibit 13 Bathymetry



Source: RCG- ERM, 2021

*Disclaimer: The borders, colors, denominations and any other information on this map do not imply a judgment on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such borders.

The project team was unable to access the requisite data for assessing offshore geology according to the categories most pertinent for offshore wind, including:

1. Subsurface geology (i.e. below surface sediment)
2. Soil profiles
3. Surface sediment types
4. Surface sediment thickness
5. Hard bottom occurrence
6. Sediment size (grain size)

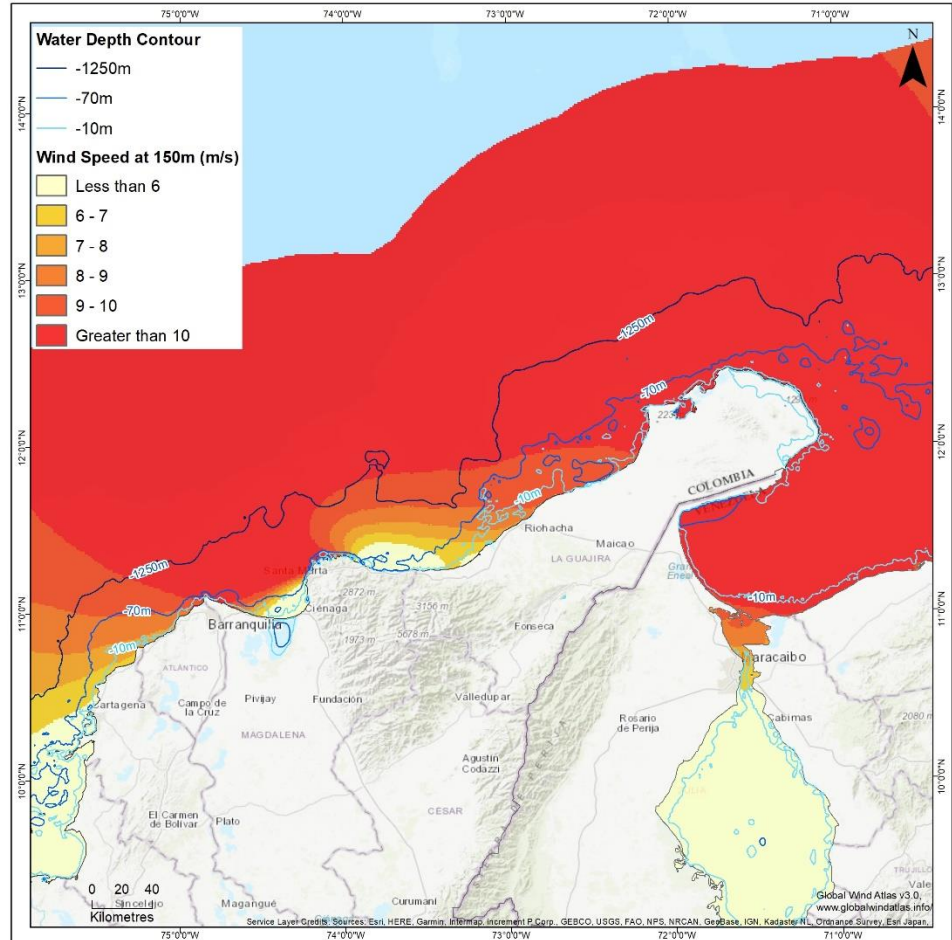
It is not understood that such data is readily available offshore Colombia outside of individual examples of surveys conducted for private purposes or activities specific to oil & gas exploration that are less applicable to the needs of an offshore wind developer.

The project team reviewed data held by *Servicio Geológico Colombiano*, as well as privately held Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) data. In addition, the project team held an informal informational meeting with an offshore geo-data specialist with some limited experience conducting private investigations near Cartagena and Santa Marta. This firm's experience, at select locations, underscored the need for further offshore investigation, as challenging conditions were identified in both areas, including rocky conditions near Santa Marta and gas seams near Cartagena. Such limited observations are not necessarily broadly applicable, nor factors that necessarily preclude offshore wind deployment for either fixed or floating foundation types, however they are indicators that further study will be useful for derisking and building a clearer understanding of requirements for foundation types, project and turbine layout design, and install methods.

4.3.3 Combined technical drivers

A map showing the combined wind speed assessment and water depth contours is shown in Exhibit 14. There is no technical potential for fixed or floating offshore wind along the western coast of Colombia. This is due to wind speeds at a height of 150 m being below 6 m/s. The available technical potential is focused along the northern coastline in the Caribbean Sea, with the largest area of potential located off the region of La Guajira.

Exhibit 14 Combined Technical Drivers



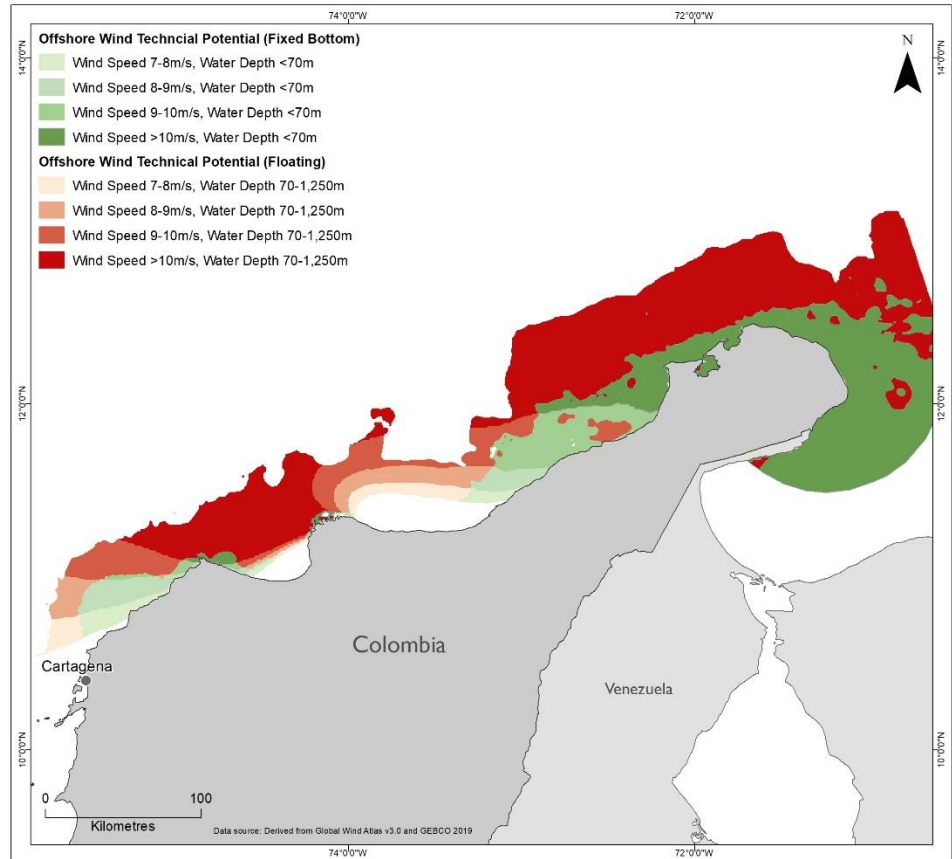
Source: RCG- ERM, 2021

*Disclaimer: The borders, colors, denominations and any other information on this map do not imply a judgment on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such borders.

4.3.4 Combined technical potential

Based on the technical potential criteria defined above, Colombia has a total technical offshore wind potential of approximately 110 GW, which includes utilization of both fixed-bottom and floating offshore wind farms. The combined gross technical potential does not take into consideration any additional conflicts or constraints, as described below. Rather, the figure portrays the overall technically achievable potential based on resource availability.

Exhibit 15 Fixed & Floating Offshore Wind Technical Potential



Source: RCG-ERM

*Disclaimer: The borders, colors, denominations and any other information on this map do not imply a judgment on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such borders.

It should be noted that the available technical potential is focused along the northern coastline in the Caribbean Sea, with the largest area of potential located off the region of La Guajira.

4.3.5 Constraints Analysis

In addition to technical potential, the key environmental, social and technical constraints and drivers have been mapped in order to identify potential offshore wind deployment areas and refine capacity deployment scenarios. These constraints are

most influential with respect to estimating technically developable capacity. Exhibit 16 provides a list of the datasets used along with the data source.

Exhibit 16 Spatial data utilized

Dataset	Source
Bathymetry	The General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO) 2019
Wind Speed	Global Wind Atlas 3.0
Shipping Activity	Marine Traffic (www.marinetraffic.com) International Monetary Fund (IMF's World Seaborne Trade monitoring system (Cerdeiro, Komaromi, Liu and Saeed, 2020)
Transmission infrastructure	High voltage lines dataset (ANLA) OpenStreetMap
Protected and Environmentally Sensitive Areas	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS)
Oil and Gas Areas	Agencia Nacional De Hidrocarburos (ANH)
Submarine cables	Submarinecablemap, 2021
Port Infrastructure	National Geospatial Intelligence Agency
Significant Wave Height	E.U. Copernicus Marine Service Information
Fishing Activity	Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) vía Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras (INVEMAR)

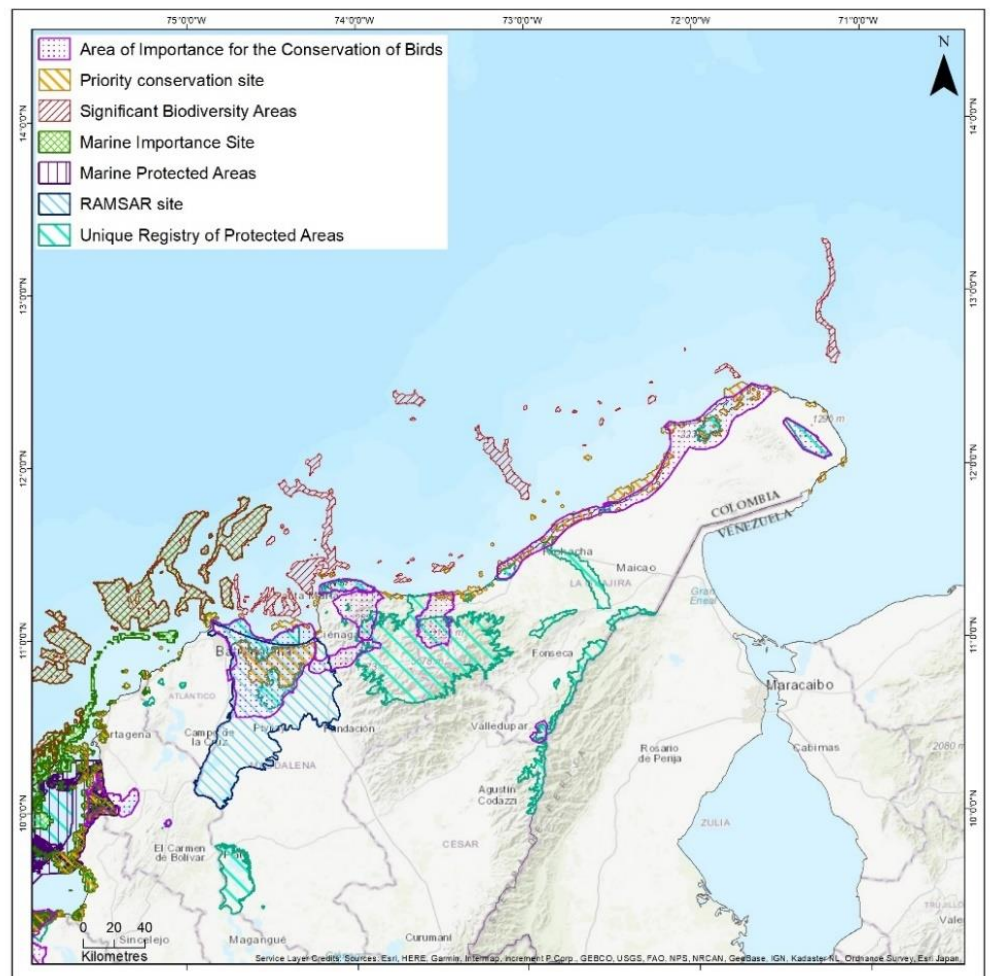
4.3.5.1 Environmental constraints

Large portions of the Colombian coastline and onshore areas are designated as protected areas. In the offshore region along the country's northern coastline, there are a number of designated areas that occupy large areas of seabed. Notably, there are multiple Marine Importance Sites, Significant Biodiversity Areas and Protected Areas. The presence of these designated areas is important for potential offshore wind development. Where possible they should be avoided. However, mitigations such as seasonal construction activities may make coexistence in the areas possible. There are also multiple onshore designations along the northern coastline that need

to be considered. These include RAMSAR sites, Areas of Importance for the Conservation of Birds, and Protected Areas. Maintaining an acceptable distance to these areas is important in order to prevent disruption of protected species and minimize visual impacts.

Key findings for Environmental and Social constraints are provided below. A detailed analysis of each of these Constraints is provided in Section 6.

Exhibit 17 Summary of Environmental constraints



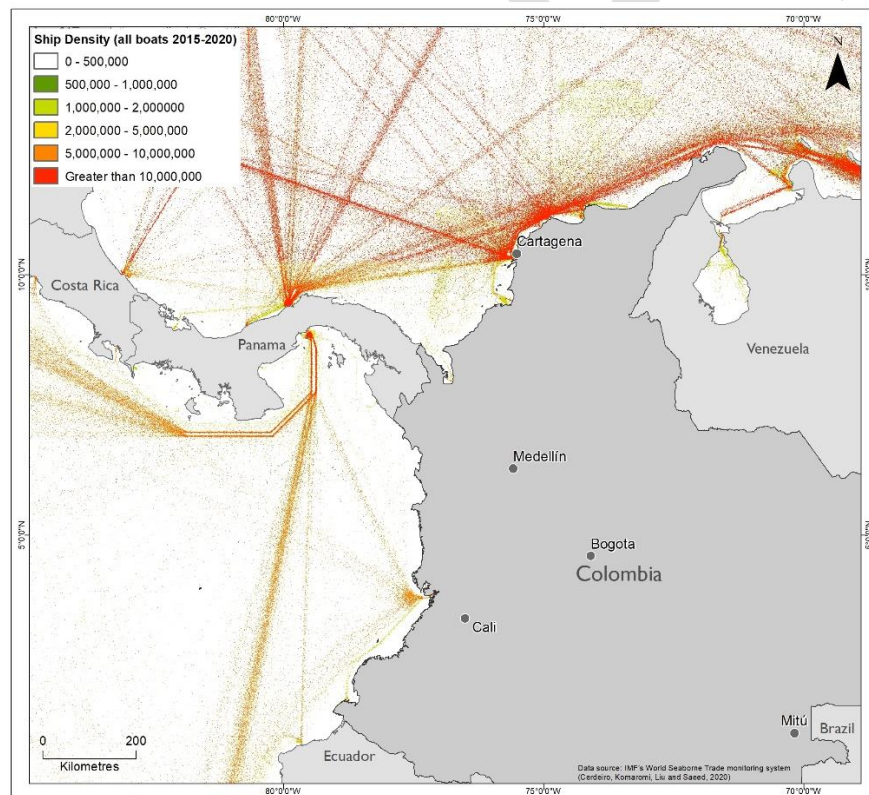
Source: RCG- ERM, 2021

4.3.5.2 Social constraints and considerations

Shipping routes

Shipping traffic offshore Colombia presents a significant constraint to offshore wind farm development. Projects should be kept out of any designated shipping lanes or traffic separation areas, and areas of high shipping density should be avoided during site selection for maritime safety reasons. Shipping data has been sourced from both Marinetraffic.com and the IMF's world seaborne trade monitoring system and shows the density of Automatic Identification System (AIS) tracked shipping traffic in 2020. Shipping activity offshore Colombia is significant, with the majority of vessels transiting towards and from the Panama Canal, however local traffic into Cartagena and neighboring ports also complicates nearshore offshore wind development in those regions, and was a major limiting factor in our analysis of viable areas.

Exhibit 18 Shipping constraints



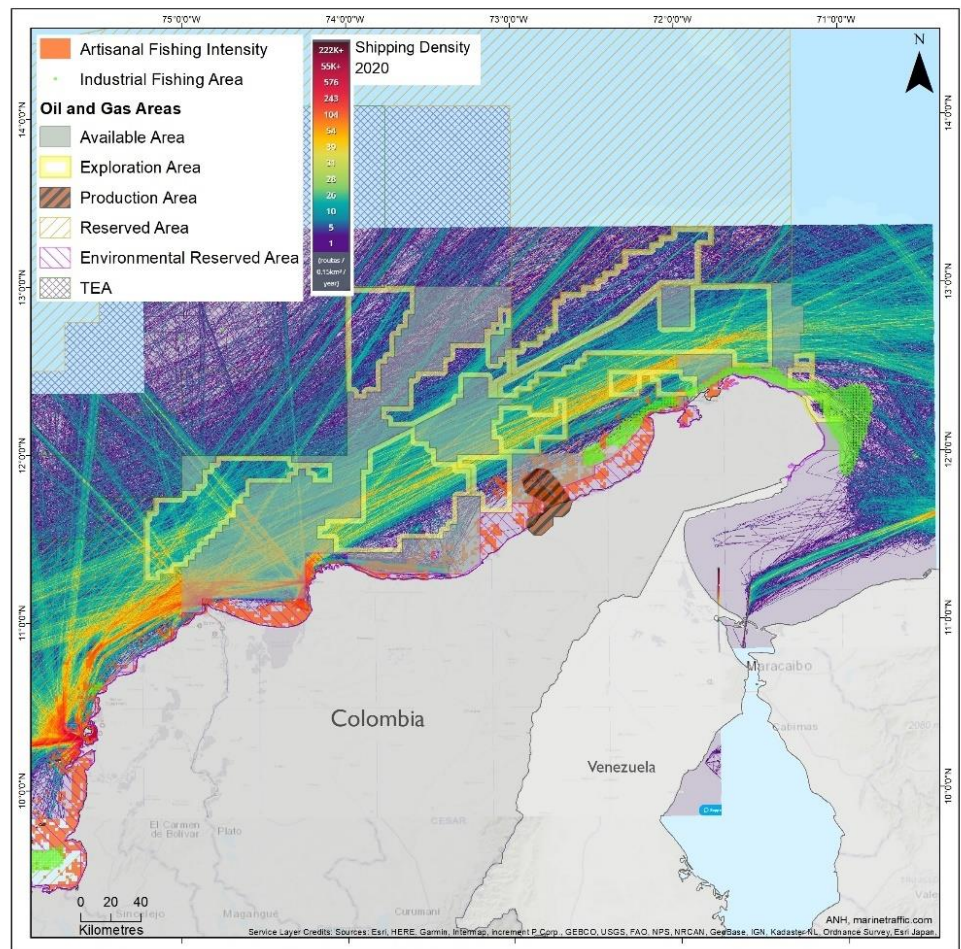
Source: RCG- ERM, 2021

*Disclaimer: The borders, colors, denominations and any other information on this map do not imply a judgment on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such borders.

Commercial and artisanal fishing

Fishing activity is displayed on Exhibit 19 through industrial fishing areas and artisanal fishing areas. The western coast has moderate levels of industrial fishing activity. Fishing activity on the north coast is made up of both industrial and artisanal fishing.

Exhibit 19 Commercial and artisanal fishing



Source: RCG- ERM, 2021

Offshore Oil and Gas

There is oil and gas activity around Colombia's coast, particularly in the offshore area along the northern coastline. A production area is present off Riohacha, with several exportation areas located along the northern coast. Oil and gas activity on the western coast is less, however a number of "reserved" and "available" areas are

present. Historically in European markets, coexistence with oil and gas activity has been possible, however consultation with the relevant oil and gas area owners is recommended in order to achieve this.

4.3.6 Site Identification – Initial Exploration Areas

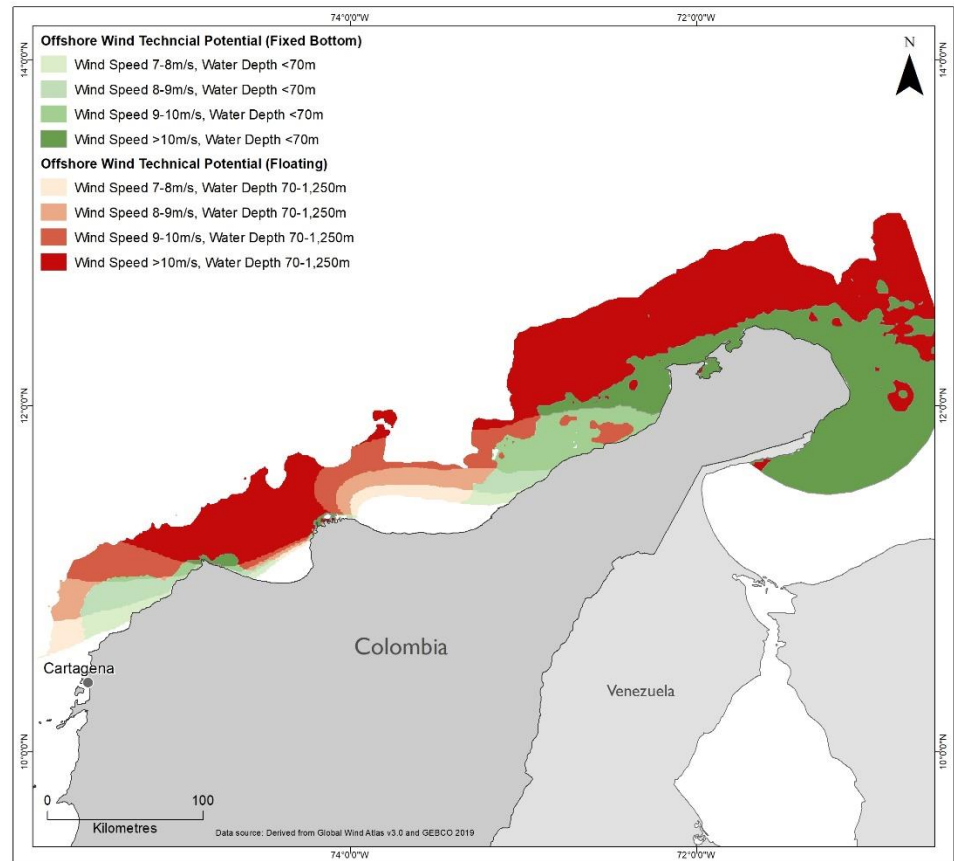
Based on the results of the resources assessments as well as technical, environmental, and social constraints GIS mapping, the project team narrowed down areas of interest for potential fixed and floating offshore wind development.

4.3.6.1 Regions of Interest

The primary regions of interest for fixed-bottom and floating offshore wind are shown in Exhibit 20. The following section refines potential areas of interest within these regions, based on the results of the GIS constraints analysis.

DRAFT

Exhibit 20 Zones of interest



Source: RCG- ERM, 2021

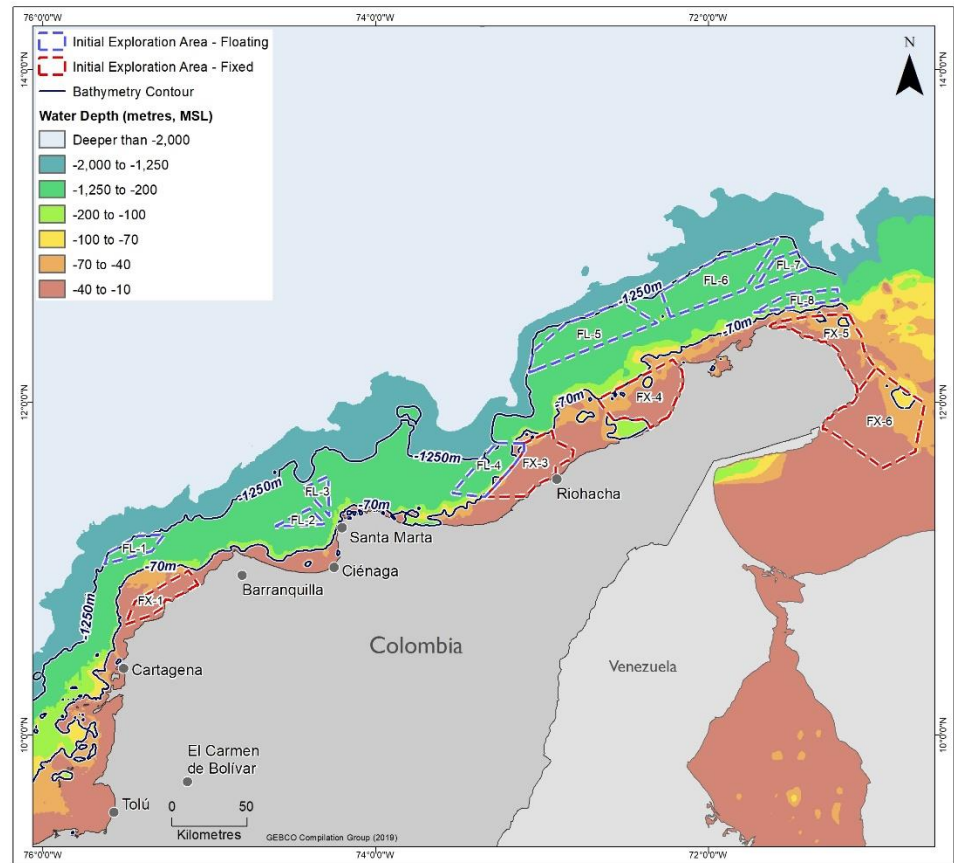
*Disclaimer: The borders, colors, denominations and any other information on this map do not imply a judgment on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such borders.

4.3.6.2 Exploration Zones of Interest

Based on the results of the resources and constraints GIS analyses, the project team has identified six (6) areas that may be compatible for fixed-bottom project sites (FX) and eight (8) areas that may be compatible for potential floating project sites (FL). It should be noted that these zones are based on the initial GIS screening results undertaken for this roadmap study and require further consultations with stakeholders in Colombia to assess viability for offshore wind lease areas or development zones. The zones selected in Exhibit 21 reflect those with a reduced

number of technical, environmental or social constraints, however all zones have unique constraints that will require deeper investigation.

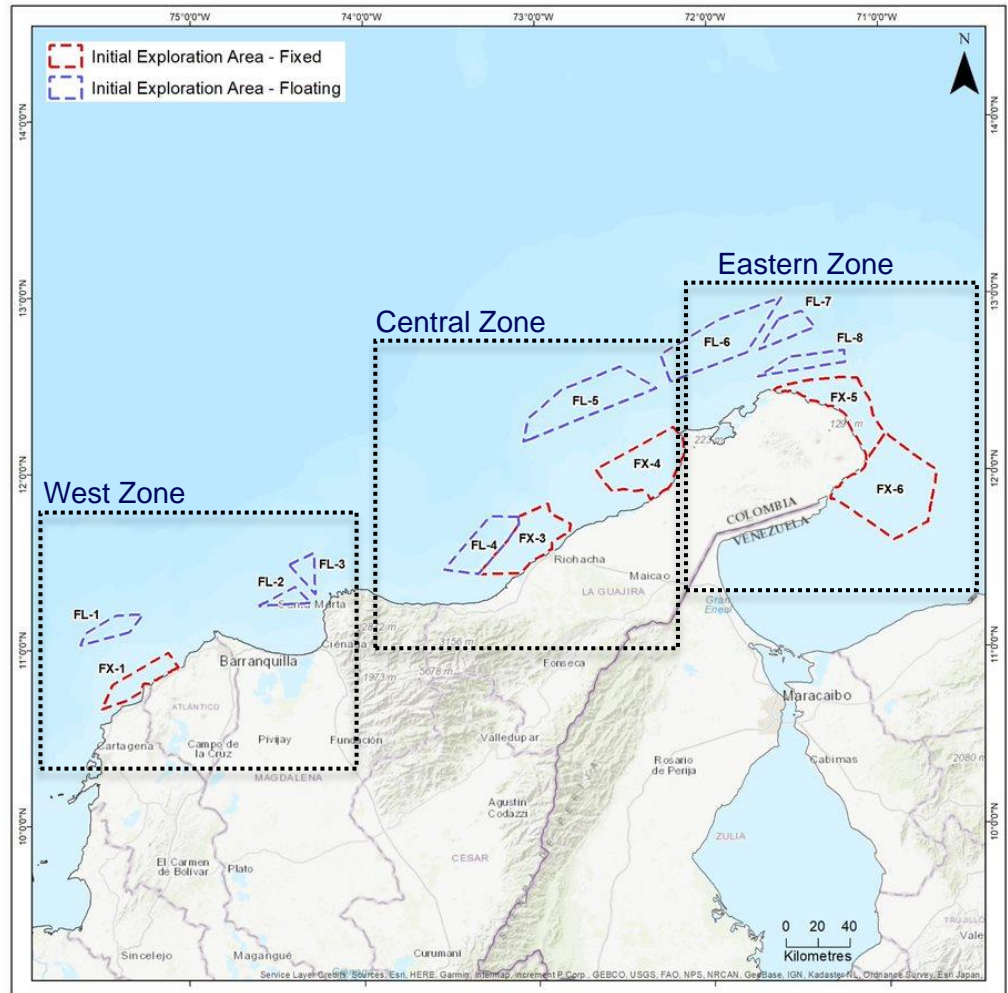
Exhibit 21 Areas of Interest - with bathymetry and wind resources



Source: RCG- ERM, 2021

*Disclaimer: The borders, colors, denominations and any other information on this map do not imply a judgment on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such borders.

Exhibit 22 Zones of Interest- Overview Map

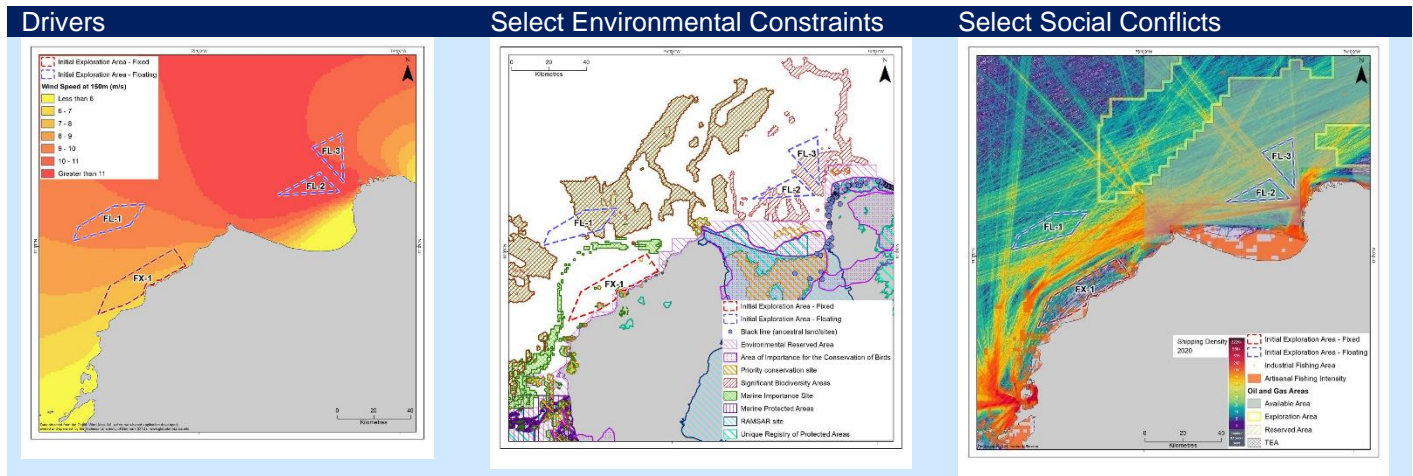


Source: RCG- ERM, 2021

Each of the 14 considered exploration zones have specific challenges and opportunities. In the following pages, we summarize the main technical drivers, as well as some of the identified environmental and social constraints. This analysis is non-exhaustive and is intended only to identify the key drivers and constraints in the potential deployment areas. Further stakeholder engagement would be required to fully understand the constraints and consultation requirements specific to each deployment area. For this analysis, we have divided the area into three regions:

- Bolivar, Atlántico, and Magdalena Departments – West Zone
- La Guajira, Central Zone
- La Guajira, Eastern Peninsula, Eastern Zone

SUMMARY TABLE (West Zone)
Bolivar, Atlántico and Magdalena



Source: RCG- ERM, 2021

Bolivar, Atlántico and Magdalena Departments

The Bolivar and Atlántico departments are home to Cartagena and Barranquilla, respectively. These cities are both large commercial, industrial and power demand centers, and also have strong coastal infrastructure in place to potentially support offshore wind construction, manufacturing, operations and maintenance. The river Magdalena also provides an important maritime artery for the country. See more details in Section 7 & 8.

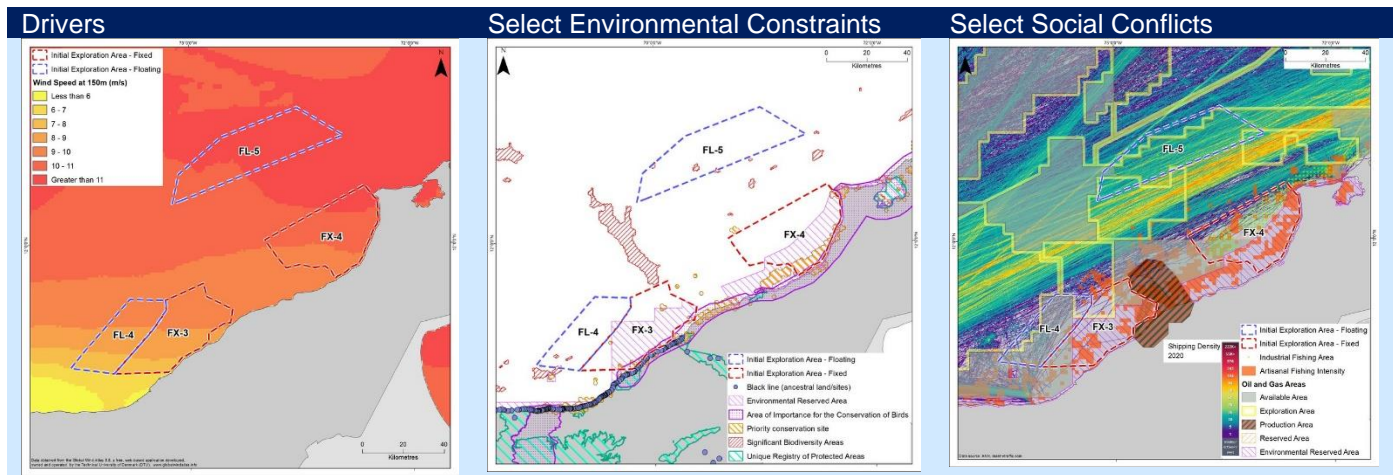
The primary drivers in the regions are the wind resource as well as proximity to potential future grid interconnect points. Although the wind resources are only modest in the Cartagena zones identified when compared to areas to the east, they are still commercially viable wind speeds. The major constraints to consider for the fixed-bottom areas of potential identified include potential overlap with artisanal fishing, as well as sensitive environmental and social areas, which would need to be assessed with relevant stakeholders. For the identified floating offshore wind areas identified, the major constraint is existing shipping routes and shipping traffic.

Bolivar, Atlántico and Magdalena Summary

Drivers	Constraints
Wind resource	Artisanal fishing

Proximity to future transmission	Biodiversity
Demand centers	Offshore Commercial shipping traffic
	Conservation areas
	Wildlife and habitats

SUMMARY TABLE (Central Zone)
La Guajira – Central



Source: RCG- ERM, 2021

La Guajira (Central)

The primary drivers in the central part of the La Guajira region are strong wind resources as well as proximity to an existing 220kV transmission right-of-way (that would need further reinforcement to accommodate offshore wind). The identified development areas are also large in terms of area, theoretically allowing for large commercial projects. There is also limited impact from existing shipping lanes for either the identified fixed-bottom or floating offshore wind sites. However, social constraints such as visual impact to indigenous communities as well as environmental constraints with respect to biodiversity and conservation sites are considerations in the region and may restrict overall deployment potential.

La Guajira (Central) Summary

Drivers	Constraints
Wind resource	Indigenous community visual impacts
Proximity to existing transmission ROW and an operating thermal plant (Termoguajira)	Artisanal fishing
	Biodiversity

Size of potential wind areas

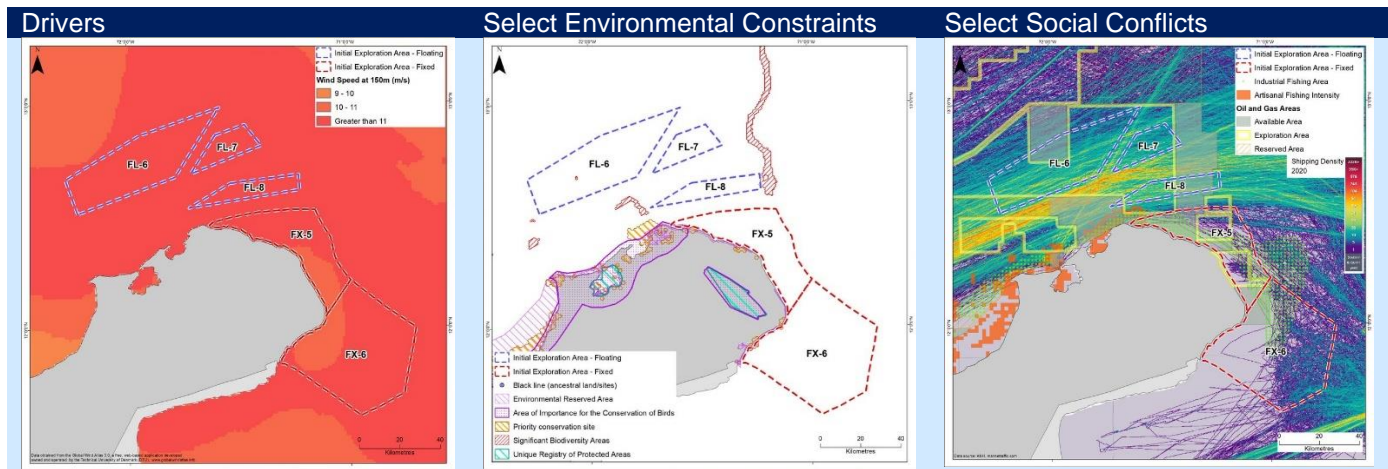
Conservation areas

Wildlife and habitats

Offshore Commercial shipping traffic

Source: RCG

SUMMARY TABLE (East Zone)
La Guajira- Eastern Peninsula



Source: RCG- ERM, 2021

La Guajira (Eastern Peninsula)

The eastern peninsula of Colombia, located in the eastern part of the La Guajira department and bordering Venezuela, hosts the strongest wind resources in the region and some of the best wind resource that can be found anywhere in the world. Offshore wind development areas are also larger in size given the relative lack of environmental and social conflicts as compared to other areas of interest. The main constraint to consider in the Eastern Peninsula sites is the future development of power transmission lines. The area is remote from any high or medium voltage infrastructure or load pockets and planned construction of high voltage lines is intended to serve only onshore renewables. Additional considerations also include engagement with existing marine users both with respect to artisanal and industrial fishing in the area. This area has the lowest overlap with protected environmental areas (excluding impacts of onshore transmission).

La Guajira (Eastern Peninsula) Summary

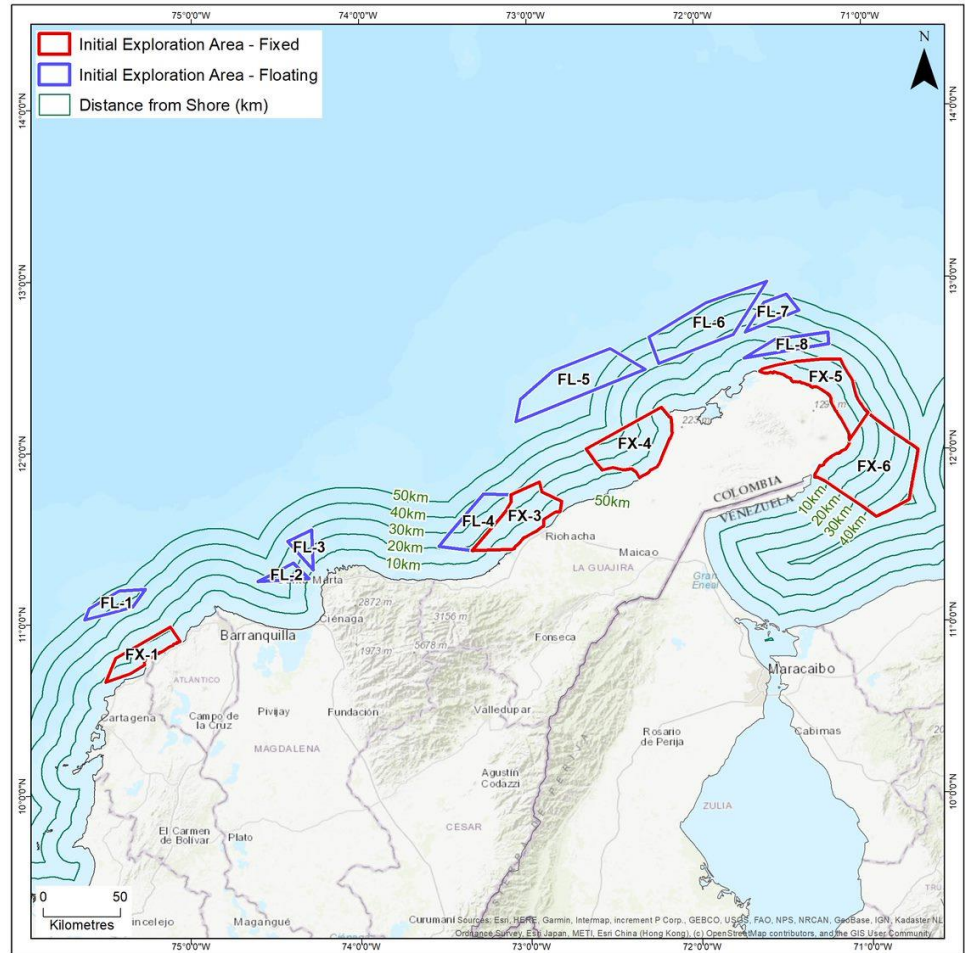
Drivers	Constraints
Strongest wind resources	Transmission proximity
Size of potential wind areas	Fishing
	Oil and Gas exploration areas
	Offshore Commercial shipping traffic

Source: RCG

4.3.6.3 Visual Impact

Visual impact from offshore wind farms is a subjective consideration for siting of offshore wind deployment areas. Specific requirements vary market-to-market and are typically the result of extensive engagement with local stakeholders. In some markets, offshore wind farms are located near-shore and can be easily viewed from shore. In other markets, however, wind farms areas are intentionally sited over 20 miles offshore specially to avoid visual impact. Given these disparities, we did not limit areas of interest to any specific distance from shore for this study. However, in Exhibit 23, we have included distance from shore for each of the identified areas.

Exhibit 23 Visual impact - distance from shore of exploration areas



Source: RCG- ERM, 2021

4.3.7 Offshore wind deployment potential

The potential development zones identified in this study are estimated to have a gross offshore wind deployment potential of ~50 GW.

The exhibit below details the areas in square kilometers for potentially feasible offshore wind development zones as well as a nominal reference capacity for each zone. We have divided the analysis into fixed-bottom and floating offshore wind. These figures represent the estimated gross development potential based.

Exhibit 24 Results table – Offshore wind deployment potential in Areas of Interest

Site ID	Area (km2)	Nominal reference capacity (MW)
FX-1	550	2,200
FX-3	1,150	4,600
FX-4	1,400	5,600
FX-5	1,200	4,800
FX-6	2,500	10,000
Fixed Bottom Potential	6,800	27,200
FL-1	350	1,400
FL-2	200	800
FL-3	200	800
FL-4	800	3,200
FL-5	1,550	6,200
FL-6	1,550	6,200
FL-7	350	1,400
FL-8	400	1,600
Floating Wind Potential	5,400	21,600

Reference Capacity Potential (MW)	~50,000
--	----------------

Source: Author's estimate. Based on a nominal power density assumption of 4MW/km² per WBG ESMAP.

The analysis has yielded prospective offshore deployment areas that total approximately 12,500 sq kilometers potentially developable area. Using power density assumptions consistent with next generation wind turbines, these areas are assumed to have a gross capacity potential of approximately 50 GW.

5

TRANSMISSION INFRASTRUCTURE

This section provides an analysis of the existing power market structure, Colombia's national transmission system, and the consideration for offshore wind power to gain transmission access.

5.1 Purpose

Connecting to the national transmission infrastructure and the process for gaining access to future planned transmission capacity will play a key role in facilitating offshore wind investments and help drive the overall market volume potential. This section assesses Colombia's existing transmission infrastructure in addition to the current plans for expanding transmission over the next decade.

5.2 Methodology

The project team analyzed publicly available reports from Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) to understand the current transmission capacity and planned upgrades. In addition, the project team also had direct consultation with UPME as part of the project's Inception Mission. This consultation provided the team the opportunity to ask detailed questions and clarifications directly from the agency. The results of these analyses are provided below.

5.3 Results

5.3.1 Power market summary

The deregulation of the Colombian energy sector began in 1994 (among a wave of privatizations across the energy sectors of many South American countries) with the passing of Laws 142 and 143, following a period of major national blackouts in 1992 and 1993. These Laws, based on the 1991 constitution, transformed the power sector from a state monopoly to a competitive market. As part of this deregulation process the regulatory agencies were created with the objective of the definition of the energy

policy; regulation; and control. This regulatory framework combined market-led growth with government planning and oversight.

Electricity Law and market structure

The Electricity Law (Law 143/94) sets the rules for generation, transmission, interconnection, distribution and trade of electricity and creates the Wholesale Electricity Market (WEM), which came into operation in July 1995. As a general rule, contracts for the provision of electricity when competition is possible are freely negotiated, while contracts with end users are regulated.

Electricity Law also establishes unbundling rules, restricting horizontal and vertical integration of utility companies. The companies constituted after the publication of this Law are only allowed to carry out, at the same time, complementary activities such as generation-trading or distribution-trading and are forbidden to simultaneously perform the activities of generation-transmission, generation-distribution, transmission-distribution and transmission-trading. Regarding horizontal integration, according to Resolution CREG 128/96 and its amendments, a single company may not own more than 30% of the generation (firm energy), 25% of distribution and/or 25% of trading. These norms do not establish limits for transmission horizontal integration as in many countries in the region.

The Electricity Law defines two categories of end-users: non-regulated and regulated users. Users can choose to become non-regulated if their consumption is above 55 MWh/month or 0.1 MW. The Law also establishes a cross-subsidy between different types of users. Users within the areas classified as poor and/or using low amounts of energy are entitled to receive electricity and natural gas at subsidized tariffs. These subsidies are almost entirely funded by users living in areas considered as being relatively wealthy and those who use more energy (i.e. commercial and industrial users).

Colombia is the only electricity market based on price offers in Latin America (other markets such as Argentina, Chile and Brazil feature a marginal cost pricing). This means spot prices are settled, in an hourly basis, in a daily bidding process where generators offer one price per day (for each generation unit) and availability per hour. Hydro resources are not optimized centrally (i.e. hydro generation depends on the willingness of the generator to bid).

In 2006 a new regulatory scheme (Resolution 071/2006) was introduced to encourage the expansion of the installed capacity to meet future demand and to ensure the reliability of the system at efficient prices. The scheme allocates to new and existing power plants Firm Energy Obligations (OEFs), which are commitments to supply energy during periods of severe droughts at fixed prices ("Scarcity Price"). The generator who wins an OEF receives a stable annual remuneration (the

"Reliability Charge") for up to 20 years (providing signals and incentives for investments in new generation resources). Generators supplying energy under an OEF are paid the Scarcity Price up to their committed quantities, and receive the spot price on any additional quantities. See "1.3 Generators' sources of income" for further detail.

In 2014, Law 1715 was passed aiming to promote the development and use of unconventional sources of energy, mainly renewable energy, in order to achieve sustainable development, reduce greenhouse gas emissions, ensure the country's energy supply and promote efficient energy management. This Law establishes the legal framework and instruments required to take advantage of unconventional resources and renewable energy, while promoting investment, research and development of clean technologies for energy production, energy efficiency and demand response. Main measures included: (i) access of renewable self-generators to the transmission and distribution grid to deliver their surplus; (ii) development and use of distributed energy resources ; (iii) the creation of the Unconventional Energy and Efficient Energy Management Fund (FENOGE) to finance renewable energy projects; and (iv) fiscal incentives such as: income tax deduction of 50% of investment value for up to 50% of taxable income for up to 5 years; VAT exemption for renewable energy equipment and services; import duty exemption for renewable energy equipment not produced locally and accelerated depreciation of up to 20% per year for renewable energy investments. In order to access to these benefits the projects must be certified by the Environment and Sustainable Development Ministry. For the moment, the regulation has not implemented feed-in tariff mechanisms. The country has a target of 6.5% generation from Non-Conventional Renewable Energy (NCRE) sources by 2020, excluding large hydro, but hydro potential could delay the development of the NCRE market, despite the legislation supporting them .

Resolution N° 40,791/2016 establishes a new long-term contracting mechanism (complementary to the Reliability Charge) aiming to allow a better incorporation of NCRE projects to the grid (that weren't developed under the other schemes). Power generators would be awarded with standardized annual energy contracts for a period of up to 20 years. Regulation considers all technologies (both conventional and renewable) with capacities larger than 10 MW, in order to classify for the auction projects must contribute to the reduction of GHG emissions, complement hydro resources and help to enhance national energy security.

5.3.1.1 Generators

Power generation takes place in a free competitive environment, in which Generators can sell energy to other power generators, to trading companies and to non-regulated users, through contracts or in the spot market.

Generators connected to the National Interconnected System (SIN) operate at a frequency of 60 Hz and are classified as:

Classification	Criteria
Generators	>20 MW
Minor plants	<20 MW
Self-generators	agents that produce electricity to fulfill their needs
Co-generators	Agents that produce electricity and thermal energy as part of the productive activity, to fulfill its own consumption or to supply to a third party.

Source: Author's analysis

There are 95 (PARATEC, 2022) registered power generators participating of the WEM. However, as of July 2018, the top-5 generators concentrated ~75% of the total installed capacity of ~17 GW. The main players in generation are provided in Exhibit 25.

Exhibit 25 Main players in power generation

Company	Control	# of Plants	Installed Capacity (2018)				Market share
			MW	Hydro	Thermal	Others	
Emgesa	Grupo Energia de Bogota / Enel	27	3,529	88%	12%	0%	20%
EPM	Medellín municipality	43	3,484	87%	12%	1%	20%
Isagen	Brookfield	7	2,989	81%	9%	0%	17%
Celsia	Grupp Argos	22	1,865	50%	61%	3%	11%
Termocandelaria Power Limited	Vince Business Corp, Moneda Internacional, Bancard International Investments and SCL Energia Activa	5	1,232	0%	100%	0%	7%

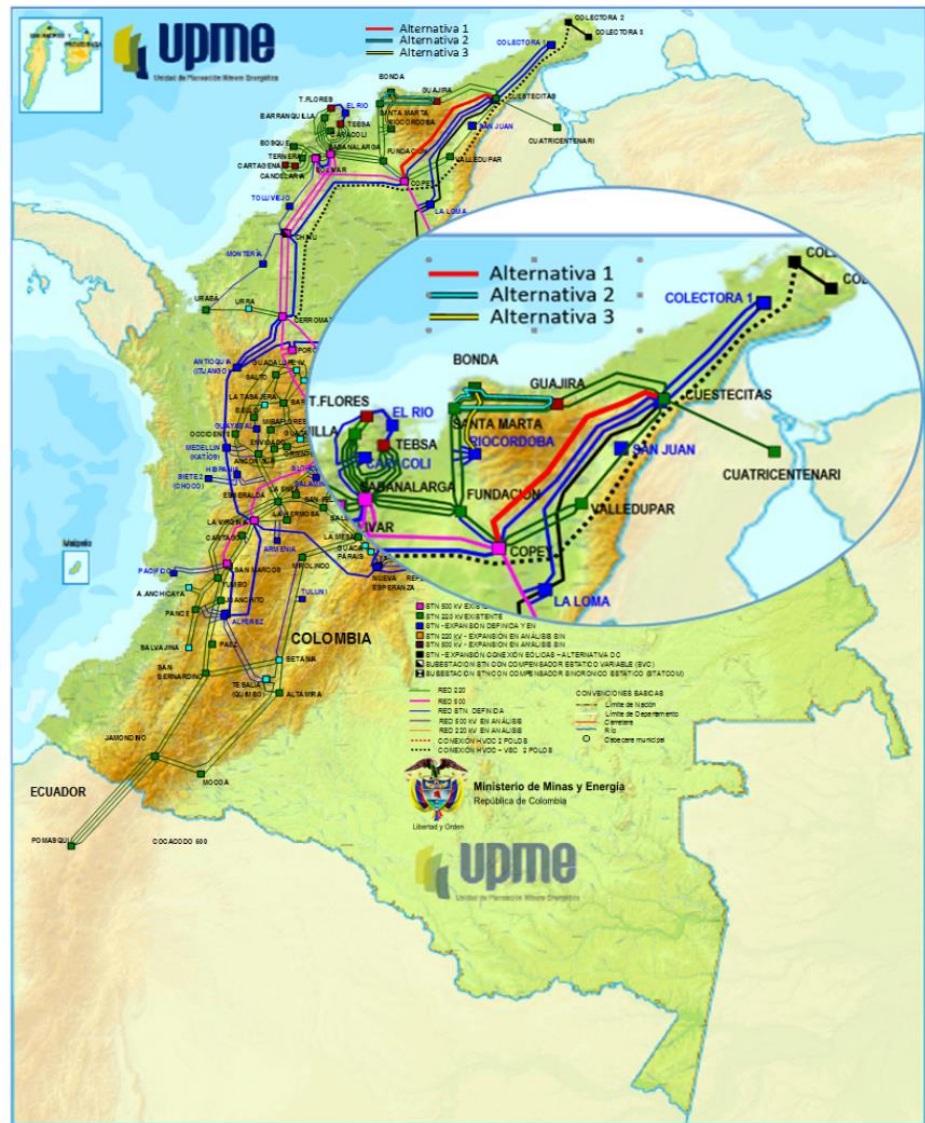
Source: Author's analysis, adapted from XM.

5.3.2 Existing transmission system

Transmission comprises the physical transportation of electricity through the National Transmission System (STN) operating at more than 220kV. Operators must provide open access to customers on a non-discriminatory basis, while receiving regulated revenues. The latter is set by the Energy and Gas Regulatory Commission (CREG), who fixes tariffs every five years through revenue cap regulation. Power producers,

distributors and traders are responsible for the collection of the transmission remuneration.

Exhibit 26 Map of transmission infrastructure in Colombia



Source: UPME, 2019 PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2019 – 2033

The Mining and Energy Planning Unit is responsible for the planning, coordination and approval of the STN' expansion. Since 1999, the expansion has been executed through free competition mechanisms (i.e. public tenders where existing and new companies participate). New concession contracts are awarded to the bidder that

offers the lowest present value of the proposed income profile over the 25-years contract term. The STN comprises ~15,000 km of transmission lines (mostly 230 kV) and covers almost 40% of the national territory, where the largest number of users are located. The remaining demand (non-interconnected zones) is typically supplied by small local electricity power plants that operate on liquid fuels.

Although there is some private participation in transmission, the bulk of operations are controlled by the Government of Colombia. As explained previously, there is no limit for horizontal integration in transmission.

Exhibit 27 Main players in transmission

Company	Legal entities	Control	Transmission Network (Km)				Market share
			200 kV	230 kV	500 kV	Total	
ISA	Traselca and Intercolombia	Government of Colombia	1812	7951	2489	12252	80%
Grupo Energia de Bogota	EEB	Bogota municipality	20	1514	0	1534	10%
Empresa Publicas de Medellin (EPM)	EPM, CENS, ESSA	Medellin municipality	843	278	46	1167	8%
Celsia	EPSA	Grupo Argos	0	291	0	291	2%

Source: adapted from UPME

5.3.3 Planned upgrades and extensions

UPME's expansion plan for transmission and generation (Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020-2034)¹² has considered the entrance of Offshore Wind projects in the very long-term analysis 2035-2050, approximately 2000 MW, 4.7% of the total energy matrix, considering that the Capex is still too high to be competitive in the Colombian Market.

In order to ensure a sufficient supply of electricity to consumers, UPME carries out an annual review to assess and plan for expansion of transmission in the country and define priorities in the short, medium and long-term. UPME considers future projects and projections of electricity demand growth as well as approved new projects that

¹² UPME Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020-2034. http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2021/Volumen2_Generacion.pdf

will require transmission and grid connection. The 2019-2033 planning assumes the generation additions summarized in Exhibit 28.

Exhibit 28 Summary of approved generation capacity additions – Caribbean area

Department	No. of Projects	Capacity (MW)
Atlántico	15	1084
Bolívar	10	365
Guajira	16	1888
Cesar	6	929
Magdalena	1	99
Córdoba – Sucre	16	528
Total	64	4,896

Source: Adapted from UPME Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2019 – 2033

Exhibit 29 lists the projects that are currently being incorporated into UPME's transmission expansion plan through 2033.

Exhibit 29 Projects with transmission approval

Project	Capacity (MW)	Technology
El Paso Solar	68	Solar
Pescadero-Ituango	1200	Hydro
Chemesky	99	Wind
La Loma Solar	170	Solar
Tumawind	198	Wind
Windpeshi 1	195	Wind
Parque Beta	280	Wind
Escuela de Minas	55	Hydro
Casa Eléctrica	176	Wind
Termo EBR	19	Thermal
TermoProyectos (Estación Jagüey)	19	Thermal
El Tesorito	200	Thermal
Miel II	116	Hydro
Termosolo 1	148	Thermal
Termosolo 2	80	Thermal
Cierre De Ciclo De Las Unidades 1	241	Thermal
Termo Caribe 3	42	Thermal
Termovalle	40	Thermal
Termoyopal G3	50	Thermal
Termoyopal G4	50	Thermal
Termoyopal G5	50	Thermal

Parque Alpha	212	Wind
--------------	-----	------

Source: Adapted from UPME Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2019 – 2033

In anticipation of these awarded projects, UPME has planned targeted transmission expansion projects. Exhibit 30 shows some of the recently planned transmission expansion Projects announced by UPME.

Exhibit 30 Recently planned transmission expansion projects

Project	Date
La Loma 500 kV	January 2019
Subestación Cereté 110 kV	January 2019
Caracolí 110 kV	February 2019
Chinú – Montería – Urabá 220 kV	March 2019
Subestación Norte, Nueva B/quilla 110 kV	March 2019
Tercer Transformador Valledupar 220/34.5 kV	March 2019
Tercer Transformador El Bosque	June 2019
Tercer Transformador Sogamoso 500/230 kV	November 2019
Cuestecitas – Riohacha – Maicao 110 kV	December 2019
Segundo Transformador Ocaña 500/230 kV	June 2020
La Loma 500 / 110 kV	September 2020
Conexión Ituango 500 kV	September 2020
Copey – Cuestecitas 500 kV	November 2020
Copey – Fundación 2 220 kV	November 2020
Refuerzo Costa 500 kV (Cerro – Chinú – Copey)	February 2021
Subestación La Marina STR	November 2021
San Juan 220 / 110 kV	December 2021
Bolívar – Sabana 500 kV	June 2022
El Rio 220 kV	June 2022
Toluviejo 220 kV	June 2020
Subestación Guatapurí 110 kV	September 2022

Nueva Montería – Rio Sinú 2 110	September 2022
Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas	November 2022
La Loma – Cuestecitas 2 500 kV	December 2023
La Loma – Sogamoso 500 kV	December 2023

Source: Adapted from UPME Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2019 – 2033

5.3.4 Implications for offshore wind

Offshore wind will need to compete with the planned growth of land-based renewables over the medium and long-term in order to secure transmission capacity. This competition will be particularly acute in the La Guajira region, where a number of renewable energy projects are planned, and several more are likely to results from upcoming tenders. Currently, there is no available capacity in La Guajira to connect small, medium, or large amounts of offshore energy to the national transmission infrastructure, and all planned expansions capacities have been assigned to other projects. As such, limitations in transmission infrastructure and competition for future access will have a substantial impact on offshore wind growth scenarios for Colombia.

6

ENVIRONMENTAL & SOCIAL CONSIDERATIONS

This section provides detail on the environmental and social considerations that must be taken into consideration for the development of an offshore wind industry in Colombia.

6.1 Purpose

In this section, we consider the environmental and social considerations that will influence the future development of Colombia's offshore wind market. Observations on the different considerations will allow stakeholders (government entities, project developers and financial entities) to identify the type of environmental and social restrictions, the regulations aimed at protecting environmentally sensitive areas, and the participation of communities in the development of the offshore wind industry.

Poorly sited offshore wind projects have the potential to give rise to environmental or social impacts. These risks can be minimized by avoiding areas of high sensitivity which can be identified through marine spatial planning processes, informing the selection of areas for seabed leasing. Risks can be further managed and mitigated by embedding Environmental and Social Impact Assessment (ESIA) to Good International Industry Practice (GIIP) into the permitting process. Environmental and Social considerations are also highly relevant to financing. Lenders' performance standards (including those of the World Bank and International Finance Corporation) require ESIA to GIIP to have taken place and for potential impacts on social, biodiversity and other environmental receptors to have been taken into account during project development.

6.2 Methodology

As a first step, we identified the relevant environmental and social variables that may influence the development of offshore wind projects in Colombia. The information summarized in Exhibit 31, which presents the main restrictions, categories and arguments based on the environmental and social context of the Colombian Caribbean, particularly the departments of Atlántico, Bolívar, La Guajira and

Magdalena. These departments were chosen because the frequency and intensity of wind adjacent to their coastline is attractive for the development of this type of project. The determination of the categories and the classification of the impact considered the sensitivity, fragility and vulnerability of the social and environmental aspects relevant for the development of offshore wind projects. The argumentation and relevance is the result of the impact classification based on the following criteria:

Exhibit 31 Red, Amber, Green (RAG) evaluation criteria

Color	Criteria
Red	An environmental or social consideration that is very likely to impact or influence the development of offshore wind projects in the Colombian Caribbean.
Amber	An environmental or social consideration that is likely to limit or influence the development of offshore wind projects in the Colombian Caribbean.
Green	An environmental or social consideration that is not likely to limit or influence the development of offshore wind projects in the Colombian Caribbean.

Source: ERM and RCG

These categories were defined based on experience in the preparation of environmental impact studies for offshore projects, knowledge of the area by the professionals on the work team, ecosystems and communities identified, and national regulations in force. Likewise, this document is aligned with the best environmental and social practices stipulated by the Environmental and Social Framework (ESF) of the World Bank, the International Finance Corporation (IFC), as well as UNESCO and the International Union for Conservation of Nature (IUCN) good practice guides.

The analysis of the environmental and social context and the results of the impact classification integrated the areas of interest located between the coastal strip and the Exclusive Economic Zone (EEZ)¹³. The environmental and social data show that there is a greater probability of affecting sites of interest, significant biodiversity areas (presence of birds), near the coastal zone of the Colombian Caribbean, sites of cultural interest (heritage character), socioeconomic activities (artisanal fishing, industrial fishing, tourism, ports, and communications). Therefore, a separation distance from the coast should be considered to avoid affecting these areas and

¹³ Law No. 10 of 1978, which establishes regulations on the Territorial Sea, Exclusive Economic Zone and Continental Shelf, establishes that the Exclusive Economic Zone (EEZ) corresponds to the 200-mile strip of sea along the exclusive line for the exploitation of living and mineral resources.

reduce the risks of offshore wind projects by coastal processes (sediment movements, coastline currents, erosion by oceanic circulation).

The analysis has focused on identifying possible areas of environmental and social restriction in the Colombian Caribbean, with the purpose of providing project developers with relevant elements for the development of the pre-feasibility and feasibility stages of offshore wind projects.

A list of the key stakeholders for environmental and social considerations is provided in Section 12 of this report.

Considerations

For each potential environmental, social, and human consideration identified, the project team considered the following:

- The extent the consideration applies to the most likely offshore wind developments
- The relevant areas in the Colombian Caribbean,
- Regulatory legal framework, including the role of regional corporations,
- How the issue is defined in the law and applied in practice,
- Defined similar issues have been addressed in other offshore wind markets
- Set out options for how the Colombia can address the key issues, and
- Relevant experience in the approach of Environmental Studies for offshore projects (hydrocarbon sector) in the Colombian Caribbean.

World Bank Environmental and Social Framework Environmental and Social Standards

The environmental and social considerations evaluated are aligned with the World Bank Environmental and Social Framework (ESF), including the need to carry out the evaluation and management of risks and environmental and social impacts for all offshore wind projects. The ESF applies to all new World Bank investment project financing and enables the World Bank and prospective borrowers to better manage environmental and social risks of projects and to improve development outcomes. It consists of 10 core environmental and social standards (ESS) as follows:

Exhibit 32 World Bank Group ESF environmental and social standards (ESS)

Standard	Subject
ESS1	Assessment and Management of Environmental and Social Risks and Impacts
ESS2	Labor and Working Conditions

ESS3	Resource Efficiency and Pollution Prevention and Management
ESS4	Community Health and Safety
ESS5	Land Acquisition, Restrictions on Land Use, and Involuntary Resettlement
ESS6	Biodiversity Conservation and Sustainable Management of Living Natural Resources
ESS7	Indigenous Peoples/Sub-Saharan African Historically Underserved Traditional Local Communities
ESS8	Cultural Heritage
ESS9	Financial Intermediaries
ESS10	Stakeholder Engagement and Information Disclosure

Source: RCG-ERM, adapted from World Bank Group

6.3 Results

In the environmental and social context, several areas of interest for offshore wind project developers have been identified. The principal environmental and social considerations are defined in below. Constraints are aligned with World Bank Environmental and Social Standards ESS1 and ESS6 where relevant.

The areas with marine components most likely to be affected or that influence the development of offshore wind projects are: National Natural Parks (PNN), RAMSAR Sites, Significant Biodiversity Areas (ASB), Key Biodiversity Areas, Important Bird Conservation Areas (AICAS), Civil Society Nature Reserves, natural areas (corals, grasslands, mangroves and nesting beaches), artisanal fishing areas, areas for the exploitation of fishing resources, particularly fishing grounds located between 1 and 12 nautical miles, submerged cultural heritage, immovable cultural heritage (fortifications), intangible cultural heritage (sacred sites), tourist and recreational activities developed in places near the coastal zone, the network of submarine cables installed on the seabed and offshore blocks located offshore.

The areas most likely to be a limitation or to affect the development of offshore wind projects, based on the location of potential sites for offshore wind energy development, are: registered maritime routes and embarkation and disembarkation sites, coastal industrial fishing and industrial fishing carried out in the Exclusive Economic Zone.

National legislation requires developers to obtain the respective environmental license for the development of this type of project, which requires the performance of the respective Environmental Impact Studies that include, among other aspects, information on the biotic, abiotic and socioeconomic components of the area of influence. However, to date the Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) has not formulated generic Terms of Reference for offshore wind projects for the environmental licensing process, so the ANLA is currently issuing specific Terms of Reference for each offshore wind project that officially requests them.

Exhibit 33 Summary of Environmental and Social Constraints

Constraint	Category	Constraint Category	Constraint Category
Protected areas and Key Biodiversity Areas	Environmental	R	Environmentally designated sites of regional, national, and international significance. Affects both nearshore and offshore sites, but more likely to impact nearshore sites.
Critical and natural habitats	Environmental	R	Coastal habitats such as nearshore flats and mangroves and offshore seagrass beds and coral reefs. Affects both nearshore and offshore sites, but coastal habitats more likely to impact nearshore sites
Sensitive marine species (priority diversity values)	Environmental	R	Dolphins, sharks, turtles, and other species Sensitive to survey and construction activities, including threatened species. Affects both nearshore and offshore sites, but more likely to impact nearshore sites.
Birds and bats	Environmental	R	Habitats for resident and migratory bird species, particularly nearshore feeding grounds and high-tide roost sites which support internationally important populations of threatened species. Particularly important for nearshore sites.
Artisanal fishers	Social	R	Areas for the exploitation of fishery resources (usually close to the coastal zone)
Commercial Fishing grounds	Social	A	Fishing grounds located between 1 and 12 nautical miles Registered maritime routes and embarkation and disembarkation sites located near the coastal zone. Industrial fishing zones near the coastal zone (shallow water shrimp). Industrial fishing zones (from 5 nautical miles to the Exclusive Economic Zone).
Aquaculture	Social	A	Coastal aquaculture and mariculture of fish, shellfish, and seaweed. Particularly important for nearshore sites.
Landscape, seascape	Social	A	Visual impact of wind turbines on nearby heritage features or natural settings (negative); and on communities (positive/negative). Particularly important for nearshore sites.
Ships and navigation routes*	Technical	R	Shipping routes, anchoring areas, and transshipment area. Affects both nearshore and offshore sites.
Historical and cultural heritage	Social	R	Underwater cultural heritage, immovable cultural heritage (fortifications), intangible cultural heritage (sacred sites).

Tourism activities	Social	R	Heritage located near the coastal zone. Cruises, recreational tourism (sun and beach), cultural, historical, religious, ethnic, ecological, and ecotourism with an ethnic focus, including its value chain. Important activities in places near the coastal zone.
Communication infrastructure	Social	R	Submarine cable network (safety area of 1/4 nautical mile or 500 meters on each side)
Oil and gas infrastructure operations	Social	R	Offshore blocks with Exploration and Production-E&P contract and Technical Appraisal-TEA contract - Located offshore
Military exercise Areas*	Technical	R	Military bases, firing ranges, exclusion zones, military no-fly zones. Firing ranges can also include UXO. Affects both nearshore and offshore sites.
Aviation*	Technical	A	Physical obstruction and aviation radar signal distortion caused by wind turbines and blade rotation. Particularly important for nearshore sites.

Source: RCG-ERM 2021

Note: Constraints marked * are not considered to be environmental or social constraints according to World Bank ESS definitions but are included here as technical constraints that will need to be addressed in project development.

The identified area of interest (Aoi) in Section 4 intersects with areas of high ecological and biological importance for the conservation of key species and ecosystems such as Vía Salamanca Island Park, Ciénaga Grande de Santa Marta, Sawairu Integrated Management Regional District seagrass, Tayrona National Park, among others, which support populations of migratory, endemic and internationally important birds, sensitive ecosystems that are found in shallow coastal waters and, therefore, are especially vulnerable to the development of near-shore wind projects.

The wind industry has been implementing different mitigation measures to allow the development of wind farms near designated areas, such as modifying the operation of wind turbines, flashing lights, identification of key feeding and breeding areas in order to avoid collisions of birds and changes in their behavior and migratory routes, procedures such as soft start or Ramp up have also been implemented to limit acoustic disturbances on marine mammals and fish during the construction and operation phases.

However, in Colombia it is necessary to develop a regulatory framework aimed at issuing Environmental and Social Guidelines and Terms of Reference to guide the preparation of Environmental and Social Studies (and associated assessment) taking into account the particular characteristics of this type of offshore wind projects and the most sensitive and important environmental and social areas in the sites that due to their wind conditions are of greatest interest for their location, so as to ensure prevention, control, mitigation and/or compensation measures in accordance with the possible effects that the projects may generate.

6.3.1 Environmental Constraints

6.3.1.1 Critical and priority habitats and legally protected areas

Colombia possesses a large number of coastal marine habitats and ecosystems such as coastal lagoons and wetlands, coral reefs, seaweeds, mangroves, rocky and sandy beaches, coastal upwelling areas and various types of seabed (Alonso et al., 2008a). The country has ratified the Convention on Biological Diversity (CBD) through National Law 165 (1994), which formed the basis of the National Biodiversity Policy, including the consolidation of a National System of Protected Areas (Sistema Nacional de Áreas Protegidas, SINAP).

The SINAP classifies the areas into two main groups, public and private. Among the public areas, the most important at the national level is the National Natural Park System (which, in turn, are divided into National Park, Natural Reserve, Unique Natural Area, Flora Sanctuary, Fauna Sanctuary and Parkway) and the Protective Forest Reserves, Regional Natural Parks, Integrated Management Districts, Soil Conservation Districts and Recreation Areas; among the private areas are the natural reserves of civil society.

These categories of legally protected areas, are aligned with the IUCN management categories and should therefore be considered as restricted areas for the development of offshore wind projects in compliance with IFC-PS6. For the Colombian Caribbean, eight (8) areas with a high level of restriction were identified, of which only two intersect with the identified areas of interest. If the project deems it necessary, it will be possible to request the subtraction of protected areas when for other reasons of public utility and social interest there are plans to develop uses and activities that are not permitted within a protected area, in accordance with the legal regime of the management category. More specific analysis should be performed for the EIA of individual projects.

Exhibit 34 Legally protected areas in Colombia with marine or coastal components

Legally Protected Area	Total declared area (ha)
Bahia Portete Kaurrele National Park	14,08
Pastos Marinos Sawairu Integrated Management Regional District*	67,177
Musichi Integrated Management Regional District	1,494
Delta del Rio Rancheria Integrated Management Regional District	3,609

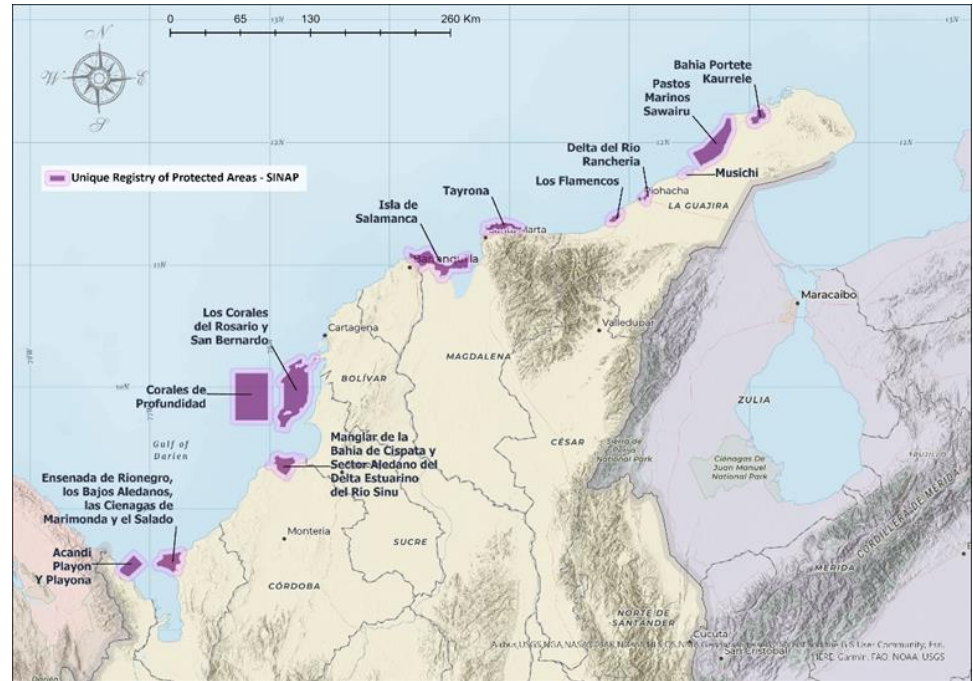
Los Flamencos Fauna and Flora Sanctuary	7,034
Tayrona National Park	19,309
Isla de Salamanca Nature Monument*	56,592
Los Corales del Rosario y San Bernardo National Park	123,455
Corales de Profundidad National Park	142,192
Manglar de la Bahía de Cispata y Sector Aledano del Delta Estuarino del Río Sinú Integrated Management Regional District**	27,838
Ensenada de Rionegro, los Bajos Aledanos, las Ciénagas de Marimonda y el Salado Integrated Management Regional District**	30,758
Acandi Playon Y Playona Fauna Sanctuary**	26,233
Seaflower Specially Protected Area (Cartagena Convention) **	6,506,649

Source: <https://www.protectedplanet.net/country/COL> *legally protected areas that intersect with the areas of interest identified for this type of project

** These protected areas are located in departments with less potential for the development of offshore wind projects

The exhibit below shows the legally protected areas in Colombia's coastal and marine zones.

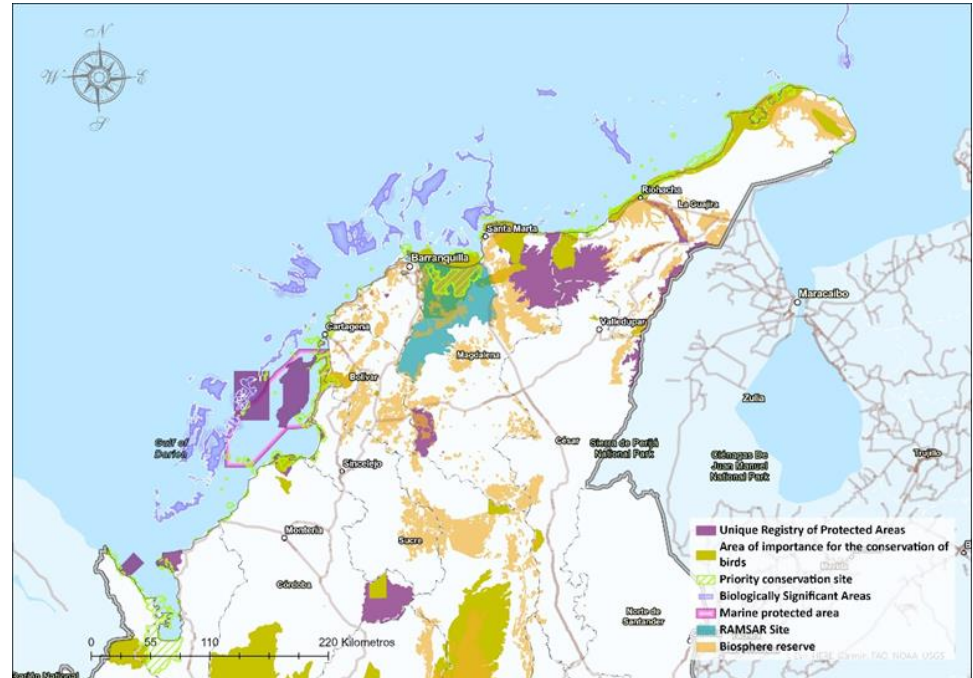
Exhibit 35 Legally protected areas in Colombian Caribbean coast



Source: Open data portal of the environmental sector. Environmental Information System of Colombia-SIAC

Additionally, there are other categories of environmentally sensitive areas different from those that are part of the SINAP, such as the strategic ecosystems: RAMSAR sites (Convention on Wetlands of International Importance), Mangroves, coral reefs, seagrasses, wetlands, tropical dry forest, among others, and the complementary conservation and sustainable development strategies: Forest Reserve Law 2, buffer zones in areas of the National Park System, biosphere reserves, peace forests, AICA (Important Bird Areas), and areas considered UNESCO-MAB World Heritage Sites, areas considered UNESCO-MAB World Heritage Sites and areas of scientific interest or with conservation priorities contemplated by the National Natural Parks of Colombia and/or research institutes such as the Marine and Coastal Research Institute José Benito Vives de Andres (INVEMAR)

Exhibit 36 Environmentally sensitive areas of the Colombian Caribbean



Source: ERM-RCG,2021

Regarding the RAMSAR sites identified for the areas of interest, the Magdalena River Estuarine Delta System, Ciénaga Grande de Santa Marta, Ramsar Site no. 951 (CGSM-Ramsar), has existed since 1998 with an area of 5286 km² and a perimeter of 579.8 km (Ministry of Environment, Housing and Territorial Development, 2009). It has also been categorized as AICA, a site of key importance for biodiversity and AZE-Zero Extinction areas; this is a coastal estuarine system with several lagoons and rivers, and includes the largest mangrove area of the Caribbean coast of Colombia. It is the most important area in the Colombian Caribbean for waterfowl, marine mammals, fish, and reptiles. This Ramsar site has also been designated as an Important Bird Area.

In addition, the Guajira coastal wetland complex was identified as an AICA, located in northern Colombia on the western margin of the Guajira Peninsula, which is a transition zone between the arid plains of La Guajira and the Caribbean Sea, where marine habitats, wetlands, marshes, swamps, peat bogs, marshes, swamps and other bodies of fresh or brackish water, permanent or seasonal, are located (Díaz and Guerra 2003). A total of 145 bird species have been recorded, most of which are aquatic birds, for a large community of land birds associated with the dry scrublands of the Caribbean coast and sea turtles (Rueda-Almonacid 2002; Castaño-Mora 2002; BirdLife International, 2021).

The following biosphere reserves were identified for the Aol: the Ciénaga Grande de Santa Marta (SGSM), Vía Salamanca National Park, SGSM Flora and Fauna Sanctuary, and the Sierra Nevada de Santa Marta (Sierra Nevada de Santa Marta, Tayrona, and Los Flamencos Parks). The park is located within the Magdalena River Estuarine Delta System, Ciénaga Grande de Santa Marta, it overlaps with the Flora and Fauna Sanctuary, its surrounding area has been internationally declared a RAMSAR site, in 2000 it was categorized as a UNESCO Biosphere Reserve, and nationally it has been catalogued as an Important Bird Conservation Area (IBAs).

Exhibit below lists the KBAs (Key biodiversity areas)/IBAs identified for the Colombian Caribbean, with presence within the Aol, these areas present environmentally sensitive terrestrial and/or marine ecosystems of high importance whose main function is the conservation of the planet's biodiversity and the sustainable use of resources.

Exhibit 37 KBAs / IBAs in Colombia with marine or coastal components

KBA	Area (ha)	KBA Triggers	
		Threatened Species	Priority Biodiversity / Congregations
AICA Complejo de Humedales Costeros de la Guajira (KBA/IBA)	218,756	Sapphire-bellied Hummingbird – <i>Amazilia lilliae</i> , threatened marine/aquatic reptiles - <i>Caretta</i> , <i>Eretmochelys imbricata</i> , <i>Dermochelys coriacea</i> , <i>Chelonia mydas</i> , <i>Crocodylus acutus</i> .	Important area for migratory waterbirds. Holds the majority of the distribution area of the non-breeding population of American Flamingo (<i>Phoenicopterus ruber ruber</i>) in Colombia. The Sapphire-bellied Hummingbird (<i>Amazilia lilliae</i>) is a Critically Endangered, Colombian endemic, mostly restricted to well-preserved mangrove habitat.
Parque Nacional Tayrona (KBA/IBA)	21,276		Huge diversity of bird species and mammal species, including bats. Large number of bird species that area threatened, restricted-range/endemic or biome-restricted. Concentrates the majority of tropical coastal ecosystems, including coral reefs and seagrasses, in a small area.
Reserva de Biosfera RAMSAR Ciénaga Grande, Isla de	251,656	Sapphire-bellied Hummingbird – <i>Amazilia lilliae</i> ,	Most important area in the Colombian coast in the Atlantic for waterbirds,

Salamanca y Sabana Grande (KBA/IBA, AZE- Zero Extinction areas)		Bronze-brown Cowbird - <i>Molothrus armenti</i>	especially for migratory waders and anatids (ducks, geese, etc.). Concentrations of waterbirds and Blue-winged Teals <i>Spatula discors</i> . Important numbers of migrating Buff-breasted Sandpipers (<i>Calidris subruficollis</i>) and resident Northern Screamers (<i>Chauna chavaria</i>), both of which are globally Near-Threatened. This is a AZE site that concentrates nearly the whole world population of the Sapphire-bellied Hummingbird (<i>Amazilia lilliae</i>). Important spawning area for many fish species and for other threatened species, such as the American Manatee (<i>Trichechus manatus</i>) and the American Crocodile (<i>Crocodylus acutus</i>).
AICA Valle de San Salvador (KBA/IBA)	58,000	Blue-billed Curassow <i>Crax alberti</i> , Sapphire-bellied Hummingbird <i>Amazilia lilliae</i> , Santa Marta Antpitta <i>Grallaria bangsi</i> , Rusty-headed Spinetail <i>Synallaxis fusciorufa</i>	The valley has been identified as a priority area for conservation due to the richness of fauna and flora found there (FPSNSM 2000). The San Salvador Valley covers primary habitat areas, along an altitudinal gradient, that have been lost in other areas of the Sierra Nevada de Santa Marta.
AICA Región Ecodeltáica Fluvio-Estuarina del Canal del Dique (KBA/IBA)	42,952	Northern Screamer - <i>Chauna chavaria</i>	An assessment of the mangrove areas on the coasts south of Bolívar and north of Sucre where <i>Lepidopyga lilliae</i> possibly exists is recommended
AICA Zona Deltáica-Estuarina del Río Sinú(KBA/IBA)*	10,000	Three species are in some category of threat at the national level according to Renjifo et al. (2002) and six present a restricted range of distribution according to Stiles (1998). Very	This area includes the old and current delta of the Sinú River, with its corresponding estuarine environment dominated by mangroves. Here are the best preserved mangroves in the Colombian Caribbean and one of the most extensive. In this region there is a complex mosaic of habitats that include mangroves, swamps, mud

		<p>numerous nesting colonies of White Ibis (<i>Eudocimus albus</i>), Red Heron (<i>Agamia agami</i>) and many other herons are found throughout this area.</p> <p>In the bay of Cispatá there is a stable population of the Tucuxi (<i>Sotalia fluviatilis</i>). Additionally, a reintroduction and installation program of artificial caiman nests (<i>Crocodylus acutus</i>) is being carried out.</p>	<p>flats, streams, sandy marine and riparian beaches, fragments of dry forest and freshwater wetlands.</p>
Reserva de Biósfera Seaflower(KBA/IBA)*.	350,000	<p>White-crowned Pigeon - <i>Patagioenas leucocephala</i>, San Andres Vireo - <i>Vireo caribaeus</i>, Thick billed Vireo - <i>Vireo crassirostris</i>, Jamaican Oriole - <i>Icterus leucopteryx</i></p>	<p>The differences in the geological formation of the islands generate a great diversity of fauna and flora species, some threatened species.</p>

Source: <http://www.keybiodiversityareas.org/> and <http://www.birdlife.org>

* These KBAs / IBAs are located in departments with less potential for the development of offshore wind projects.

Ecologically or Biologically Significant Areas (EBSAs) are special areas that support the healthy functioning of the oceans and the many services it provides. The Conference of the Parties (COP 9) to the Convention on Biological Diversity adopted the following seven scientific criteria for identifying EBSAs uniqueness or rarity; Special importance for life history stages of species; Importance for threatened, endangered or declining species and/or habitats; Vulnerability, fragility, sensitivity or slow recovery; Biological productivity; Biological diversity; and Naturalness. The identification of EBSAs and the selection of conservation and management measures are the responsibility of States and relevant intergovernmental organizations, in accordance with international law (including the United Nations Convention on the Law of the Sea). The criteria do not include quantitative thresholds, but in principle have much in common with the definition of Natural Habitats and the World Panel of

Experts (WBG/IFC) Critical Habitat criteria, and could therefore be an important high-level planning consideration for offshore wind energy development. In the area of interest, the Magdalena and Tayrona ocean floor was identified as the main EBSA.

Exhibit 38 Significant EBSAs in the Areas of Interest

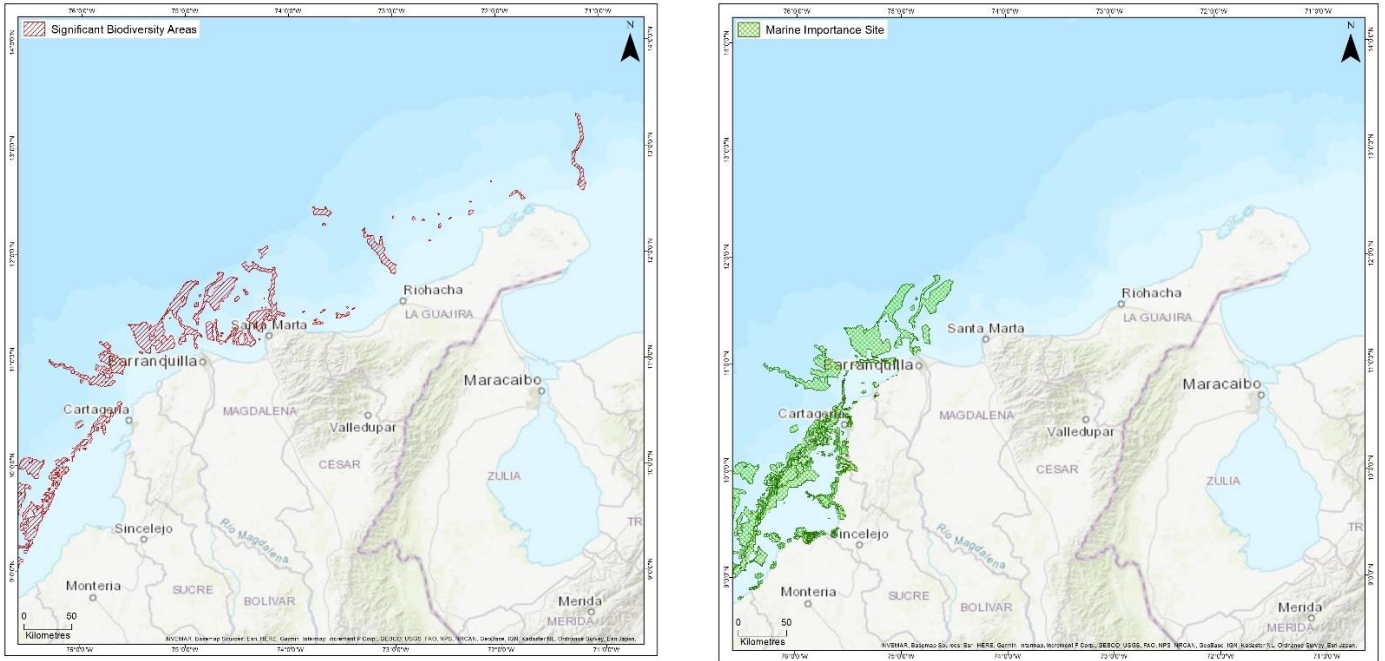
EBSA	Significance
Fondos oceánicos de Magdalena y Tayrona	Unique habitat in the Caribbean region as well as in the world, where the species <i>Madracis myriaster</i> is the main structuring species of the deep corals waters. A high richness, diversity and endemic species are associated with submarine canyons and seamount geoforms, including over 100 species of fishes, echinoderms, mollusks, crustaceans, cnidarians and bryozoans.

Source: RCG-ERM, 2021

The installation of wind turbine bases and submarine cables can disturb the seabed and temporarily increase suspended sediments in the water column, which in turn leads to a decrease in water quality and could possibly affect bottom-associated marine species such as benthos, corals, sponges and seagrasses, as well as have an impact on areas identified as fishing grounds. Additionally, the installation of offshore structures could generate localized erosion of the seafloor due to changes in water movements; the location of operational turbines may alter the daily circulation of birds and bats (e.g., from feeding sites to roosts or breeding areas), and may pose a barrier to the migratory patterns of certain animal species (Drewitt and Langston, 2006, Masden *et al.* 2009).

It is likely that some of the priority biodiversity values existing in these areas are sensitive to the impacts associated with the development of offshore wind energy. Taking into account that in Colombia there are no terms of reference for the offshore wind sector, in other sectors, although there are no exclusions, as in the case of the hydrocarbon sector, it is recommended that these areas be subject to differentiated management at the moment of planning the sector's activities, so the same could apply to wind projects. When planning projects of this type, it is necessary to consider the proximity to places of high biodiversity value in the region, as well as to take into account national and international protected areas (such as marine protected areas), areas of importance such as IBAs/AICAS/KBAs/AZE/Ramsar (wetlands of international importance), known places of concentration of gregarious species, and unique or threatened ecosystems. Additionally, it is suggested to plan the construction, installation and dismantling of structural components taking into account sensitive periods for the life cycle of the species identified in the area of interest (IFC, 2015).

Exhibit 39 Important Biodiversity and Marine Importance Areas

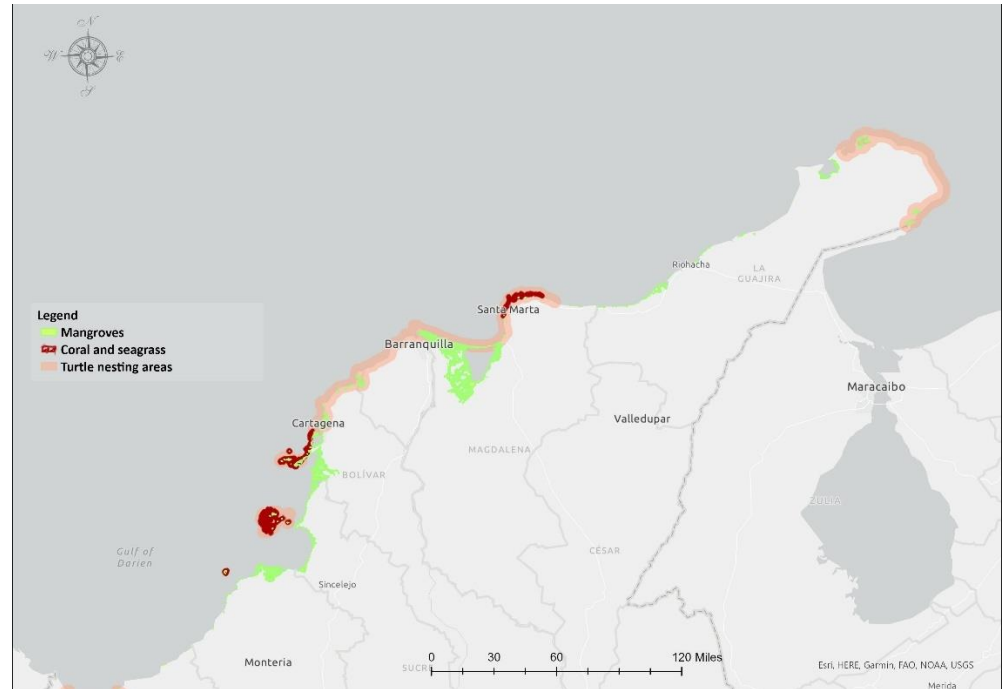


Source: INVEMAR, 2016

6.3.1.2 Sensitive marine species and habitats (priority diversity values)

According to their geologic, hydrographic, climatic, and biological features, the coastal and oceanic realms of Colombia can be subdivided into 18 natural marine ecoregions, nine in the Caribbean (Díaz & Acero 2003). Such a variety of conditions leads to a great diversity of habitats and ecosystems, and the great majority of tropical marine habitats is well represented in Colombia (Díaz & Acero 2003; Uribe *et al.* 2020). Amongst the most threatened marine and coastal habitats are coral reefs, seagrass beds and mangrove forests, all with a presence in the project's area of influence (Uribe *et al.* 2020).

Exhibit 40 Sensitive marine species



Source: INVEMAR; 2021; Allen Coral Atlas maps, 2021; WCMC, 19999.

Colombian coral areas and associated ecosystems are mostly located up to 30 m deep (Uribe *et al.* 2021). In the Caribbean Sea, most important and larger coral areas are in the Gulf of Darién, especially near the coast between Cartagena and the islands off San Bernardo del Viento, and in deeper waters in the center of the Caribbean Sea, including the Seaflower area. The oceanic reefs of the Archipelago of San Andrés and Providencia (Seaflower PA) are among the most extensive reef systems of the Atlantic, occupying approximately 760 km² (Díaz & Acero 2003; Uribe *et al.* 2021). Other significant areas of coral are found just off Ciénaga Grande, Isla de Salamanca y Sabana Grande and Tayrona KBAs, and in Bahía Portete. The major part of the coral reefs is included within Legally Protected Areas (LPAs) and Internationally Recognized Areas (IRAs), including EBSA (ASU, 2021).

Mangroves are amongst the biologically most productive ecosystems in the world and play an important role in the sustainability of fisheries, protect the shoreline against erosion, and provide an important resource of wood (Díaz & Acero 2003). Caribbean coast, the forests are smaller and fringe intertidal flats at the mouths of major rivers. Mangroves, comprised mainly of *Rhizophora mangle*, *Avicennia germinans*, and *Laguncularia racemose*, cover approximately 863 km² of the Colombian Caribbean coast. In the Caribbean region, mangroves are mainly present between Manglar in Ciénaga Grande, Isla de Salamanca y Sabana Grande KBA.

While the large majority of these habitat patches falls within LPAs and IRAs, The mapped areas of mangroves sourced from the Global Mangrove Distribution, Aboveground Biomass, and Canopy Height (2019).

Five species of seagrasses have been recorded in Colombian waters, of which *Thalassia testudinum* and *Siryngodium filiforme* are the most abundant. Most continuous areas of this habitat are present in Los Corales del Rosario y San Bernardo National Park, San Andrés Archipelago (Seaflower PA), and especially (almost 80%) along the shore and in the shallow portion of the continental shelf off the Guajira Peninsula (Pastos Marinos Sawairu PA and Complejo de Humedales Costeros de la Guajira KBA). The largest majority of the area occupied by seagrass in Colombia is comprised within PAs or IRAs; however, the mapped area of seagrass sourced from UNEP-WCMC.

Breeding areas for sea turtles extend along nearly the whole Colombian Caribbean coast, from the Gulf of Darién (Brazo Leon Río Atrato area) to Guajira Peninsula (Eckert & Eckert 2019). The Caribbean coast and surrounding islands also host important feeding grounds for sea turtles in places such as the Guajira Peninsula and the San Bernardo Archipelago (Eckert *et al.* 2020). Recent research has also confirmed that Loggerhead, Green and Hawksbill Turtles use the Seaflower LPA and IRA for breeding and foraging (Ramirez-Gallego & Barrientos-Muñoz 2020). In regard to cetaceans, the Guiana Dolphin has a patchy distribution along a major part of the Colombian Caribbean Sea coast from the Sinú river estuary to Guajira province (Borobia *et al.* 1991; Caballero *et al.* 2007). It is mostly associated with brackish waters, estuarine conditions and other shallow, sheltered coastal waters (Borobia *et al.* 1991; IUCN 2017).

Multiple direct and indirect effects on ecosystem processes and functions are expected following Offshore Wind Farm (OWF) installation (Gill, 2005). These can be linked to the delivery of ecosystem services, physical changes to the habitat from the installation of turbines and other structures, changes in hydrodynamic regime (Matutano *et al.*, 2016), benthic habitat loss or gain and the provision of shelter from fishing and predation (Gill, 2005; Miller *et al.*, 2013; Wilson *et al.*, 2010). Indirect effects, linked to the direct effects, include modification to processes and functions, for example, complex epibenthic communities colonize turbine substructures forming artificial reefs, which can alter biodiversity and community structure, influencing processes and functions (Hooper *et al.*, 2005; Schleuning *et al.*, 2015).

Some marine species are sensitive to survey and construction activities. These species are, in general, those that are particularly sensitive to underwater noise, vibration, or smothering or loss of seabed habitat. Developers should consider the likely presence of dolphins, manatees, sharks, turtles, and some schooling fish species. Marine mammals are particularly sensitive to underwater noise. The degree of sensitivity varies according to species and the frequency and duration of noise.

Some species are also susceptible to collision risk from vessels. Species may be disturbed by construction or operational noise, or by the presence of wind towers, or by boats and maintenance activity; animal behavior (e.g., calling rhythm, feeding, relaying, movements) may change in ways that reduce foraging or mating ability (reducing fecundity and/or animal health), or may increase chronic stress levels leading to reduced animal health. Wind facilities can also have positive effects, wind installations can serve as marine protected areas if navigation and commercial fishing are restricted within their boundaries (Kraus et al., 2019).

During operation, cables transmitting the produced electricity will also emit electromagnetic fields. This could affect the movements and navigation of species that are sensitive to electro- or magnetic fields, which includes fish species, particularly elasmobranchs and some teleost fish and decapod crustaceans, and sea turtles. However, marine animals could be affected by the underwater noise generated during the construction and operation of wind turbines. Any effects of the noise will depend on the sensitivity of the species present and their ability to adjust to it (Koeller et al, 2006; Thomen *et al*, 2006; Gill *et al.*, 2009).

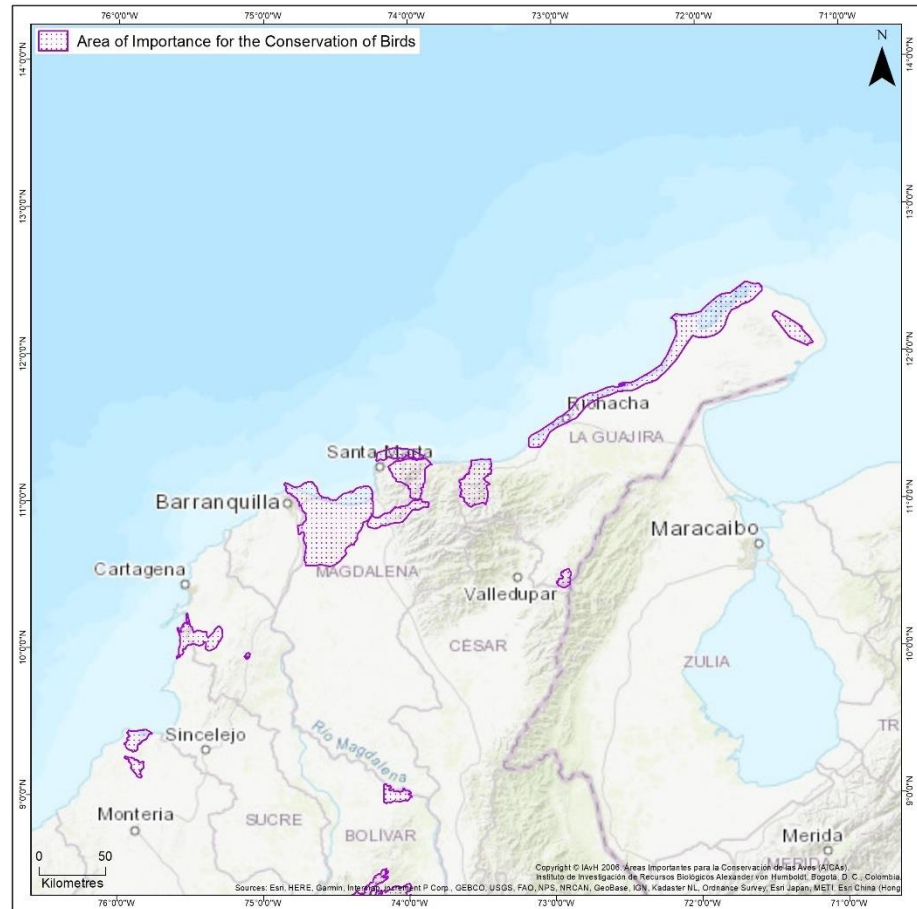
According to the above, it is necessary to take into account in the development of offshore wind projects, maritime spatial planning and ESIA to avoid and mitigate the impacts that may be the result of the development of these projects, to increase market confidence and to comply with funder requirements.

6.3.1.3 Migratory birds and bats

Colombia hosts a huge number of resident or migratory waterbirds (225 species) and 98% of the migratory waterbirds from the Nearctic occur in the country (Naranjo & Bravo 2006; Arzuza *et al.* 2008). Several of these species are threatened at the global or at the national level (Troncoso 2002; Rodríguez-Gacha & Morales-Rozo 2016). The largest concentrations of waterbirds in Colombia are recorded during winter (November-January), due to the wintering or stopover of a large number of migrants (Naranjo *et al.* 2006; Ruiz-Guerra *et al.* 2008).

Nearly half of Colombia's waterbird species are found along Colombia's Caribbean coast, where are concentrated during the winter. Ducks and geese (Anatids) comprise more than three-quarters of these. Wading birds, flamingos, ibis, ardeids, storks, Limpkin (*Aramus guarauna*), pelicans, cormorants, frigates, gulls, terns and skimmers are also abundant (Ruiz-Guerra et al. 2008).

Exhibit 41 Areas of importance for the conservation of birds



Source: Alexander von Humboldt Biological Resources Research Institute (IAvH)

Nearly all Anatids and most part of the waders concentrate in Ciénaga Grande, Isla de Salamanca y Sabana Grande, a Ramsar wetland and LPA. The KBA/IBA Complejo de Humedales Costeros de la Guajira is the second most important area for waders along the Caribbean coast and the most important site in winter for the remaining groups of waterbirds (Ruiz-Guerra *et al.* 2008). Importantly, this area also hosts more than 6% of the whole South American Caribbean population of American Flamingo (*Phoenicopterus ruber* (LC)), a species considered as Endangered at the national level (Troncoso 2002; Renjifo *et al.* 2016; Rodríguez-Gacha y Morales-Rozo 2016).

The hazards presented to birds by the construction of offshore wind farms (OWF) remain primarily: the barrier they present to movement, loss of habitat and collision risk. Most studies to date have used radar and thermal infrared monitoring as well as

range-finding and visual observations to confirm that most of the more abundant and especially large bodied birds show major avoidance to offshore windfarms, minimizing the probabilities of collision. Slightly extended migration distances are unlikely to have consequences for these species. Effects on breeding interrupted during their commuting flights remain less well studied, but avoidance of conflict is easily achieved by siting offshore wind turbines well away from important concentrations of breeding seabirds and their respective feeding areas (Fox *et al.* 2006; Jensen *et al.* 2016); And in poor visibility conditions, large numbers of birds could collide OWF attracted by their illumination. One of the most useful mitigation measures to avoid this type of impact is to replace the continuous light with an intermittent one (Huppopp *et al.*, 2006).

Several species of bats are present along the Colombian Caribbean coast and in general their interaction with wind farms on land is a concern. Similar considerations will be applicable to offshore wind projects, although this is likely only to be relevant for nearshore projects.

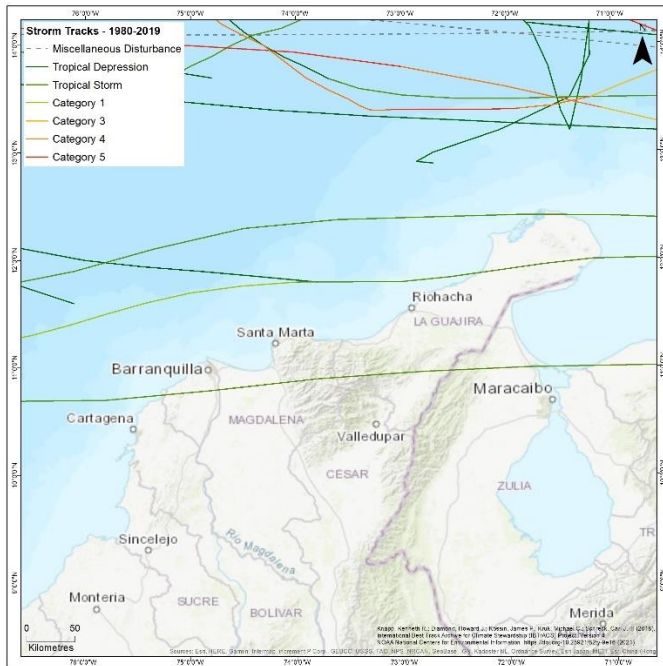
Many potential negative effects of offshore wind farms can be reduced within the planning process, by avoiding important recruitment habitats and by timing construction activities outside of important breeding seasons. Obviously, such measures should be based on real knowledge on the distribution and population status of local species and habitats. Given the high dependency of the obtained conclusion on local environmental conditions, a fundamental issue for the sustainable development of OWF is the availability of reliable seafloor and habitat maps and information on population connectivity and learn from other industries to inform risk assessments and the effectiveness of mitigation measures (wind energy, seismic surveys and floating oil platforms). According to the potential negative effects of OWF, is necessary the marine spatial planning to inform the higher capacity scenario and in all cases ESIA to GIIP to avoid these types of impacts.

6.3.2 Extreme Weather

The potential for severe weather events and the probability of the occurrence of extreme conditions also impacts the development of offshore wind farms in a region. Among the most pertinent extreme weather conditions considered for offshore wind farm development are: (1) major hurricanes that have a probability of delivering wind and wave conditions that exceed design conditions for the structure, and (2) earthquakes creating seismic conditions that cause unstable ground conditions and degradation of soil strength, which can lead to failure of major offshore wind farm components. Nevertheless, the probability of extreme weather events does not prohibit offshore wind farm development in a region. Rather, it influences various decisions with respect to mitigation, including the technology, design and engineering of the offshore wind farm.

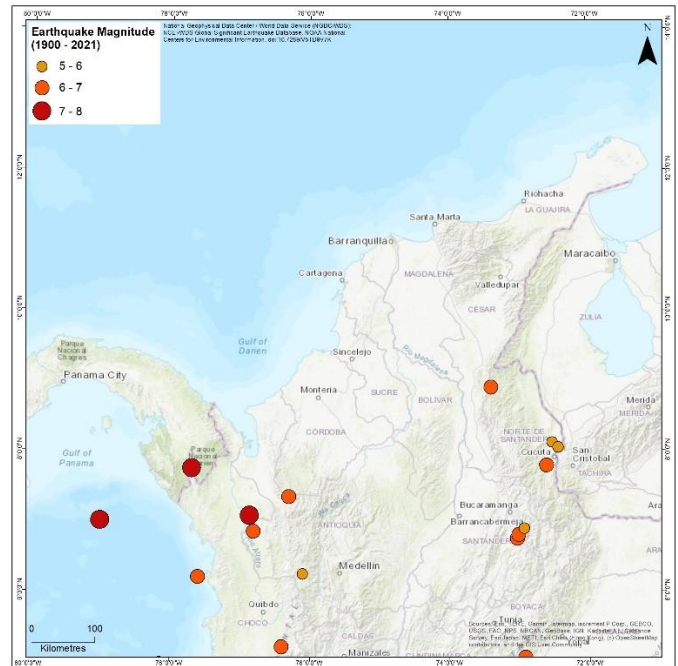
Exhibit 42 Extreme Weather

Hurricane tracks in Colombia 1980-2019



Source: NOAA National Centers for Environmental Information, 2021

Earthquake events in Colombia



Source: National Geophysical Data Center / World Data Service (NGDC/WDS), NOAA, 2021

Based on a historical assessment of extreme weather events in Colombia, it is unlikely that extreme weather risks would detour offshore wind development in the Areas of Interest identified in this study. Although unanticipated extreme weather events may occur over the lifecycle of the offshore wind farms, the probability that these events would significantly exceeding design conditions to the extent that they may causes structural and mechanical failures remains tolerably low.

6.3.3 Population Context and Socioeconomic Conditions

Projections by the National Administrative Department of Statistics (DANE) as of June 2017, indicate that the Caribbean region is composed of a population of 10.7 million inhabitants, (Banco de la República, 2017). In relation to ethnic composition, 15.7% of the population considers itself Afro-descendant, 6.8% indigenous and 77.5% has no ethnic affiliation.

The region's ethnic communities develop socioeconomic, cultural and religious practices in the continental and marine-coastal areas; In particular, the Wayuu

indigenous people in the coastal zone of the La Guajira Peninsula (Cabo de La Vela, Bahía Portete, Puerto López and other sites of cultural interest) and the Kogui, Arhuaco, Wiwa and Kankuamo indigenous peoples in the foothills of the Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM) perform ceremonies and rituals in the coastal strip between La Guajira and Magdalena. The Community Councils and non-ethnic communities living in the coastal zone also take advantage of marine resources through artisanal fishing, a socioeconomic activity that contributes significantly to their food security.

Exhibit 43 Location of the collective territories of the ethnic communities



Source: National Land Agency

The main economic activity in the region is agriculture and livestock farming, which includes planting food crops and raising cattle, pigs, cattle, goats, and other minor species; however, fishing is one of the most important activities, given the strategic location of the Caribbean region (1,932 km of coastline). Manufacturing activity in the region is concentrated mainly in the departments of Atlántico, Bolívar, and Magdalena, given the port facilities that facilitate imports and exports. The Caribbean and its diversity allow for the development of tourism activities with a cultural, historical, ecotourism, religious and recreational focus -sun and beach- (Observatorio del Caribe Colombiano).

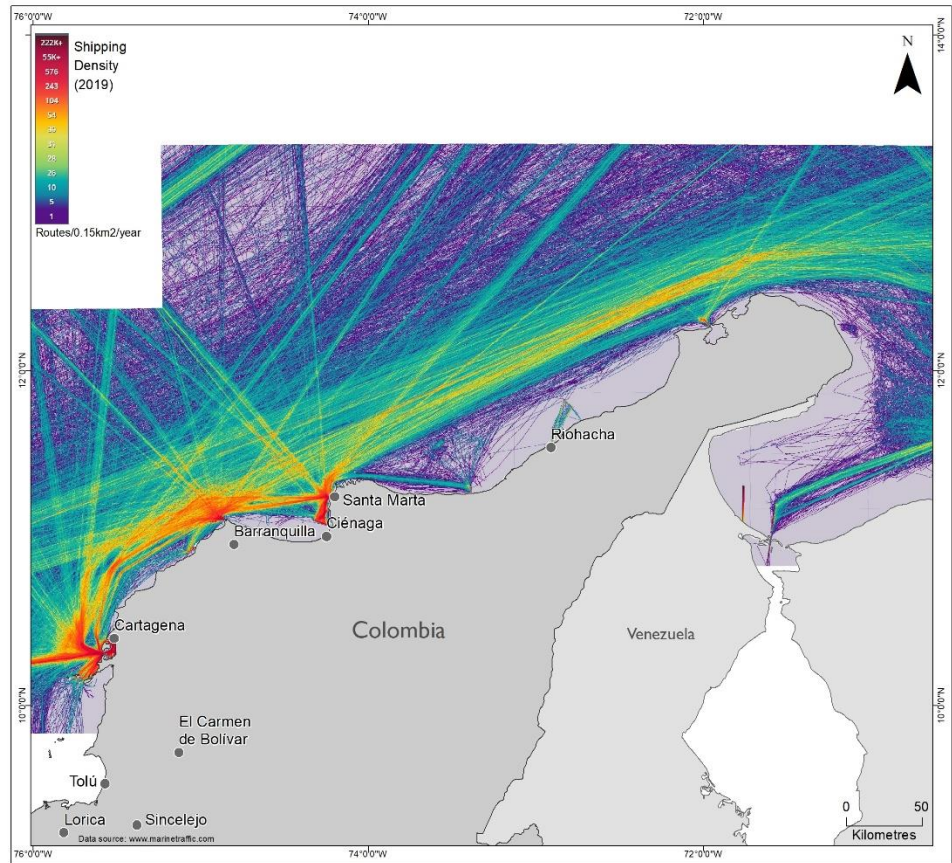
6.3.3.1 Ships and navigation routes

There is significant marine traffic offshore Colombia that is driven to a large extent by vessels transiting Colombian waters enroute to and from the Panama Canal (see Exhibit 44). These vessels include very large cargo vessels which have limited maneuvering capability and require a reasonable buffer between physical hazards. The 'New Panamax' class container cargo ships, for instance, can reach an allowable length of approximately 1,200 ft (366 meters) and a width of 160 ft (49 meters). Some jurisdictions such as the UK recommended that for navigational safety reasons, there be a buffer of 3.5 nautical miles in order to avoid collisions.

Spatial conflicts between offshore wind farm areas and shipping navigation routes will thus have a substantial impact on the citing and development of offshore wind farms in Colombia. The conflict is particularly acute with floating offshore wind farm siting, as these development areas are further offshore in Colombia and in more direct conflict with current shipping navigational routes. However, it is also a consideration closer to shore as there is also dense marine traffic entering and leaving the ports of Cartagena and Barranquilla, for instance.

The impact between offshore wind farms and shipping navigation spatial conflicts must be carefully considered amongst various stakeholders at the onset of offshore wind farm planning. It is recommended that the Government of Colombia and DIMAR engage to discuss potential vessel re-routing options (if applicable in final areas of development interest) to help facility safety measures and the coexistence of both industries.

Exhibit 44 Marine traffic and shipping density



Source: Map data sourced from marinetraffic.com with permission

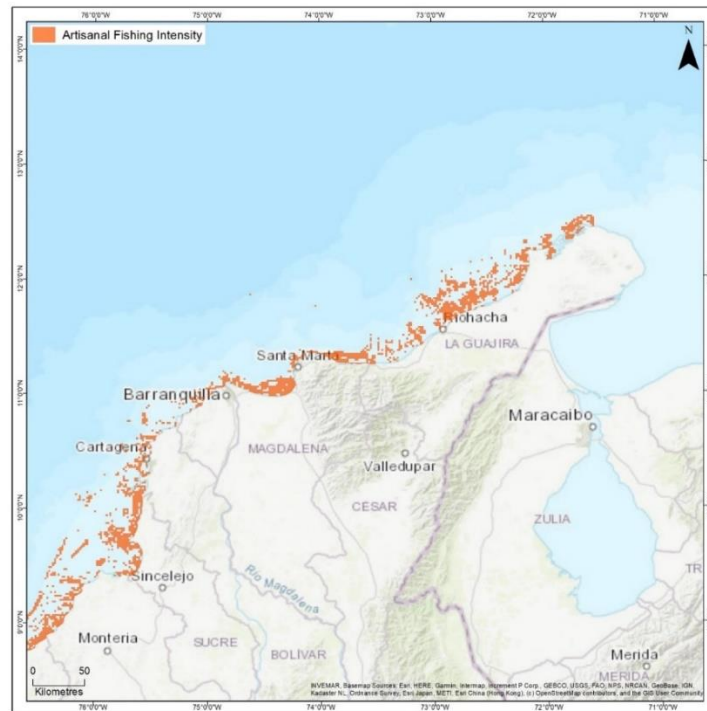
*Disclaimer: The borders, colors, denominations and any other information on this map do not imply a judgment on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such borders.

6.3.3.2 Artisanal fishing

Artisanal fishing is one of the main economic and social activities of the northeastern coastal margin of the Colombian Caribbean. Between the departments of La Guajira

and Magdalena, most fishermen are members of 22 registered organizations¹⁴ and alternate fishing with other activities such as tourism, agriculture, cattle ranching, construction, commerce and services. They use different fishing gear, including hand lines, gillnets, pots, and longlines. The activity is generally carried out in boats with 40 HP outboard motors (INVEMAR, 2020). Based on environmental studies for offshore projects in the departments of Atlántico and Bolívar, ERM has identified 42 fishing associations¹⁵ that carry out their activities between 0 and 15 nautical miles and at depths between 1 and 400 meters. The boats used range between 6-10 m in length (length) and 1-2 m in beam (width), with outboard motors between 5 and >70 HP. The fishing gears used are hand line, gill nets and longline (ERM, 2017).

Exhibit 45 Artisanal Fishing Areas



Source: INVEMAR, 2021

¹⁴ INVEMAR. 2020. Identificación de zonas promisorias para pesca artesanal en el área del Plan Maestro de Protección y Restauración del Parque Nacional Natural Tayrona, Caribe colombiano. Convenio de cooperación No. 275 de 2020 AUNAP – INVEMAR. Santa Marta D.T.C.H.

¹⁵ ERM. 2017. Archaeological Diagnosis. Environmental Impact Study for the Exploratory Drilling Area of the Sin Off-7 Block, confidential client. Bogotá-Colombia

It is relevant to consider that Decree 2256 of 1991 classifies marine fishing into 3 categories: 1) coastal fishing: when it is carried out at a distance of no more than one nautical mile from the coast, 2) inshore fishing: when it is carried out with vessels at a distance of no less than one mile and no more than twelve (12) nautical miles from the coast, and 3) offshore fishing: when it is carried out more than 12 miles from the coast. The exhibit above shows the artisanal fishing sites registered in the Geographic Viewer of Fishing Grounds of the Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andres (INVEMAR), according to the consultation carried out online (September 2021).

Environmental studies of marine projects should identify, through a participatory exercise with artisanal fishermen, the categories of fishing (coastal, inshore and offshore), fishing routes and fishing grounds to know at least the areas where their economic activities are carried out, their characteristics and dependence on them, with a view to having sufficient information to identify and evaluate potential impacts and formulate the corresponding management measures and prevent, among others, possible conflicts between the parties due to the location of the projects.

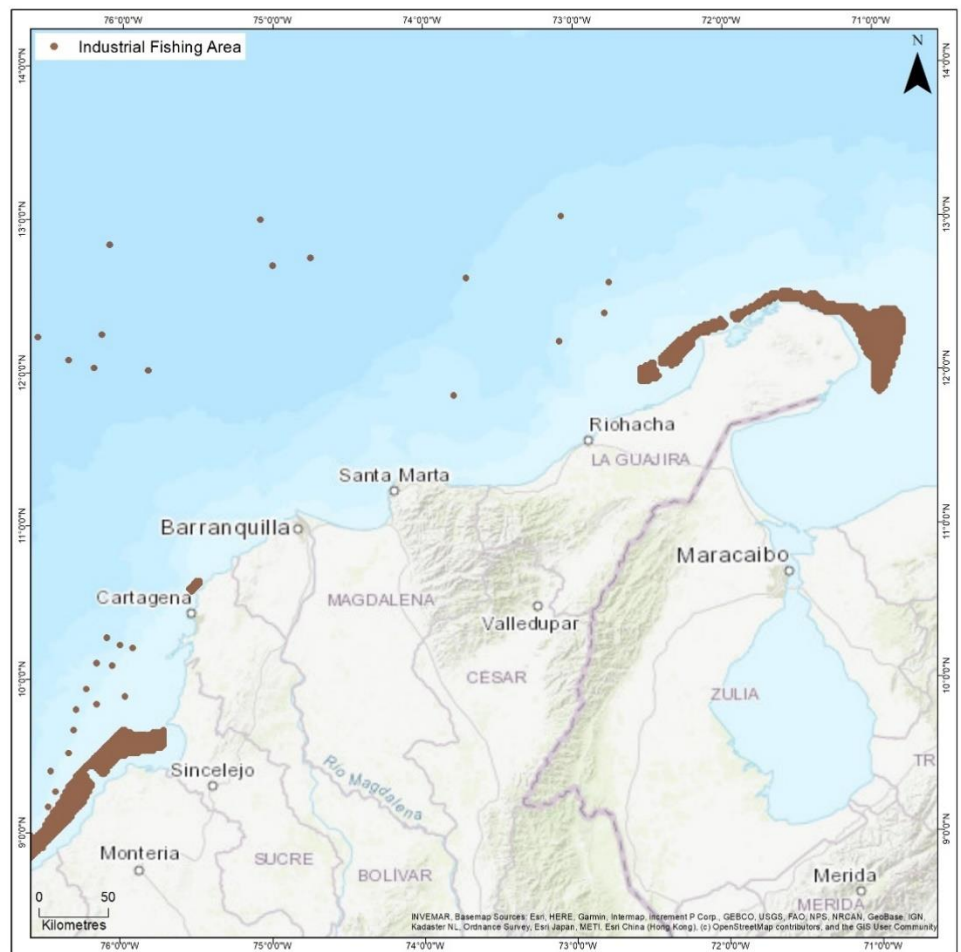
6.3.3.3 Industrial fishing

The Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) indicates in their studies that industrial fishing in Colombia has developed key fisheries in resources such as: Shallow-water shrimp, deep-water shrimp, white fishing, lobster, purse seine tuna and longline, which are distributed in the Caribbean, Pacific and insular territory (San Andrés, Providencia and Santa Catalina). In the Colombian Caribbean, there are 4 types of industrial fisheries: 1) tuna with home ports in the cities of Barranquilla and Cartagena, 2) white fishing with home ports in Cartagena and San Andrés, 3) shallow-water shrimp based in Cartagena and Tolú, and 4) conch and lobster with ports on the island of San Andrés.

Tuna fishing is carried out within the limits of the Exclusive Economic Zone at a distance of 20 nautical miles from the coastline. The landings, according to the available information, are mainly conformed by the tuna group, shallow water shrimp. Regarding the white fishery, specifically shallow water shrimp, there is a fleet with 2 navigation routes, leaving from Cartagena towards the Gulf of Morrosquillo and La Guajira, and another, leaving from Tolú towards the fishing zone in front of the Gulf of Morrosquillo. As indicated, white fishing is carried out in the northern zone, including maritime jurisdiction of the department of La Guajira, between Manaure and Castilletes, where it is characterized by fishing from a depth of 15 meters to 50 meters and from 5 nautical miles from the coast (INVEMAR, 2011- 2012: 88).

The areas with the highest traffic by these vessels include Cabo Tiburón-Punta Arboletes, Punta Arboletes-Punta Rincón, Punta Rincón-Galeras, Punta Galeras-Mouth of the Ciénaga Grande de Santa Marta-Cabo San Agustín, Cabo San Agustín-Punta Carrizal and Punta Carrizal-Colombia-Venezuela land boundary. The exhibit below shows the industrial fishing grounds registered in INVEMAR's Geographic Viewer of Fishing Grounds.

Exhibit 46 Commercial fishing zones



Source: INVEMAR, 2021

The planning of offshore wind projects should consider the navigation routes of industrial fishing vessels and their embarkation and disembarkation points. As part of the environmental studies, it is suggested that an informative process be carried out with the AUNAP and the industrial fishing companies with the support of the Dirección General Marítima (DIMAR).

6.3.3.4 Aquaculture

Aquaculture is practiced throughout the country, but the main production areas are species dependent. The range of cultured species allows aquaculture production in all climatic regions of Colombia. The main species include shrimps, tilapia, cachama, and trout; but only shrimp production occurs in coastal areas.

Marine shrimp. The country's main producing zones of marine shrimp are located in the Atlantic coast departments, such as Bolívar, Córdoba, Atlántico, Magdalena and la Guajira. In 2001, the area dedicated to shrimp culture was approximately 3 816 hectares of water surface area. Production infrastructure is located in coastal areas, mangrove zones or salty marshlands. Water is always pumped either directly from the sea, marshes (coastal lagoons) or from fresh or brackish water drainage canals located in estuarine zones.

6.3.3.5 Landscape and seascape

The character and features of a specific landscape or seascape may have a physical or aesthetic social value, which can be impacted by the placement of a wind farm.

Landscapes and seascapes stretch along the Colombian Caribbean coast. Just to mention a few: in the northern tip of Colombia, La Guajira department, Cabo de la Vela is an unrivaled geographical feature with several tourist attractions. This region has the lowest level of rainfall in the country, which causes it to have desert conditions. Unique seascapes include beaches such as Playa Dorada and Ojo de Agua, which have the perfect conditions for kite surfing. From Cabo de la Vela, it is possible to get to Punta Gallinas, a magical place with golden dunes and rocky cliffs. Towards the southwest are the protected seascapes within the Tayrona National Park, which include several beautiful beaches such as: Cabo San Juan, Cañaveral, Arrecifes, La Piscina, Castilletes, and Playa Cristal. More to the west is the Ciénaga Grande de Santa Marta.

The visual impact of a wind farm can be positive or negative for observers. Visual intrusion clearly is more important for the nearshore. In Colombia there is a great diversity of landscapes and many are declared for scenic areas, and aesthetic qualities.

In other jurisdictions, landscape and seascapes are often protected by legislation, and developers must follow official guidance on how the assessment of impacts from offshore wind farms should be carried out, often involving wide consultation and visual representations (photomontage).

Options for Colombia include mapping of protected landscapes with the help of the competent authorities, consultation with local communities, clarification of

requirements and restrictions for placing offshore wind farms within protected landscapes, and drafting of guidance and regulations for developers to consider landscape and seascape aspects within the licensing process, including the preference of local communities for wind farm siting.

6.3.3.6 Historical and cultural heritage

The guidelines of the Colombian Institute of Anthropology and History (Instituto Colombiano de Antropología e Historia, ICANH) and the regulations on underwater cultural heritage (Law 1185 of 2008, Decree 763 of 2009, Law 1675 of 2013 and Decree 1698 of 2014); as well as the terms of reference of the ANLA for the preparation of Environmental Impact Studies of offshore hydrocarbon exploratory projects have determined the scope of the approach to archaeological heritage. Seismic explorations and exploratory drilling of offshore projects developed through exploration and production (E&P) and technical evaluation (TEA) contracts, assigned by the National Hydrocarbons Agenda (Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH) in the last 10 years; as well as port interventions, have provided the parameters and actions for addressing the archaeological potential in this type of projects.

Based on sources of secondary information, the exhibit below shows the diagnosis of the archaeological potential in the Colombian Caribbean, considering 2 criteria: 1) oceanographic characteristics in relation to the possibility of finding submerged archaeological remains and, 2) historical information on possible shipwrecks. It is recommended that the promoters of offshore wind projects establish, according to the type of interventions of each project, if there is a potential impact on underwater cultural heritage and, consequently, validate and verify the data on underwater cultural heritage with DIMAR and ICANH, in order to prevent the possible impact on heritage.

Exhibit 47 Shipwreck identified in the Colombian Caribbean



Source: ERM. Archaeological Diagnosis. Environmental Impact Study for the Exploratory Drilling Area of the Sin Off-7 Block, 2017. The figure identifies the only major underwater archaeological find that has been discovered in the Colombian Caribbean and which is located within the area of interest.

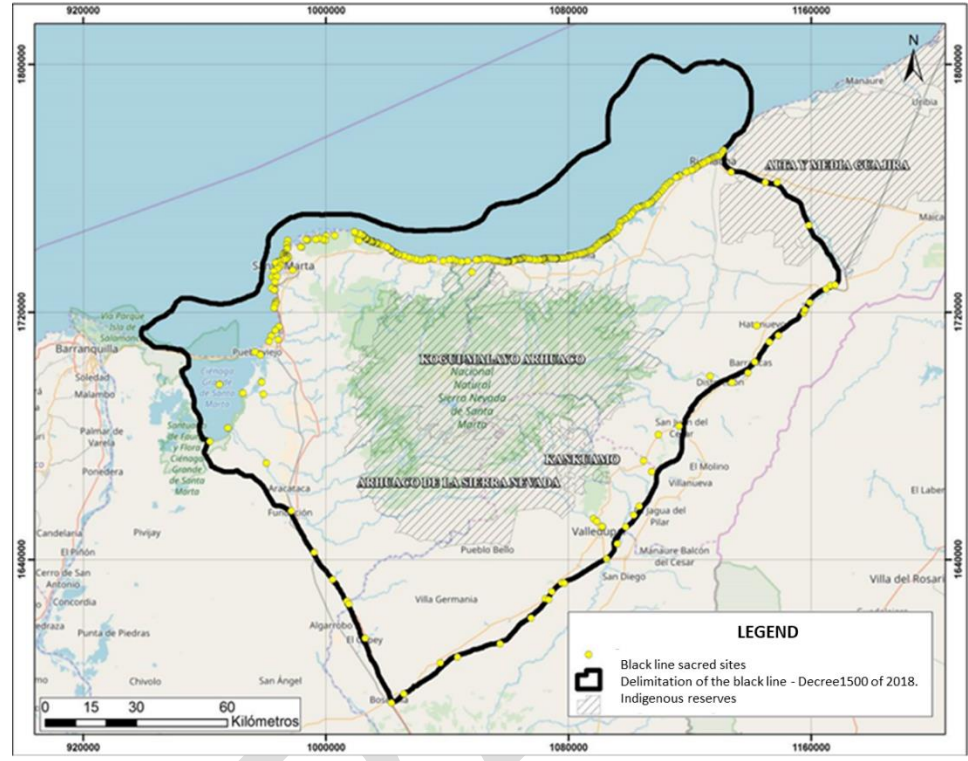
It is important to highlight that Cartagena is also characterized by the fortresses and walls declared by the United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO) as World Heritage of Humanity. Among the fortifications near Cartagena, the following stand out: 1) Battery of Angel San Rafael located on Tierrabomba Island, which is part of the defensive complex of the Bocachica channel in the Bay of Cartagena, 2) Castle of San Luis de Bocachica located on Tierrabomba Island, 3) Fort San Fernando located on Tierrabomba Island, in front of the Battery of San Jose, protecting the passage through the Bocachica navigation channel (considered one of the Hispanic military constructions in the New World), 4) San José Battery located on an islet neighboring the island of Barú and, 5) Santa Cruz de

Castillo Grande Fort, which is part of the facilities of the National Navy Officers' Naval Club. It is expected that the development of offshore wind projects will not affect the fortifications given the regulations for their protection and safeguarding; however, this should be an element to be evaluated in the development of environmental studies.

In the context of intangible cultural heritage, the System of ancestral knowledge of the indigenous peoples of the SNSM was recognized and included in the representative list of intangible cultural heritage through Resolution 3760 of 2017. According to the delimitation of the Black Line recognized in Decree 1500 of August 06, 2018, the government will guarantee the protection, spiritual, cultural and environmental value and will establish measures and guarantees for its effective protection. In Exhibit 48, the sacred sites that delimit the Black Line are represented, including point 348 called Nibué - Seynuriwa (maritime spaces above the 200 m isobath).

Considering the environmental and cultural sensitivity of the areas delimited by the Black Line, it should be suggested to generate alternative designs for the location of offshore wind projects. If the alternative is located in the area of the Black Line, the developer must request the determination of the appropriateness and timeliness of prior consultation in accordance with the criterion of direct impact in the Project's Area of Influence from the Directorate of the National Prior Consultation Authority (DANCP) and, based on the administrative act issued, proceed or not with the development of the consultative process and/or Free, Prior and Informed Consent (FPIC). Likewise, the developer must carry out the procedure the same procedure for other ethnic communities (other than the indigenous peoples of the SNSM), due to a possible direct impact on fishing, transit, ecotourism, and landscape activities, among others.

Exhibit 48 Sacred sites in Colombia



Source: ERM, 2018.

6.3.3.7 Tourism activities

The Colombian Caribbean is a leader in tourism, with Cartagena, San Andrés, and Santa Marta as the main destinations for domestic and international tourism (cruise ships). The Colombian Caribbean has 1,932 kilometers of coastline for recreational tourism -sun and beach- (Ardila, 2005) and other types of tourism: cultural, historical, religious, ethnic, ecological, and gastronomic. Parques Naturales de Colombia records that in La Guajira, cultural and ecological tourism is promoted in the Bahía Portete - Kaurrele National Natural Park and Los Flamencos Fauna and Flora Sanctuary. In the department of Magdalena, the Tayrona National Natural Park offers a diversity of beaches bordered by mangroves and forests for hiking, snorkeling and diving.

Between the departments of Atlántico and Magdalena, the Salamanca Island Park allows tourists to appreciate mangrove forests, marshes and beaches, and in Bolívar, the Corales del Rosario and San Bernardo National Natural Park is cared for by local communities, mainly Afro-Colombian, who develop ecotourism, education and environmental awareness programs with an ethnic focus. It is recommended that

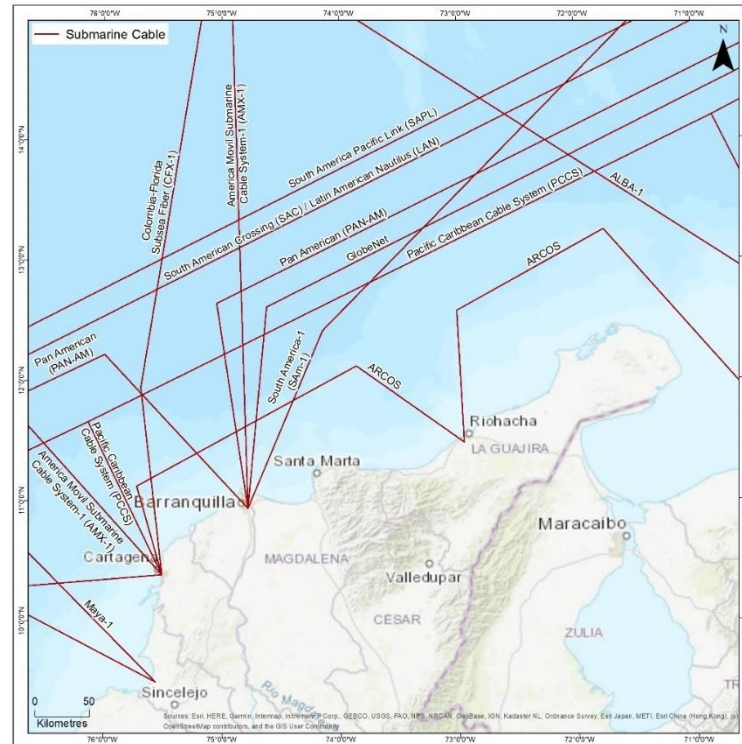
offshore wind project developers characterize the areas of the Colombian Caribbean coastal strip to identify the frequency of tourism and the economic dependence of the communities, including their value chain to avoid the impact associated with possible socioeconomic displacement.

6.3.3.8 Communication infrastructure

Colombia has a 42,000 kilometers fiber optic network installed on the seabed¹⁶. The TeleGeography platform records the map of submarine cables worldwide. Specifically in the Colombian Caribbean, at the date of preparation of this document (September 2021), 10 submarine fiber optic cables are identified that allow communication in the region: (ARCOS (purple), Colombian Festoon, South America-1 (SAm-1), Pacific Caribbean Cable System (PCCS), GlobeNet, Pan American (PAN-AM), South American Crossing (SAC), America Movil Submarine Cable System-1 (AMX-1), Colombia-Florida Subsea Fiber (CFX-1), AURORA Cable System, Caribbean Express (CX), Maya-1 and San Andres Isla Tolu Submarine Cable (SAIT).

¹⁶ Colombia already has nine Submarine fiber optic cables. Retrieved from <https://www.mintic.gov.co/portal/inicio/Sala-de-Prensa/Noticias/8920:Colombia-ya-tiene-nueve-cables-submarinos-de-fibra-optica>

Exhibit 49 Submarine communications cables



Source: RCG-ERM, 2021, adopted from submarinecablemap, 2021.

The Dirección General Marítima (DIMAR) through Resolution 204 of 2012 "whereby safety areas are established along the laying of submarine cables in Colombian jurisdictional waters", stipulates that the safety area extends to 1/4 nautical mile (500 meters) on each side of the cables, restricting the anchoring of vessels, trawling, and the development of any type of maritime activity that maintains total or partial contact with the seabed. It is suggested that the promoters of offshore wind projects previously identify with DIMAR, the type of infrastructure installed to prevent its possible affectation.

6.3.3.9 Oil & Gas infrastructure

The Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), the authority to manage the hydrocarbon reserves owned by the Colombian Nation in accordance with Decree Law 4137 of 2011, assigned in the "Colombia Round 2014" the offshore areas for the

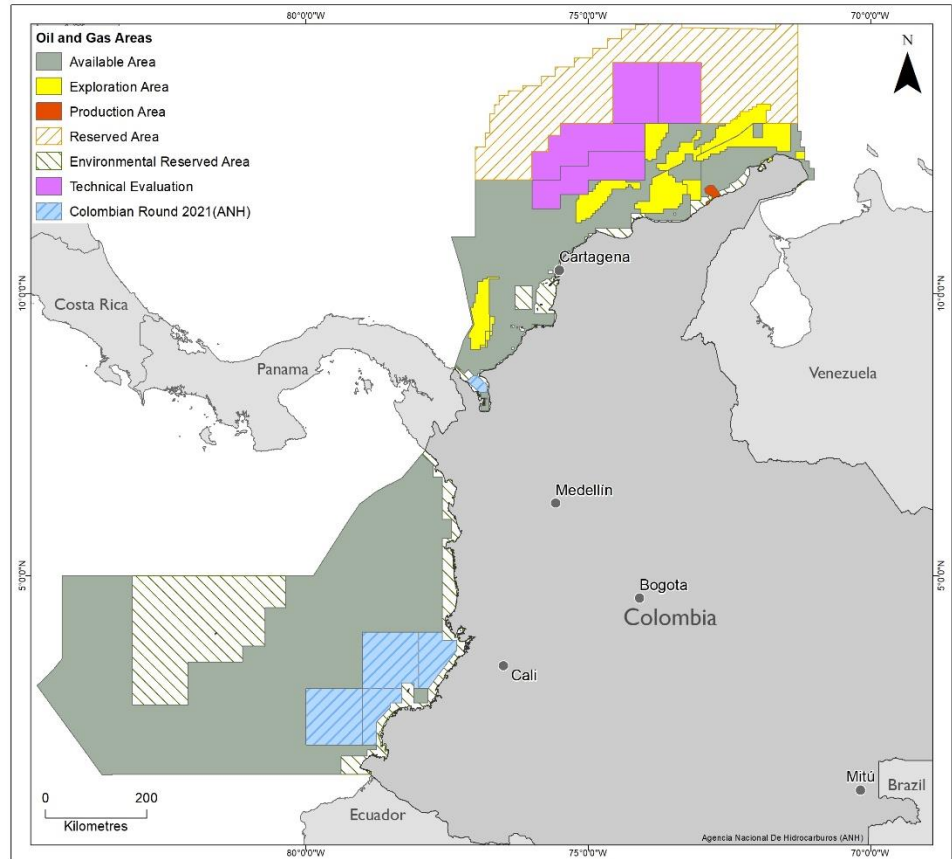
contracting of hydrocarbon exploration and exploitation activities.¹⁷In the Colombia 2014 Round, the ANH offered 5 blocks that integrate the 24 offshore blocks with current contracts. The contracts formalized in 2014, Blocks COL 1, COL 2, COL 6 and COL 7 have a Technical Evaluation -TEA contract, Blocks COL 3, COL 4, GUA OFF 1, GUA OFF 3, GUA OFF 10, RC- 10 and RC -12 have an Exploration and Production (E&P) contract and the Tayrona Block is in the Exploration and Exploitation (E&E) stage. The background in the discoveries of natural gas accumulation in the Colombian Caribbean Sea, in the Guajira Block, specifically in the Chuchupa A and Chuchupa B platforms operated by Chevron Petroleum Company in Association with ECOPETROL and the recent discovery in the Orca-1 exploratory well of the operator Petrobras (first discovery in deep waters of the Caribbean in 2014).

It is important that the investors of offshore wind projects take into consideration the location of the Blocks concessioned by the ANH in their prefeasibility stage. The port facilities used for the development of the E&P and TEA activities may offer logistic support during the development of the onshore activities, as well as the mitigation measures used in this type of projects that may be related to and prevent the impacts generated by the offshore wind farm industry.

DRAFT

¹⁷Resolution No, 866 of August 19, 2014 "By which areas within the competitive procedure Colombia Round 2014 are declared deserted" [online]. [accessed December 06, 2016]. Available at <URL: <http://www.controlz.com.co/rondacolombia2014/images/archivos/ListaDefinitiva/Resolucion%20declaracion%20de%20desiertas%20areas.pdf>>

Exhibit 50 Offshore oil and gas blocks



Source: ANH, 2021

*Disclaimer: The borders, colors, denominations and any other information on this map do not imply a judgment on the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such borders.

6.3.3.10 Military exercise areas

Military activities, such as vessel maneuvering exercises, firing practice, low-fly training, and testing of ammunition and other technologies are in most cases not compatible with offshore wind farms and pose a hard constraint.

The high level of uncertainty regarding military exercise and activity areas could constrain the development and operation of prospective offshore wind development sites. It is not clear what the legal requirements are regarding military exercise areas and offshore wind development, but in practice, developers should conduct early

consultation with the military as they have a significant role in decision-making, and the issues regarding offshore wind sites are addressed on a case-by-case basis.

In other jurisdictions the military has established exclusion zones, site-specific restrictions, and no-restriction zones for offshore wind development.

Options for Colombia include early liaison with the military to determine compatibility, particularly with the DIMAR and the Dirección de Intereses Marítimos y Fluviales de la Armada Nacional. Consultations shall aim to the definition of development restrictions to avoid spatial conflict with offshore wind development.

6.3.3.11 Aviation

Offshore wind turbines pose a risk to the aviation sector by way of physical obstruction, radar interference, and potential negative effects on the performance of communication and navigation systems¹⁸. In this context, areas around air traffic control centers (radars), airports, aerodromes, and air traffic zones can pose soft or hard constraints for developers.

Numerous aviation-related sites exist along the Colombian Caribbean coast serving the larger urban centers, and these could be a constraint for nearshore wind development. Civil Aviation Authority of Colombia is a semi independent agency of the Colombian Ministry of Transport. AeroCivil deals not only with civil aviation, but with general aviation as a whole, excluding military aviation which falls under the Colombian Air Force branch of the Military Forces of Colombia. This agency is responsible for developing plans, programs, regulations, and standards, and providing flight management and aviation safety. It also manages several airports and aviation support infrastructure. It is a legal requirement to consult them.

¹⁸ Policy and Guidelines on Wind Turbines—CAP764, Civil Aviation Authority, February 2016, available online at <https://publicapps.caa.co.uk/docs/33/CAP764%20Issue6%20FINAL%20Feb.pdf>,

7 SUPPLY CHAIN ANALYSIS

This section presents an analysis of Colombia’s existing supply chain, evaluates its readiness to support major component and services packages for the offshore wind industry, and identifies a preliminary (non-exhaustive) list of potential domestic suppliers.

7.1 Purpose

A domestic supply chain can be critical to spurring economic benefits across various segments of the domestic supply chain and services sectors. In this section, we assess the in-country capabilities of Colombia for activities required during project development and construction; including the existing “readiness” of the supply chain in Colombia for major offshore wind components, supply contracts, and the potential to support a future offshore wind industry.

7.2 Methodology

For the purpose of this assessment, the project team categorized the different stages of an offshore wind project, development, and construction, including supply contract/agreement for Tier-1 offshore wind components and foundations. A list of the typical contracts, and supply agreement of major components for offshore wind projects is shown below.

Exhibit 51 Services and major equipment’s supply agreements

Agreement Package	Types of Contract
Project Development Services	Wind resource assessment
	Environmental Impact study consultant.
	Project management service contract
	Engineering consulting
	Owner’s engineering contract
	Legal advisory agreement
	Geophysical and Geotechnical surveys
	Blades

Wind Turbine Generator	Nacelle, hub and assembly
	Towers
Balance of Plant	Monopile foundations
	Jacket foundations
	Gravity Base foundations
	Floating foundations
	Transition Pieces
	Secondary steel
	Export Cables
	Inter-array Cables
	Offshore substation
	Onshore Substation
Transport and Installation	Wind Turbine Installation Vessels
	Heavy Lift Vessels
	Feeder Barges
	Submarine Cable Laying vessels
Operations and Maintenance	Crew Transfer
	Inspection (above water and sub-sea)
	Maintenance and Repairs

Source: RCG

7.2.1 Description of Major Components

This section provides a description of the major Tier-1 components for an offshore wind farm as well as other relevant contract packages. The analysis also notes specific areas where there may be Tier 2 opportunities to supply global Original Equipment Manufacturers (OEMs) such as wind turbine OEMs.

7.2.1.1 Project Development Services

Activities including wind resource assessment, front-end engineering and design, project management, procurement, and legal and financial advisory.

7.2.1.2 Wind Turbine Generator

The Wind Turbine Generator (WTG) is the heart of any utility-scale wind generation project. For offshore projects in particular, the huge size of WTG components and market consolidation in the past several years have combined to ensure that just three original equipment manufacturers (OEMs) –Vestas, Siemens Gamesa (SGRE), and General Electric (GE) – have assumed a dominant position in the global market,

excluding China. Assuming WTGs are procured from one of these three main suppliers, a likely supposition given their experience and energy cost advantages, WTG components will be produced by the relevant OEM at their existing fabrication facilities, which are currently consolidated in Europe. The propensity to establish a local fabrication facility depends on a variety of factors. First and foremost, the WTG OEMs will seek confidence in the future market size – which requires a sufficient and reliable pipeline of projects. In addition to this, the expense of component transportation, existing factory capacity, any domestic manufacturing policy requirements, and the state of the existing global supply chain at large, will also be considered before WTG OEMs establish local presence.

The Wind Turbine Generator itself is typically comprised of three (3) components: Nacelle and Hub, Blades, and Towers. Each of these are described in more detail below.

7.2.1.3 Wind Turbine Generator Blades

As more wind farms are installed around the world every year, wind turbine blades have increased substantially in size and are set to continue doing so in the coming decade. In the mid-2000s, blade size was typically between 30-50m for industry-standard onshore turbines rated between 1.5 and 5MW capacity. By 2015, the largest offshore wind turbine blades measured between 60 and 80 meters in length. Today, cutting-edge blades on new WTG models like GE's Haliade-X model, currently rated for 12MW but planned for 14MW offerings by 2024, has a blade length of 107m. These increases in size have contributed significantly to cost declines from offshore wind energy, but the size of the massive blades can pose logistical challenges for a global supply chain. Particularly for offshore wind, which can sustain larger blade sizes, these logistical challenges are important for factory siting and other production decisions. Many onshore wind turbine blade fabrication facilities, like those listed below, would need investment in new infrastructure and refurbishment in order to fabricate, load, and transport blades compatible with offshore wind development.

7.2.1.4 Nacelle, hub and assembly

Nacelles offer some of the most complex, multifaceted opportunities for domestic supply chain buildout of any WTG component due to the number of smaller industrial components that make up the nacelle interior. While finding or building a foundry large enough to handle the casting that makes up the nacelle exterior may be a substantial limiting factor, countries with relatively less developed domestic supply chains that are planning for large offshore wind capacities with domestic supply capability, most notably the United States, have already been able to achieve a high degree of domestic content in nacelle components.

7.2.1.5 Towers

More so than blades, towers strong synergies in transitioning production capacity from onshore to offshore towers, though additional requirements like anti-corrosion coating and increased diameter require careful understanding for manufacturers who intend to service the offshore market. In addition to these additional requirements, the larger component size of offshore wind tower components poses logistical challenges for tower fabrication that takes place far from shore or near infrastructure with stringent underpass height requirements. Sufficient quayside loadout capacity is required for efficient positioning of an offshore wind tower production facility, necessitating both ease of access to a port of sufficient width and depth to accommodate the relevant transport vessels and sufficient staging areas to work with the towers on land. Any plausible site for development of such a facility will have to demonstrate favorability on these characteristics to attract credible investment commitments from tower fabricators.

At present, Colombia has no domestic onshore or offshore tower manufacturing capabilities. Tower production is largely automated and would require substantial initial capital investment, however training and labor cost would not pose a major challenge for any prospective tower production facility.

As transport costs are meaningful for towers, any new facility that could cut transport time and associated costs would likely present an improvement on future cost of wind farm construction. However, the capital requirement is such that any investment decision for local greenfield facilities would require a visible offshore wind pipeline of several gigawatts (GW) worth of advanced stage projects.

7.2.2 Balance of Plant

Materials necessary for all other physical infrastructure needed to anchor a WTG to the seabed and interconnect to the grid make up the balance of plant. These varied but complementary industries present notable opportunities to leverage existing industrial capacity and expertise to drive growth in the Colombian offshore wind industry and a growing role in the regional supply chain.

7.2.2.1 Foundations

Foundations are responsible for anchoring the WTG and tower structures to the seabed. These structures are typically steel structures that are driven into the seabed layers. The specific type of foundation structure (as described below), is influenced by a number of factors, including the seabed characteristics (e.g. soil types and properties), water depth, wind-wave loadings, probability of extreme weather events,

as well as the necessary load resistance to the dynamic forces of the wind turbine generator itself. To-date, single member tubular structures called monopiles have been the most prevalent type of offshore wind turbine foundation for offshore wind farms. Jackets, typically three (3) or (4) legged lattice structures, are also common and tend to be used in areas with greater water depths (typically 50-70 meters) and subject to more onerous loading conditions. Floating foundation types have also achieved critical viability milestones for offshore wind turbines in recent years, and unlock the potential for offshore wind projects in waters deeper than 60m (though there are a handful of floating technologies for shallower water).

7.2.2.2 Monopiles

The most widely installed foundation type with a record of cost efficacy is the monopile, a large tubular structure weighing up to 2,000 tons and made up of sections of rolled steel welded together to form a single, massive pile. Monopiles are ideal for offshore wind farms in water depths of 20-50m and can be designed to withstand extreme loading events, including hurricanes. However, the large size of the structure, and in particular the diameter of rolled steel sections, limits the number of suppliers capable of producing them. The monopiles required for today's offshore wind farms can exceed 10 meters (30 feet) in diameter. There are few machines globally that are capable of rolling steel to this diameter. The machines that do exist are custom made and require high upfront capital investment.

7.2.2.3 Jackets

Jacket foundations are fixed-bottom lattice structures used in waters too deep for conventional monopiles but not deep enough to necessitate a floating foundation, or where soil or structural loading conditions are particularly challenging. Jacket-type structures can consist of various configurations of cross-braced welded steel tubular members, each a few meters in diameter. As compared with monopiles, the steel rolling process is not as specialized because the individual tubular piles are smaller in diameter. However, the labor requirement for fabrication is generally higher for jackets than monopiles, as the welding of the various braces in the structures tends to be manually performed by skilled craftsmen as opposed to automated (although some jacket yards have invested in automated welding equipment for the jacket braces and nodes in recent years).

7.2.2.4 Gravity Based

Gravity Base Structure (GBS) foundations are used in shallow waters to achieve stability without piling by attaching the WTG to a massive weighted concrete base that uses its own mass to remain upright. GBS structures have been used only in

limited applications for commercial-scale offshore wind farm to-date; however, they have been used in offshore oil and gas in the North Sea for several decades.

GBS structures offer viable alternatives to other fixed-bottom concepts in areas where the use of a piled structure (such as monopiles or jackets) is either technically risky due to presence of subsea boulders, the soil strength is weak, or there are onerous environmental regulations and restrictions against driving piles (i.e. during marine wildlife migration seasons). GBS solutions also offer a less complicated offshore construction operation. GBS concepts can typically be semi-submerged and transported via tugs, eliminating the need for more expensive Heavy Lift Vessels to lift and maneuver heavy structures. Nevertheless, the primary drawbacks of GBS foundations are the volume of material (typically concrete) required in each structure, the weight of the structure, and limited opportunities for assembly-line production and economies of scale. Moreover, given the massive weight of the foundations, quayside bearing capacity must be strong enough to accommodate the enormous structures.

7.2.2.5 Floating Foundations

Floating offshore wind (FOW) technology will not be able to fully rely on the supply chain of fixed-bottom offshore wind, particularly for the foundations. However, FOW will be able to rely on the supply chain of other industries such as shipbuilding, oil and gas, and civil infrastructure projects. Globally, floating technologies derives from a long history of floating structures for the oil and gas industries and even longer marine sector knowhow in terms of shipbuilding techniques. There are three main types of FOW substructures: Semi-Subs or floaters (including barges), spar buoys, and tension leg platforms (TLPs). These substructure types are defined by their different approaches to achieving structural stability, each with its own pros and cons.

Floating offshore wind technology is developing from technology demonstration through to pre-commercial (100 – 200 MW) and future large commercial-scale projects (>500 MW).

As FOW platforms are floating structures, they are required to be compliant and registered with the relevant regulatory authorities, such as DIMAR.

All offshore wind temporary floating devices should fulfill requirements of resolution DIMAR 240 of 2021. However, regulation for definite floating devices is still pending.

7.2.2.6 Transition Piece

Transition Pieces (TP) are structures that have typically been used to connect the WTG and tower structure to the foundation substructure. They ensure verticality of structure, tower and WTG, as well as provide access for maintenance and the cable connections. TPs consist of a thick-walled steel tube, approximately 5 or more meters in diameter, and a length of up to approximately 20 meters. In addition to the main structure, the TP also requires several secondary steel fixtures, including ladders, handrails, and other appurtenances.

7.2.2.7 Subsea Cables

Beyond foundations, the balance of the plant is the infrastructure required to transform power generated at each individual turbine into a form that makes it exportable to and usable on the wider electric grid. This usually involves three critical pieces of offshore, new-build infrastructure: the inter-array cables connecting all the turbines in the array to an offshore substation, the offshore substation itself, responsible for transforming power collected on the inter-array cables to a higher voltage for export, and a high voltage export cable for running power from the offshore substation to a substation already interconnected with the grid onshore.

Developers and EPC companies must comply with the current DIMAR regulation for submarine cables.

7.2.2.8 Inter-Array Cables

Inter-array cables are medium-voltage cables running between the turbines that make up an offshore wind farm, and the offshore substation that transforms the power to a higher voltage for export. Array cables have become higher voltage as turbine size and power production have grown considerably, with 66kV lines now in regular use at larger projects.

7.2.2.9 Export Cables

Export cables are larger and heavier than array cables, running from the offshore substation to the point of connection to the grid on land. Where interconnection is nearby, alternating current is traditionally used for its greater stability, while direct current with a transformer is employed for projects with export cable length >80 km.

7.2.2.10 Offshore Substations

Offshore substations (OSS) are large structures designed to transform power from array cable links to a higher voltage for export. Each substation consists of both a topside and a foundation. The construction, transportation and installation methods and requirements for offshore substations are similar to that of large offshore oil and gas platforms. As such, many companies experience with construction, transport and installation of large oil and gas platforms and topsides have transferrable skill sets. To-date, the global market trend for offshore wind substations has been towards large fabricators based in Europe, who have experience in delivering these bespoke structures for European offshore wind farms. Some of the largest European suppliers of offshore substations includes include Bladt, Harland & Wolff, Smulders, and others with a history of work in the offshore oil and gas industry.

7.2.2.11 Onshore Substations

Onshore substations are a necessary component of any complete wind generation facility, as the export cable must be connected into the grid via a substation so that it can be transformed to the appropriate voltage for transmission.

7.2.3 Transport, Installation and Operations Vessels

Transportation of the large offshore wind components and structures from the production facility, quayside, storage site or staging areas to the offshore wind farm construction site requires a range of vessel capabilities, all of the companies involved in the process must comply with DIMAR resolution 794 (2020) and 240 (2021). Marine operations can require these use of vessels tugboats, dumb barges, lift-boats (Jack-Up Vessel) or feeder barges. These vessels are typically available from supporting marine civil infrastructure projects or offshore oil and gas operations. However, the size of offshore wind farm components, including the foundations, blades, and nacelles, often require specialized purpose-built vessels, with higher crane capacity (hook height and maximum weight lift) than is typically required for other marine operations. These specialized vessels would be sourced from existing offshore wind markets and they would need to be compliant with local regulations for foreign flagged vessels. Once the wind farm is operational, Operations and Maintenance (O&M) of the structures also requires different types of vessels required for crew and equipment transport. Many of these vessels draw on existing offshore industrial capabilities, including those from oil and gas, while others are tailored specifically for work in offshore wind. Exhibit below describes the relevant vessel types.

Exhibit 52 Required Vessels for Offshore Wind Development by phase, type, and purpose.

Development Phase	Vessel Type	Purpose	Key features
Pre-Construction	Survey Vessel	Conducts surveys to assess site conditions and determine where to place turbines.	Has survey equipment. Can either be purpose-built for offshore wind or a multi-purpose vessel with survey equipment
Construction	Foundation installation vessel	Places turbine foundations on ocean floor.	Depends on type of foundation; a heavy-lift crane is generally required to lift the foundation off the vessel.
Construction	Scour protection vessel	Lays rocks around the site and turbine foundations to prevent erosion.	Ability to carry a large number of rocks and place them precisely on the ocean floor.
Construction	Cable-laying vessel	Lays cables along the ocean floor to carry electricity from site to shore.	Has cable-laying equipment. Does not need to be specialized for offshore wind.
Construction	Wind turbine installation vessel	Installs turbines on top of foundations.	Typically, a jack-up vessel. Needs a large amount of clear deck space and a tall, heavy capacity crane to install turbine components.
Construction	Feeder vessel	Transports turbine components from port to site.	Ability to transport heavy turbine components.
Operations and Maintenance	Crew transfer vessel	Transports technicians from port to turbines.	Small, fast vessel. Ability to push up against turbine so crew can climb onto turbine.
Operations and Maintenance	Service operations vessel	Houses technicians and transports them between turbines.	Ability to house a large number of technicians for several weeks and transfer them to turbines.
Decommissioning	Decommissioning uses the same variety of vessels as construction to take turbines apart.		

Source: Table reproduced from US Government Accountability Office (GAO)¹⁹

¹⁹ United States Government Accountability Office Report GAO-21-153/ "Offshore Wind Energy: Planned Projects May Lead to Construction of New Vessels in the U.S., but Industry Has Made Few Decisions Amid Uncertainties. December 2020. See table 2, page 11.

7.2.4 Operations and Maintenance

Operations and Maintenance (O&M) includes the routine monitoring, offshore inspection, repairs and maintenance of each component of the system. O&M requirements, including frequency and types of inspections (i.e. above water or subsea), are informed by offshore regulations. They are also influenced by OEMs and equipment warranties. Audits or inspections may be required by public authorities during the O&M phase to ensure safe operations are carried out. Above-sea inspections are often carried out on an annual basis and can involve a manned inspection or an unmanned inspection using Unmanned Aerial Surveillance equipment such as drones. Subsea inspections are done less frequently and can involve the deployment of Remote Operated Vehicles (ROVs) or divers to inspect subsea structures and cables.

O&M supply chain requirements include local storage areas for backup equipment as well as an appropriate fleet of crew transfer vessels. Crew Transfer Vessels (CTVs) are typically utilized for short distance trips. For windfarms further from shore, Service Operations Vessels (SOVs) that have capacity for crew sleeping quarters and more equipment storage capabilities are required. Although there is some transferability from the offshore Oil and Gas sector, generally the industry relies on purpose-built vessels.

O&M suppliers must comply with the available regulation for the execution of works at sea.

7.2.5 Criteria for Assessment

Each component in the offshore wind farm supply chain was taken separately and analyzed across four (4) criteria of assessment for readiness and in a weighted scoring process to produce a numerical ranking by component-based individual criteria. All components are ranked on each of the four criteria from 1 to 4, with the composite score calculated by weighted addition of the individual scores. In all cases, 4 denotes the highest level of readiness, and 1 denotes the lowest.

Track record in wind industry

The first criterion evaluated was the experience in services for the wind industry. Ratings 1 were given for components for which no Colombian company has experience. Ratings 2 were given for components that at least one Colombian firm has supplied for an onshore wind project of less than 100 MW capacity. If one company has experience supplying the component to a larger onshore wind project the component is scored as a 3, and two or more such firms result in a 4 scoring.

The rating criteria and associated Red, Amber, Green (RAG) color scale is provided below.

Exhibit 53 Assessment of track record in wind industry

Criterion	Score	Description
Track record in wind energy	1	No experience
	2	Experience in supplying onshore wind farm components (<100 MW)
	3	One company with experience supplying onshore wind farm components (>100MW)
	4	Two or more companies with experience supplying commercial onshore wind farms (> 100MW)

Source: RCG analysis

Capability in parallel sector

The second criterion is capability in a parallel sector. Ratings 1 were given for components for which Colombia has no companies with parallel sectoral experience. Ratings 2 were given for components produced by companies with parallel experience in offshore oil and gas or onshore wind. Ratings 3 and 4 refer to companies in parallel sectors, but with barriers to market entry for offshore wind. A 3 denotes possible market entry with high barriers, where a 4 denotes lower barriers to entry.

Exhibit 54 Assessment of capabilities in parallel sectors

Criterion	Score	Description
Capability in parallel sector	1	No relevant parallel sector experience
	2	Parallel sector experience in offshore oil and gas or onshore wind
	3	Companies in parallel sectors that can enter market (w/ high barriers to investment)
	4	Companies in parallel sectors that can enter market (w/ low barriers to investment)

Source: RCG analysis

Benefit of using local supply chain

The third criterion is the benefit of sourcing a component from the Colombian supply chain as opposed to internationally. Ratings 1 were given for components where there is no benefit from local production. Ratings of 2 were given for components that can be produced in Colombia with moderate benefits but no substantial impact on project costs or risk. Ratings of 3 were given for components that can be sourced from outside of Colombia, but only by taking on significant added cost and risks.

Ratings of 4 were reserved for components it would be impossible or highly unlikely to source outside the domestic supply chain.

Exhibit 55 Assessment of benefits to using local supply chain

Criterion	Score	Description
Benefits of local supply chain for Colombia offshore wind projects	1	No benefits in supply Colombian projects from Colombia
	2	Some benefit in supplying Colombian projects from Colombia, but no significant impact on costs or risks
	3	Work for Colombian projects can be undertaken from outside Colombia, but only with significant increased cost and risk
	4	Work for Colombian projects must be undertaken locally

Source: RCG analysis

Investment Risk. The fourth criterion is the investment risk, which focuses on the amount of certainty in future offshore wind growth required for investment, the size of the required investment, and the potential for investments to de-risk further by serving additional markets beyond the offshore wind. Ratings of 1 were given for components that require long-term market visibility and an offshore wind pipeline of 1 GW or greater. This has typically been a capital investment threshold for large OEMs and other Tier-1 suppliers. Ratings of 2 were given for components that also require long-term market visibility and certainty, but investments tend to be made as initial projects near Final Investment Decision. Ratings of 3 were given for investments smaller than \$50 million with the potential to serve other small sectors. Investments smaller than \$10 million that could also serve other large sectors were rated as 4.

Exhibit 56 Assessment of investment risks

Criterion	Score	Description
Investment Risk	1	Capital investment requires long-term market visibility with pipeline of projects >1 GW
	2	Capital investment requires market visibility and some projects to be at or near Final Investment Decision (FID)
	3	Low investment threshold (<\$US 50 million), that can also meet demand from other small sectors
	4	Low investment threshold (<\$US 10 million), that can also meet demand from other large sectors

Source: RCG analysis

7.2.6 Readiness Score - Weighing Criteria

The criteria are rated on the 1 (least ready) to 4 (most ready) scale in the Red Amber Green (RAG assessment). The project team then applied a weighted scoring to produce a numeric value to assess readiness of the major supply chain components. A composite score for each component was calculated by weighing the assessed readiness level against the weighted values as show in Exhibit 57.

Exhibit 57 Supply chain readiness assessment factor weights

Criterion	Score	Description
Readiness Score - Weighing Criteria	1	Benefits of using local supply chain
	2	Investment Risk
	3	Capability in parallel sector
	4	Track record in wind industry.

Source: RCG analysis

As depicted in the table above, a previous track record in wind energy was deemed as the most important factor for assessing overall readiness for the existing supply chain. While the cost benefits of using the local supply were considered to have a relativity lower impact on the overall readiness of the supply chain.

Formula for assessing numeric readiness score of supply chain

$$\text{Score from RAG analysis} \times \text{Weighted Value} = \text{Composite Readiness Score}$$

Based on the project team’s methodology, the highest “readiness” scores any area of the supply chain could achieve would be a score of 40. The lowest numeric weighted score an area of the supply chain could receive would be a 1. The analysis results following on the next page.

7.3 Results

The results of the supply chain analysis and numeric ranking are shown in Exhibit 58. A discussion of the results follows.

Exhibit 58 Scoring results of supply chain readiness assessment

Contract or Supply Package	Service or Component	Criteria (1-4)*				Scoring
		Track Record in Wind	Capability in Parallel Sector	Benefits of Using Colombia Supply	Investment Risk	Weighted Score (1-40)**
Development Services	Project Management Consulting	3	3	3	4	32
	Engineering Consulting	2	2	2	4	24
	Legal, Consenting, Regulatory Consulting	4	4	4	4	40
	Geophysical and Geotechnical Surveys	1	2	3	4	21
WTG (Tier-1)	Turbine Blades	1	1	2	1	11
	Nacelle, hub, assembly	1	1	2	1	11
	Towers	1	1	2	1	11
	Monopiles	1	1	2	1	11
Balance of Plant and	Jacket foundations	1	2	2	2	16
	Gravity Base foundations	1	3	3	2	20
	Floating foundations	1	1	3	2	14
	Transition Pieces	1	1	3	3	16
	Secondary steel	1	3	2	4	23
	Offshore Export Cables	1	2	2	3	18
	Inter-array Cables	1	2	2	3	18
	Offshore substation	1	3	3	2	20
	Onshore Substation	3	3	4	3	31
	Wind Turbine Installation Vessels	1	1	3	1	12
Transport and Install	Heavy Lift Vessels	1	2	3	3	19
	Feeder Barges	1	2	3	4	21
	Submarine Cable laying vessels	1	2	3	3	19
Other	Raw Materials (Steel)	1	3	2	4	23

*1 is lowest readiness level. 4 is highest.

** 1 is lowest readiness ranking. 40 is highest.

7.3.1 Discussion of Results

Amongst the areas evaluated to be the “most ready” to emerge as a potential offshore wind supply chain in Colombia are various upfront project development services, notably project development consulting and local legal and permitting advisory services. Additionally, the supply chain potential for onshore substations is ranked very high, given parallel sector experience as well as a strong cost benefits inherent from procuring the onshore substations locally. A summary of the results sorted by highest level of readiness to lowest is provided in Exhibit 59.

Companies listed below can provide some services, machinery, elements, some manufactures like Siemens, Schneider, ABB, have local manufacture for major components of substations, there is availability of steel companies with off shore work experience in other economic sector, so Colombia government must support these companies, machinery manufacturers with I+D projects that will allows them to acquire knowledge and experience to be able to provide the services are required for the construction of offshore park in all of the phases including development, generate policy with tax incentives that make investment in improvement attractive so that they are prepared for the arrival of these projects and investors..

From the research area, strengthen national consulting companies, so that they can establish alliances, projects, etc. that allow them to offer design engineering services from the development stage.

Exhibit 59 Sorted Results of Supply Chain Readiness Assessment

Component	Weighted Score (1-40)*
Highest readiness level (>30)	
Legal, Consenting, Regulatory Consulting	40
Project management consulting	32
Onshore substation	31
Medium readiness level (20-30)	
Engineering Consulting	24
Secondary steel	23
Geophysical and Geotechnical Surveys	21
Feeder Barges	21
Gravity Base foundations	20
Offshore substation	20
Low readiness level (<20)	
Heavy Lift Vessels	19

Submarine Cable laying vessels	19
Inter-array Cables	18
Offshore Cables	18
Jacket foundations	16
Transition Pieces	16
Floating foundations	14
Wind Turbine Installation Vessels	12
Turbine Blades	11
Nacelle, hub, assembly	11
Towers	11
Monopiles	11

Source: RCG analysis

*1 is lowest readiness level. 4 is highest.

** 1 is lowest readiness ranking. 40 is highest.

To enable local Supply Chain growth, governments play a key role to put in place policies and frameworks that give suppliers confidence to invest and establish their own pipelines. Moreover, they should consider local supply in the context of a competitive regional and global market, as an individual national market like Colombia will not be large enough to sustain a competitive local supply chain alone²⁰,

7.3.2 Additional Assessment of Supply Chain

7.3.2.1 Wind Turbine Generator Components Supply Chain

With respect to supplying major Tier-1 components, a lack of comparable onshore wind development in Colombia to-date has limited opportunities for a transferrable local supply chain, particularly with respect to the major wind turbine components such as blades and nacelles. However, it can be anticipated that as the onshore wind industry expands in Colombia, there will be some potential for prospective Tier 2 and 3 OEM suppliers to supply the offshore wind supply chain.

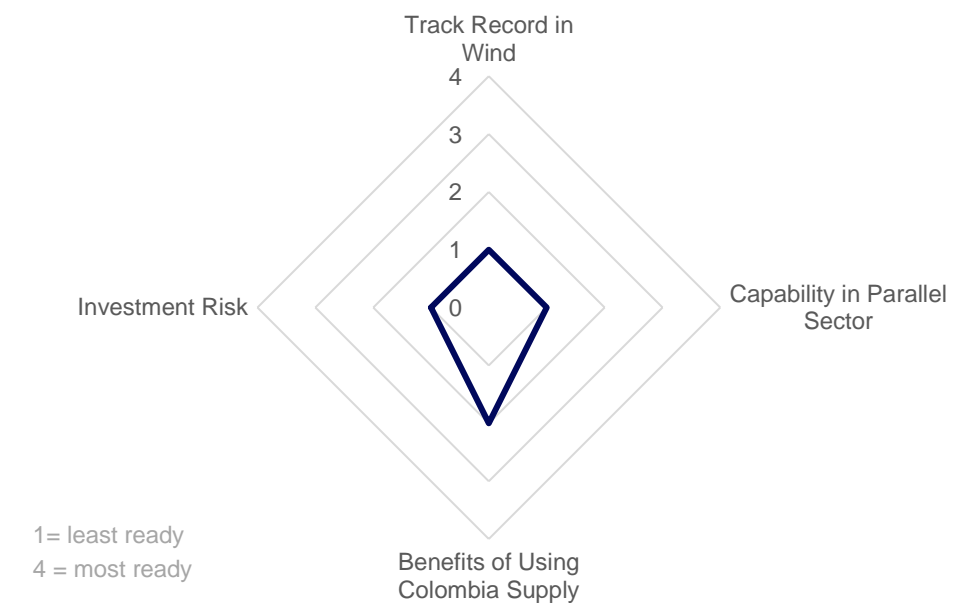
Nacelles

Colombia is home to over 40 metalworking companies with direct or indirect experience that would allow for conversion to nacelle component manufacturing with

²⁰ Washington, D.C. : World Bank/ESMAP/IFC. <http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

relatively low barriers to entry. The most serious barrier to the development of local Colombian nacelle and hub assembly capacity, aside from market visibility and a bankable project pipeline, is existing nacelle production and assembly facilities in the region. As nacelles depend on a web of internal components in a complex supply chain, OEMs may be cautious to pursue an entirely new set of component suppliers for an existing assembly factory.

Exhibit 60 Nacelle components supply readiness assessment



Source: RCG

Exhibit 61 Potential local supply chain companies – nacelle components

Local companies with potential transferrable skills:

- Bay, Ltd.
- Acerias de los Andes, Ltda.
- Fundiciones Industriales SAS.
- Ficep Group.
- Compañía General de Aceros S.A.

Source: RCG

Balance of Plant Components

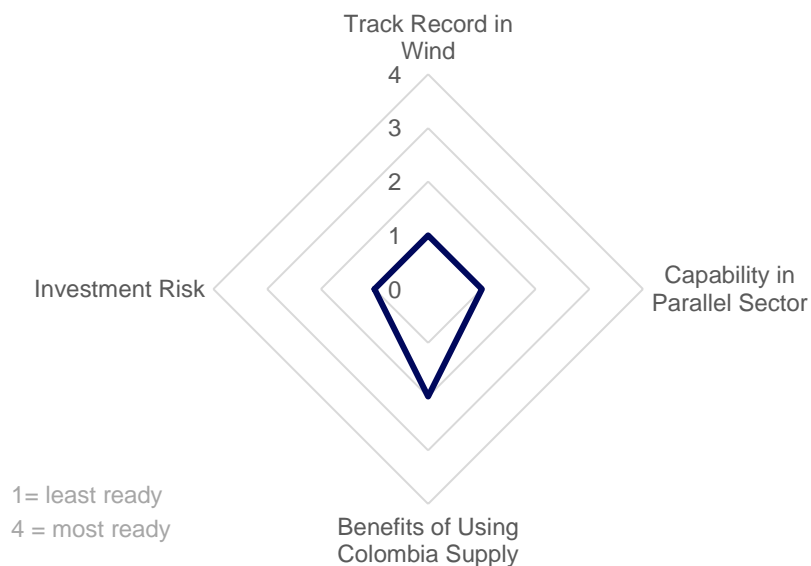
For the Balance of Plant requirements – including supply of the offshore wind turbine foundations, offshore substations, as well as subsea cabling, the supply chain is a

medium to low level of readiness. As in many nascent offshore wind markets, a supply chain for local monopile foundations remains elusive due to the major capital requirements and upfront investment risks. Additional areas of the supply chain such as manufacturing jacket foundations and transition pieces can draw upon existing facilities that support offshore oil and gas platform fabrication. However, given the moderately high investment requirement, these facilities would also require a high degree of market visibility before investments are made.

Monopiles

Although multiple local firms may have experience and capabilities with rolling tubular steel structures in Colombia, the large size of monopiles required to support today's wind turbine generators requires bespoke facilities with customized steel-plate rolling machines. The cost of this investment creates a significant barrier to entry for this segment of the supply chain. The monopiles required for offshore wind farms often exceed 10 meters (30 feet) in diameter. Existing steel rolling yards seldom have this capacity, as it far exceeds requirements for oil and gas platforms, piles, or other marine structures. The capital requirement for a monopile fabrication yard is also high and requires a bankable project pipeline to justify the investment. Nevertheless, several local firms have been identified with experience in rolling steel. As the pipeline of offshore wind projects develops in Colombia, these suppliers may seek to invest, either solely or via partnerships / JVs, in dedicated monopile rolling facilities.

Exhibit 62 Monopile radar chart assessment



Source: RCG

Exhibit 63 Potential local supply chain companies – monopiles

Local companies with potential transferrable skills:

- Sidenal
- Sidoc S.A.
- Ternium Colombia S.A.S.
- ACESCO Colombia S.A.S.
- COPACERO S.A.S.

Source: RCG

Jacket Foundations

Jacket foundations require less specialized or purpose-built equipment than monopile foundations and utilize the same design and fabrication techniques as the jackets used for offshore oil and gas platforms. As such, jacket foundations may be open to domestic producers with lower barriers to entry. However, domestic fabrication yards would still need to invest modestly in reconfiguring their yard layouts to facilitate assembly line serial jacket production techniques. The market outlook for jacket structures would also have to support this investment. However, globally jacket structures have a significantly lower market share than monopiles, and recently many major global offshore wind jacket manufacturers have shifted their focus to producing monopile foundations.

Exhibit 64 Jackets radar chart analysis

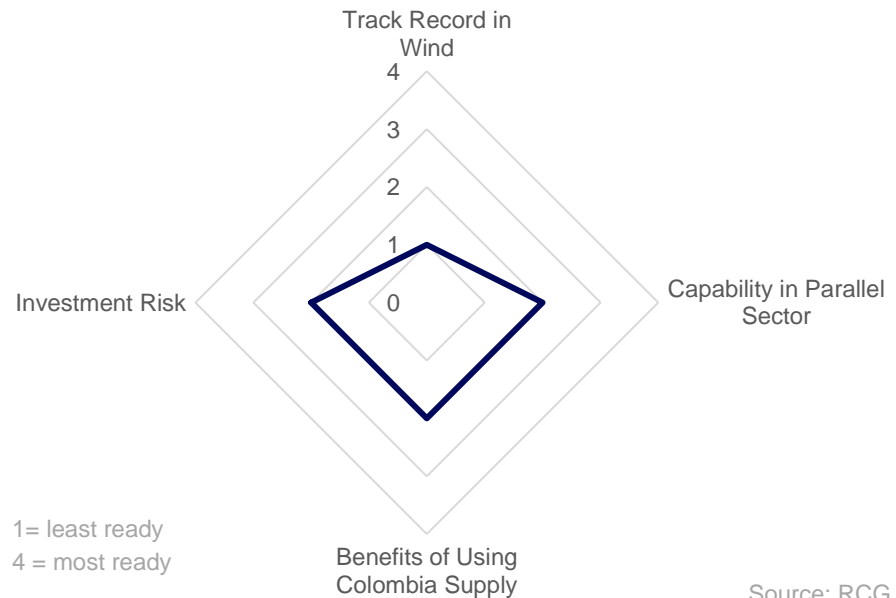


Exhibit 65 Potential local supply chain companies – jackets

Local companies with potential transferrable skills:

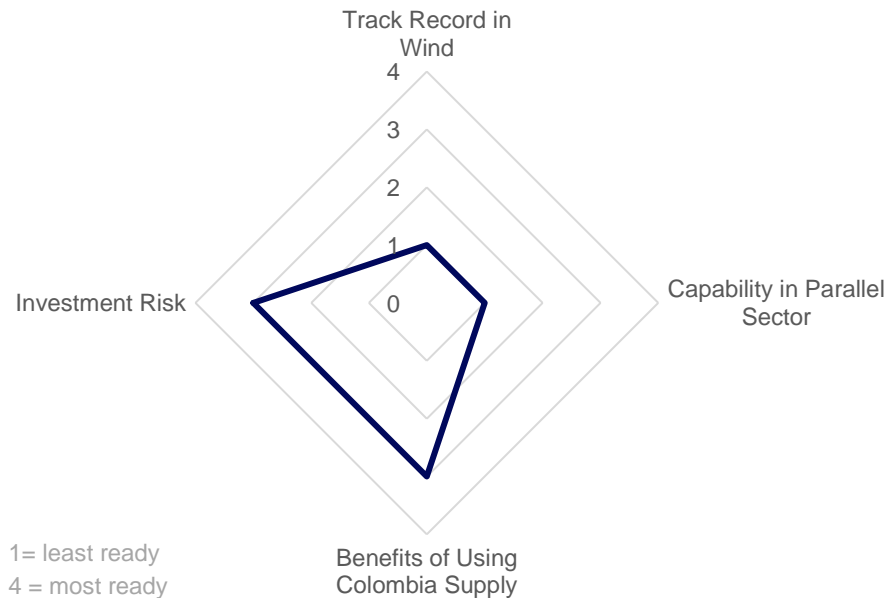
- Bay, Ltd.
- Ternium Colombia
- Astilleros Unidos S.A.

Source: RCG

Transition Pieces

The transition piece component for foundations can represent a possible opportunity to develop a supply chain during the relatively early development stage of the industry, as these facilities typically require less market visibility and a smaller pipeline of bankable projects to justify investment. There can also be several logistical benefits to developers of utilizing local supply chain in Colombia with respect to transition piece supply. These include potential labor costs savings and coordination with delivery schedules as well as potential de-risking overseas component delivery delays impacting construction schedules.

Exhibit 66 Transition Piece Radar Chart



Source: RCG

Exhibit 67 Potential local supply chain companies – Transition piece

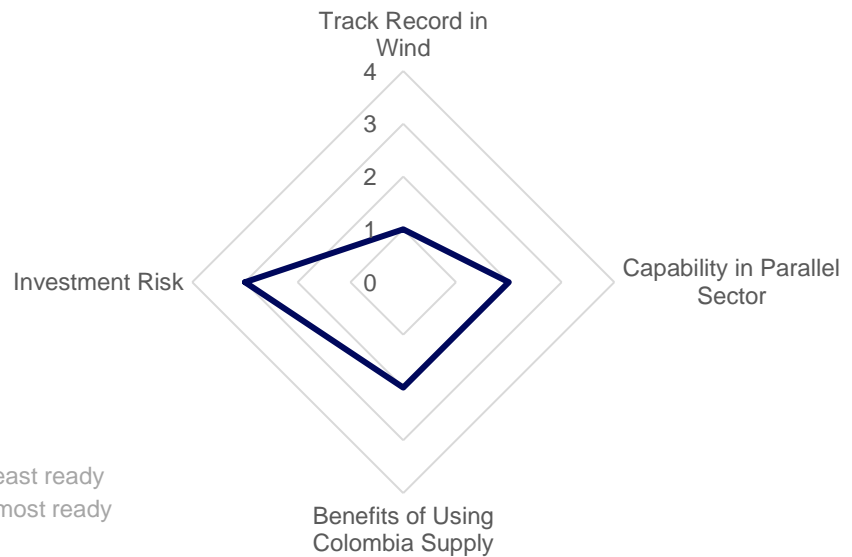
Local companies with potential transferrable skills:

- Bay, Ltd.
- Acerias de los Andes, Ltda.
- Fundiciones Industriales SAS.
- Ficep Group.
- Compañía General de Aceros S.A.

Cabling (Inter-array)

High Voltage subsea export cables are highly specialized and may be difficult to construct locally. While technically possible to develop the capability, it is not expected that the local supply chain will construct inter-array cables in Colombia.

Exhibit 68 Radar Chart for Inter-array cables



Source: RCG

Exhibit 69 Potential local supply chain companies – subsea cables

Local companies with potential transferrable skills:

- Centelsa
- Procables
- Nexans

Source: RCG

Onshore Substations

The onshore power substation receives power from the export cable and converts it to be fed into the onshore transmission system. These are often procured locally and there are benefits to the projects using local suppliers to directly contract with. From a local content perspective, however, most of the components needed will be manufactured overseas. Several companies with experience that would be transferrable to support the offshore wind industry are identified below.

Exhibit 70 Onshore substation radar chart

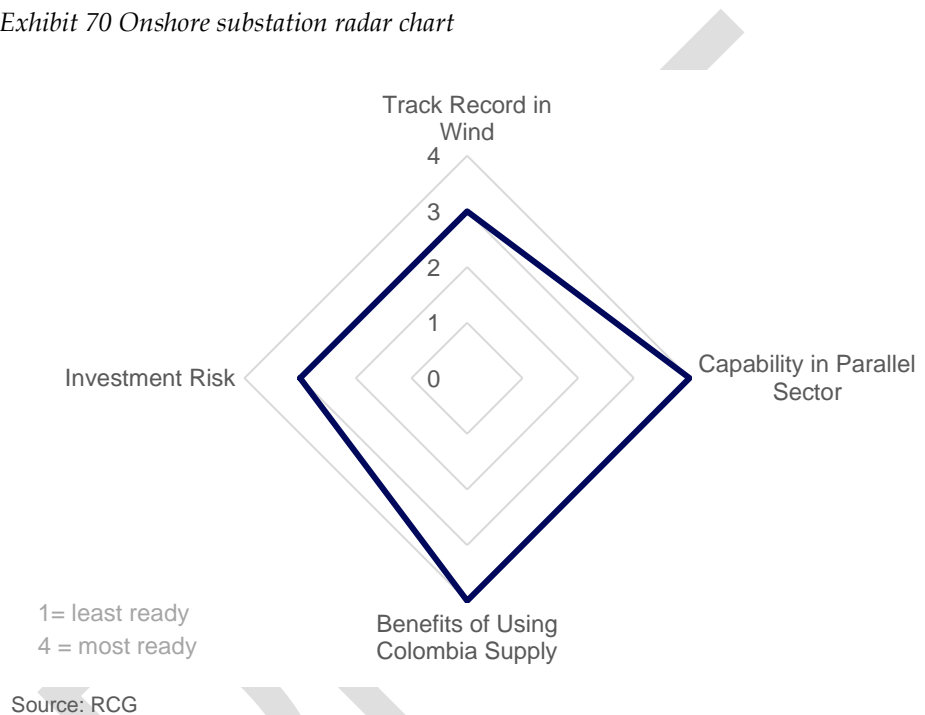


Exhibit 71 Potential local supply chain companies – onshore substation

Local companies with potential transferrable skills:

- Proelectrica
- Sacys Industrial
- Quanta
- HVM Ingenieros
- EMS
- Milem-red Solvers
- ISA
- GEB
- Grupo Cobra
- Seselec

8

PORTS INFRASTRUCTURE

This section assesses Colombia's port infrastructure and evaluates its potential to support construction and manufacturing of offshore wind farm components.

8.1 Purpose

In this section, we assess Colombia's port infrastructure with regard to supporting offshore wind. The assessment is focused along the northern shoreline, in the Caribbean Sea, as offshore wind potential is higher in this region compared to that off the Western coastline in the Pacific Ocean. Ports are heavily concentrated around Barranquilla and Cartagena, but potential facilities are well distributed along the coast. Consideration is given to both conventional fixed-bottom and floating wind infrastructure requirements as well as ports capable of supporting marshalling, manufacturing, construction and stevedoring (loading or discharging).

8.2 Methodology

The assessment methodology was established around the port requirements for construction of both fixed-bottom and floating wind projects and took into consideration the trajectory of component sizes and dimensions over the next decade. To assess existing ports along Colombia's north coastline, the project team gathered publicly available data for each port and also conducted a high-level assessment of the level of investment each port facility might require in order to increase capabilities towards a fully functioning offshore wind port (either a manufacturing or construction port).

Exhibit 72 Criteria for assessing the level of required investment

Investment range		Justification	Weight
\$0 - \$10 million	● ○ ○	Established porting facility, there are no severe constraints associated with this port, investment is estimated to be minimal	3
\$10 - \$50 million	● ● ○	Some constraints are found at the port, but with reasonable levels of investment the facility can overcome these.	2

> \$ 50 million	● ● ●	Port has limited features and/or a large volume of investment is required to overcome a multitude of constraints	1
-----------------	-------	--	---

** Please note that levels of investment are high-level only and have not been qualified through actual financial commitment required at ports. Further analysis is required to determine true investment level.*
 Source: RCG

Different requirements were established for manufacturing and construction ports as performed works differentiate significantly. All criteria are described in the following subchapters. To quantify the viability of ports, we have employed a Red, Amber, Green (RAG) system which provides a coarse rating of how capable each port either is, or will be, in servicing offshore wind developments. Different weights have also been applied to each criterion in the RAG system. It is important to note that this assessment does not take into consideration environmental and social impacts when redeveloping port facilities for offshore wind projects. Such assessment would require further analysis to determine impacts and could be a future optional appraisal that could include a more detailed financial analysis to determine the actual level of investment required.

8.2.1 Existing ports overview

Colombia has a coastline of over 3,100 km and an established port infrastructure with 14 designated ports distributed along the country’s coastline in both the Caribbean Sea and Pacific Ocean. It worth noting that a few of the designated ports serve as coal export terminals, and that this number does not include inland ports facilitating fishing that have shallow channels, as these ports would not be capable of supporting offshore wind development. Although the analysis includes just one fishing port, Port of Turbo, showcasing the port’s unsuitability to server the offshore wind sector.

Most of the identified ports are located along Colombia’s coastline in the Caribbean Sea, in the Northern areas of the Bolivar, Atlántico, and Magdalena departments. Only two ports, the port of Buenaventura (container terminal) and the port of Tumaco (seaport), are located along the country’s West coastline in the Pacific Ocean.

Colombia has 11 seaports and 4 container terminal ports, of which the largest terminals are located in Barranquilla, Buenaventura and Santa Marta. Colombian ports are owned and managed by a mix of state-owned and private enterprises, with all coal export terminals being privately owned.

Location of potential offshore wind suppliers

Given a concentration of shipping and maritime commercial activities around Cartagena and Barranquilla, as well as offshore oil and gas activities in Magdalena around Santa Marta, the port and coastal infrastructure in these regions is highly developed and has been further assessed in the sections below. Additional supply chain capabilities have also been assigned a “readiness level” quantity in Section 10 of this report, which covers potential component suppliers.

Coastal infrastructure in the Bolivar, Atlántico, and Magdalena departments would be geographically well suited to support offshore wind developments given their proximity to the sites identified. Port facilities around Santa Marta, in particular, have also been recently promoted to help support growth in Colombia’s offshore oil and gas activities. And thus may also be considered to support offshore wind.

8.2.2 Port assessment criteria

The criteria used to assess both manufacturing and construction ports are defined in this section.

Manufacturing ports

- Manufacturing ports, broadly, require larger areas for production halls, storage space, assembly and loading areas. Thus, ports with sufficient supply of surface area are well-placed to meet the requirements of offshore wind developments. Manufacturing ports should also be well-connected by means of an efficient transport infrastructure.

Construction ports

- Construction ports, on the other hand, require less space. This is the main difference between the two types of offshore wind ports assessed in this report. Construction ports must accommodate the delivery, handling and storage of materials and components for subsequent loading onto vessels. These ports must be capable of facilitating storage of foundation and transition pieces as well as assembly of wind turbine’s towers. Loadout of components is highly dependent on the capacity of the vessel deployed per project, but usually occurs in batches of four to six foundation or turbines.

The current assessment does not review suitability of Colombia’s ports to perform operations and maintenance (O&M) activities, as port requirements are less sensitive and the selected criteria are far less stringent when compared to manufacturing and construction activities. Distance to project site plays the largest role in determining viability of O&M ports, as distance will greatly influence cost and selection of

maintenance strategy. Such assessment could be a future optional appraisal as developers identify the most suitable O&M ports for their projects.

8.2.3 Manufacturing port requirements

As previously mentioned, manufacturing ports serve activities related to production of the wind turbine foundations, the turbine towers and blades. Broadly, a fixed-bottom foundation manufacturing facility requires a substantial amount of space, around 40 hectares (or 400,000 m²) for a 500 MW. However, floating wind manufacturing port facilities require even more space, of around 60 hectares, given the large dimension of the floating foundation structures in the market today.

Blade or turbine tower manufacturing facilities require a space between 20 hectares and 30 hectares, while nacelle manufacturing requires around 10 hectares.

The largest component of an offshore wind development is the offshore substation. This component is usually built as either a single unit or two units at a time, requiring similar space as a nacelle manufacturing facility.

Nonetheless, we anticipate a limited number of components to be domestically produced at least until the end of 2030, with the majority of components most likely being imported for the initial projects. Therefore, the current assessment represents a high-level assessment of whether or not each identified port would be suitable to serve as a manufacturing facility in the long-term.

8.2.4 Construction port requirements

Construction ports, as mentioned previously, accommodate the delivery, handling and assembly of components received in batches which are temporarily stored before loadout to installation and offshore construction support vessels.

The required space for such port activities is significantly lower than that required by manufacturing ports, requiring at least 8 hectares (80,000 m²) for fixed-bottom projects and 11.5 hectares for floating wind developments.

As construction ports will be evaluated using a RAG system, the assessment criteria for the quayside draught / length, available laydown area and channel depth can be seen in Exhibit 73. Further details covered in the following pages define RAG rating and forward a narrative which will supplement each port's rating.

Exhibit 73 Criteria for assessing Colombia's port capabilities for construction

Parameter	Red	Amber	Green
Quayside Draught	< 7 m (fixed)	7 – 10 m (fixed)	> 10 m (fixed)
	< 10 m (floating)	10 – 13 m (floating)	> 13 m (floating)
Laydown Area	< 60,000 m ² (fixed)	< 60 - 80,000 m ² (< 6 – 8 hectares) (fixed)	> 80,000 m ² (fixed)
	< 85,000 m ² (floating)	< 85 – 115,000 m ² (8.5 – 11.5 hectares) (floating)	> 115,000 m ² (floating)
Quayside Length	< 100 m	100 - 200 m	> 200 m
Channel Depth	< 6 m	6 - 10 m	> 10 m
Bearing capacity	< 10 t/m ²	10 - 30 t/m ²	30 - 50 t/m ²

Source: RCG

Exhibit 74 Weights per criteria used to assess port capabilities

Parameter	Weightings
Quayside Draught	4
Laydown Area	3
Quayside Length	1
Channel Depth	2
Bearing capacity	-

Source: RCG

Exhibit 75 Weights per RAG used to assess port capabilities

RAG	Weightings
Green (highest readiness level)	3
Amber	2
Red (least readiness level)	1

Source: RCG

The selected criteria for this assessment are different for fixed-bottom and floating wind developments. Floating foundations require predominantly deeper draught quaysides since platforms are typically mated with the wind turbines at port or very close to port facilities and then towed out to site. Space requirements for the laydown area required for offshore wind components, free laydown space, warehouse space and in the case of floating (wet storage accommodation) are based on high-level assumptions around component dimensions for a 500 MW project utilizing 15 MW wind turbine units.

The project team has knowledge of the typical lengths of offshore wind construction vessels. Vessels are more likely to be at the upper range in length for larger componentry forecast for upcoming projects as wind turbine capacity continue to increase. Quayside lengths (where data allows) have been taken as the maximum berth length available and not a total length of the available berths / quaysides. Please note that the following data provide the number of available berths / quayside where data allows.

The draught of most of jack-up vessels, active in the offshore wind sector, is deemed to be below 10 m. Therefore, the channel depth is a conservative criterion. Due to availability of public data, load bearing capacity of laydown areas and quaysides has not been fully evaluated.

8.3 Results

The project team assessed 16 potential ports. A summary is provided in Exhibit 76, which assesses the suitability of each port to serve as either manufacturing or construction port, or potentially as both. Note that the selected ports do not consider suitability of location, but all - except for the facilities in Antioquia department - are located close to prime offshore wind research areas. A map of the port locations is provided later in this section, and each port is coloured corresponding the RAG system.

8.3.1 Summary of manufacturing and construction ports

In Exhibit 76, note that the acronym “FBOW” denotes suitability for Fixed-Bottom Offshore Wind and “FOW” stands for Floating Offshore Wind.

Exhibit 76 Summary of construction and manufacturing ports for offshore wind projects in Colombia

#	Port	Suitability for Construction	Suitability for Manufacturing	Justification	FBOW	FOW
1	Port of Turbo Pisisi (Under construction)	Suitable with minor upgrades	Suitable with minor upgrades	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Government • Location: Turbo, Antioquia • Deep channel and quayside waters (16 m) • 4 linear berths totaling 760 m • 44 hectares of patios that will be available to serve as storage space for container and general cargo. • Significant opportunity to adjust the design of the port to serve as both manufacture and construction activities of an offshore wind farm. 	✓	✓
2	Contecar, Mamonal	Suitable with minor upgrades	Suitable with minor upgrades	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Private - Grupo Puerto de Cartagena • Location: Bay of Cartagena, Bolivar 	✓	✓

#	Port	Suitability for Construction	Suitability for Manufacturing	Justification	FBOW	FOW
				<ul style="list-style-type: none"> • Deep channel waters (12.5 m) • Deep quayside waters (16.5 m) • 4 linear berths totaling 660 m • 6 berths totaling 970 m • 40 hectares • 29 hectares of repurposed land that currently serves as container terminal and RoRo activities • Minor upgrades will be required to the bearing capacity of the quayside. • Good port facilities 		
3	Terminal Maritimo Muelles Bosque CCTO	Suitable with minor upgrades	Suitable with minor upgrades	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Private - Operador de Terminal de Contenedores de Cartagena S.A.S • Location: Bay of Cartagena, Bolivar • Deep channel waters (12 m) • Deep quayside waters (14.5 m) • 3 linear berths totaling 660 m • 22 hectares of patio area facilitating container and RoRo activities, including five warehouses of 0.7 hectares that are used as silos. • Minor upgrades would likely be required to the bearing capacity of the quayside. • Good port facilities 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
4	Cartagena SPRC Magna	Suitable with minor upgrades	Suitable with some upgrades	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Private - Grupo Puerto de Cartagena • Location: Bay of Cartagena, Bolivar • Deepest channel waters (20.5 m) when compared to other ports in Colombia • Single 700 m berth with water depths of 15.5 m • Four additional berths of 190 m in length each that are used as cruise terminals. • 15 hectares of patio area facilitating container and general cargo activities • Some upgrades may be required to increase the bearing capacity of the quayside. • Good port facilities 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
5	Port of Santa Marta	Suitable with minor upgrades	Suitable with some upgrades	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Private - Sociedad Portuaria de Santa Marta (SPSM), • Location: Santa Marta, Magdalena • Deep channel waters (14 m) • One 150 m long berth with a draught of 17.37 m. • Six berths ranging from 105 – 240 m and having water depths of 5.18 – 11.58 m. • 33 hectares of which 13 hectares are patios servicing container and general cargo activities, including 2.4 hectares that are used as coal export terminals. • Minor upgrades will be required to increase bearing capacity. • Good port facilities 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

#	Port	Suitability for Construction	Suitability for Manufacturing	Justification	FBOW	FOW
6	Port of Barranquilla	Suitable with minor upgrades	Suitable with some upgrades	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Government • Location: Barranquilla • Deep quayside waters (12 m) and relatively deep channel waters (10.5 m) • 6 linear berths, totaling 1,058 m • 94 hectares • 20 hectares of coal terminal that could be redeveloped to serve construction. • At least 5 tons/m² of bearing capacity, some upgrades might be required. • Some investment required to upgrade existing infrastructure in order to server as manufacturing port. 	✓	✗
7	Port of Brisa	Suitable with some upgrades	Suitable with major upgrades	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Government • Location: Mingueo and Dibulla, La Guajira • Deep channel and quayside waters (18 m) • Two 360 m long berth which extends into the sea. • More than 20 hectares of patio available to be leased. • Mega purpose-built port infrastructure which approved in 2010. Construction started in 2013. However, construction of phase 3 which would bring five additional docks for handling containers and general cargo, stopped as a result of the coronavirus pandemic. • Moderate investment will be required to expand / redevelop existing berth and increase bearing capacity of storage area. • Significant investment will be required to redevelop port facilities for manufacturing purposes. • Poor port facilities, as the port is currently used as a coal export terminal. 	✓	✓
8	Port of Tolu	Suitable with some upgrades	Suitable with major upgrades	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Private - Compañía de Puertos Asociados S.A. (COMPAS S.A.) • Location: Tolu • Relatively deep quayside waters (12.5 m) • Two linear docking berths totaling 410 m • 43.5 hectares of available patio of which 2 hectares are used to export coal. • Moderate investment will be required to redevelop existing quayside to serve offshore wind projects, expanding its length and increasing its bearing capacity. • Significant investment required to redevelop existing port infrastructure so as to serve as manufacturing port. • Below moderate port facilities as there are some machineries that facilitate coal loading activities. 	✓	✗

#	Port	Suitability for Construction	Suitability for Manufacturing	Justification	FBOW	FOW
9	Port of Bahía	Suitable with some upgrades	Suitable with major upgrades	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Private – Four partners including International Finance Corporation, a World Bank Group member. • Location: Bay of Cartagena, Bolivar • Colombia's youngest built port as construction of port's first phase completed in 2015. • A 300 m long pier having a draft of 18 m. The partners plan to expand the pier adding another 300 m to it. • 27 hectares of patio facilitating container storage and general cargo activities. • Moderate investment will be required to increase bearing capacity of existing quayside and storage area to serve as construction port • Significant investment will be required to redevelop existing port facilities to serve as manufacturing port for offshore wind projects. • Moderate port machinery in place. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
10	Port of Buenavista	Suitable with major upgrades	Suitable with major upgrades	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Private – Three partners: Yara Colombia, COMPAS, Saam Puertos • Location: Bay of Cartagena, Bolivar • The port is located close to the Mamonal industrial zone • Moderate channel depth (9 m) • A 221 metres long quayside having a draught of 10.2 m • 6.5 hectares of patio with storage yards of 2.8 hectares • Major upgrades required to bearing capacity of quayside and storage area • Major investment will be required to expand the port's area and modify to serve either manufacturing or construction. • Limited quayside equipment. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
11	Port of San Andres Island	Suitable with major upgrades	Not suitable for manufacture	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Government • Location: San Andres Island, Caribbean Sea • Four linear quays totaling 450 m in length with an 8-metre draught • 23 hectares of patio that are used for container storage as well as dry bulk cargo storage • Major upgrades required to channel and quay depth • Moderate upgrades required to bearing capacity of quayside and storage area to serve as construction port. • Limited port equipment 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
12	Port of Turbo Antioquia	Not suitable for construction	Not suitable for manufacture	<ul style="list-style-type: none"> • Ownership: Government • Location: Turbo, Antioquia • This port is a fishing port situated inland. • Shallow channel and quayside depth (5.6 m) • Maximum quayside length of 9 meters • Limited space of storage area as the port is mainly used by fishing vessels. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

#	Port	Suitability for Construction	Suitability for Manufacturing	Justification	FBOW	FOW
				<ul style="list-style-type: none"> This port is not suitable to serve neither the manufacturing nor the production phase of an offshore wind project. 		

Source: RCG

Table legend

Symbols	Comment
<input checked="" type="checkbox"/>	Selected port can be used for the development of offshore wind projects.
<input checked="" type="checkbox"/>	Selected port can be used for the development of offshore wind projects, but some constraints exist.
<input checked="" type="checkbox"/>	Selected port can not be used for the development of offshore wind projects.

Source: RCG

Exhibit 77 Summary of coal terminals that can support either manufacturing or construction of offshore wind projects in Colombia

#	Port	Suitability for Construction	Suitability for Manufacture	Justification	FBOW	FOW
1	Puerto Nuevo (formerly Port Prodeco) of	Suitable with major upgrades	Suitable with major upgrades	<ul style="list-style-type: none"> Ownership: private – Prodeco Location: Ciénaga, Magdalena This private port is located close to the port of Drummond. Deep water channel (20.3 m) Deep operational quayside draught (18.4 m) Two 301 metres long loading berths 20 hectares of patio used as stockpiling yards and coal handling. Significant upgrades required to quayside bearing capacity and storage area to serve both manufacture and construction phases. Very limited port facilities and equipment as the port is used solely as a coal export terminal. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2	Port Bolivar of	Suitable with major upgrades	Not Suitable for manufacture	<ul style="list-style-type: none"> Ownership: private – Cerrejón Coal Company Location: Bahía Portete Deep channel waters (19 m) A 300 m long berth, having a 16.7 m draught 60 hectares of total area with 30 hectares being used as coal export terminal. Moderate upgrades will be required to increase the bearing capacity of the quayside. Significant upgrades required to increase bearing capacity of storage area as well as to redevelop existing hectares Poor port facilities as the port is focused on coal export activities. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
3	Port of Drummond	Suitable with major upgrades	Not Suitable for manufacture	<ul style="list-style-type: none"> Ownership: private – Drummond Location: Ciénaga, Magdalena Largest coal export terminal in Colombia 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

#	Port	Suitability for Construction	Suitability for Manufacture	Justification	FBOW	FOW
				<ul style="list-style-type: none"> No quayside in place, but the port has a berth which extends 310 meters in the sea having a draught of 16 m Significant investment required for the redevelopment of the port, expanding current berth and increasing the bearing capacity of both quaysides and coal's storage area. Very limited port facilities and equipment. 		
4	Port of Pozos Colorados	Suitable with major upgrades	Not Suitable for manufacture	<ul style="list-style-type: none"> Ownership: private - Ecopetrol Location: Santa Marta, Magdalena Shallow channel depth (7.6 m) A 152 meters long berth which extends in the sea with a draught of approximately 14 m. The port could only be repurposed to facilitate the construction phase of an offshore wind project. Significant upgrades will be required to channel depth as well as to construct a suitable quayside and storage area. Very limited facilities, equipment and transport links. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Source: RCG

8.3.2 Port assessment readiness results

The project team utilized a weighted scoring methodology (described in Exhibit 73, Exhibit 74, and Exhibit 75) to produce a numeric value and rank the overall readiness of the ports to support either fixed or floating offshore wind developments. The results are shown in Exhibit 78.

Exhibit 78 Port Assessment Results Table

Port Name	Fixed bottom				Floating				Main Activity	Port	Investment Level Required	Final Score
	Quayside Draught	Laydown Area	Quayside Length	Channel Depth	Quayside Draught	Laydown Area	Quayside Length	Channel Depth				
Port of Turbo Pisisi (Under Construction)	G	G	G	G	G	G	G	G	Container, General Cargo		78	
Contecar, Mamonal	G	G	G	G	G	G	G	G	Container, RoRo		78*	
Terminal Maritimo Muelles El Bosque	G	G	G	G	G	G	G	G	Container, General Cargo		78*	
Cartagena SPRC - Magna	G	G	G	G	G	G	G	G	Container		76	
Port of Santa Marta	G	G	A	G	G	G	A	G	Container, General Cargo		74	
Port of Barranquilla	G	G	G	G	A	G	G	A	Container, General Cargo		71	
Port of Brisa	G	G	R	G	G	G	R	G	Coal Terminal		70	

Port of Tolu	G	G	G	G	A	G	G	G	General Cargo, Coal Terminal	● ● ●	69*
Port of Bahia	G	G	G	G	A	G	G	G	General Cargo, RoRo	● ● ●	69*
Port of Buenavista	G	R	G	A	A	R	G	A	General Cargo	● ● ○	51
San Andres Island	A	R	G	A	R	R	G	A	Container	● ● ●	39
Port of Turbo Antioquia	G	R	R	R	R	R	R	R	Fishing	● ● ●	36
Coal & Oil Terminals											
Port of Bolivar	G	G	G	G	G	G	G	G	Coal Terminal	● ● ●	74
Port of Drummond	G	R	R	G	A	R	R	G	Coal Terminal	● ● ●	49
Puerto Nuevo	G	R	R	G	R	R	R	G	Coal Terminal	● ● ●	44
Port of Pozos Colorados	R	R	A	R	A	R	A	R	Oil Terminal	● ● ●	33

* Please note that the available quayside length was used to rank ports that got the same final score.
Source: RCG

8.3.3 Discussion of results

Several ports facilities have been identified and evaluated favorably with respect to their physical capability to support fixed-bottom or floating offshore wind farm construction or manufacturing activities in Colombia over the long-term.

The highest ranked port in terms of the readiness evaluation criteria is the Port of Turbo Pisisi, which is currently under development as a multi-use facility. However, its remote location in relation to the prospective offshore wind farm development areas renders this port relatively unlikely to be a prime candidate to support offshore wind activities. Given their proximity, the Port of Cartagena, Port of Barranquilla, and Port of Santa Marta all contain facilities that could be utilized more readily to support construction and manufacturing of offshore wind components.

The Port of Cartagena comprises the largest port on Colombia’s Caribbean coast, and several facilities were identified that could be capable of supporting offshore wind activity with modest investments. The port facilities are situated in and around a protected bay, the Bay of Cartagena, which boast water depths of approximately 14 meters, which is sufficient channel depth for large transport and installation vessels as well as potentially large floating foundation structures. The facilities also have sufficient quayside length for receiving and loading vessels. There are no identified overhead impediments such as bridges or other obstructions that would hinder large components from entering and exiting the Port.

Three (3) major terminal facilities that comprise the Port of Cartagena were evaluated. Contecar and Mamonal are located outside of the bay and currently serve primarily as container terminal. Within the bay, two facilities Maritimo Muelles El Bosque (CCTO), and Manga (SPRC) also serve as cargo facilities as well as cruise ships docks. All of these facilities have the physical characteristics required to support

construction and major manufacturing activities with little to modest upgrades, and have been ranked high in terms of their "readiness level". The Port of Cartagena is also favorable located in proximity to several of the identified wind energy deployment sites.

Exhibit 79 Aerial Image of Port of Cartagena

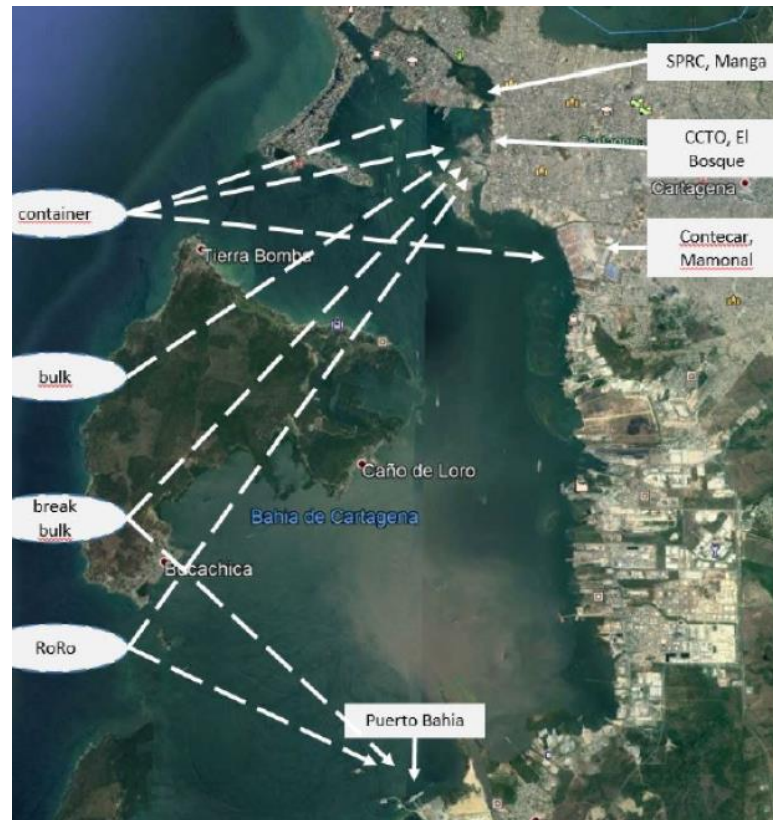


Image Source: Logistics Cluster - Logistics Capacity Assessment²¹

The Port of Barranquilla, located approximately 75 miles to the east of the Port of Cartagena, consists of a several mostly privately-owned port facilities that are located along the banks of the Magdalena River. The port facilities include a large multi-purpose terminal and a large container terminal operated by Sociedad Portuaria Regional de Barranquilla (SPRB), as well as an additional multi-purpose terminal operated by Coremar. These sites are amongst the largest coastal port facilities in the country in terms of land area and quayside length, and could be suitable to support construction, staging and, with modest upgrade, manufacturing for fixed-bottom offshore components and supporting construction operations.

²¹ Open access logistics database source. www.dcla.logcluster.org

The main constraint for the Port of Barranquilla is the channel depth. A spout at the mouth of the river Magdalena reduces the water depths to 9 meters, and it must be routinely dredged to maintain the water dept of 11 meters required to accommodate cargo ships. There could potentially be limitations with many (but not necessarily all) of today's floating offshore wind foundation structures, which require deeper channel depths for construction and assembly.

Further south, there is additional development of new port facilities along the Magdalena River. The Pumarejo Bridge has a height restriction of 45 meters and is not expected to hinder access but may need to be considered. This would prevent certain large components such as jacket foundations for wind turbine generators or substations from being transported vertically from quayside to the development area. However, the sites could still be used for construction, manufacturing and staging of various other components.

Exhibit 80 Aerial Image of Port of Barranquilla



Image Source: Logistics Cluster - Logistics Capacity Assessment²²

²² Open access logistics database source. www.dcla.logcluster.org

Port of Santa Marta facilities are currently used for a variety of commercial activities including cargo and containers loading as well as importing and exporting / discharging various commodities. The Port or Santa Marta area is an inlet comprised of seven different berths with quayside lengths spanning from 105 – 240 meters long each. The channel depth is sufficiently deep at 14 meters and the berth draught is 17 meters, which is also favorable for offshore wind. One of the key advantages of the Port of Santa Marta is its proximity to many of the prospective offshore wind development zones. However, the major constraint with the Port facilities at Santa Marta are the quayside length. Of the seven (7) berths, several have insufficient quayside length required for offloading large components of offshore wind structures. Moreover, although overall laydown space is overall sufficient, much of this is occupied by existing infrastructure, notably grain and commodity silos and warehouses. Re-purposing these facilities to support construction and especially manufacturing of offshore wind farm components would likely require more significant investment than alternatives at the Port of Cartagena.

Exhibit 81 Aerial Image of Port of Santa Marta



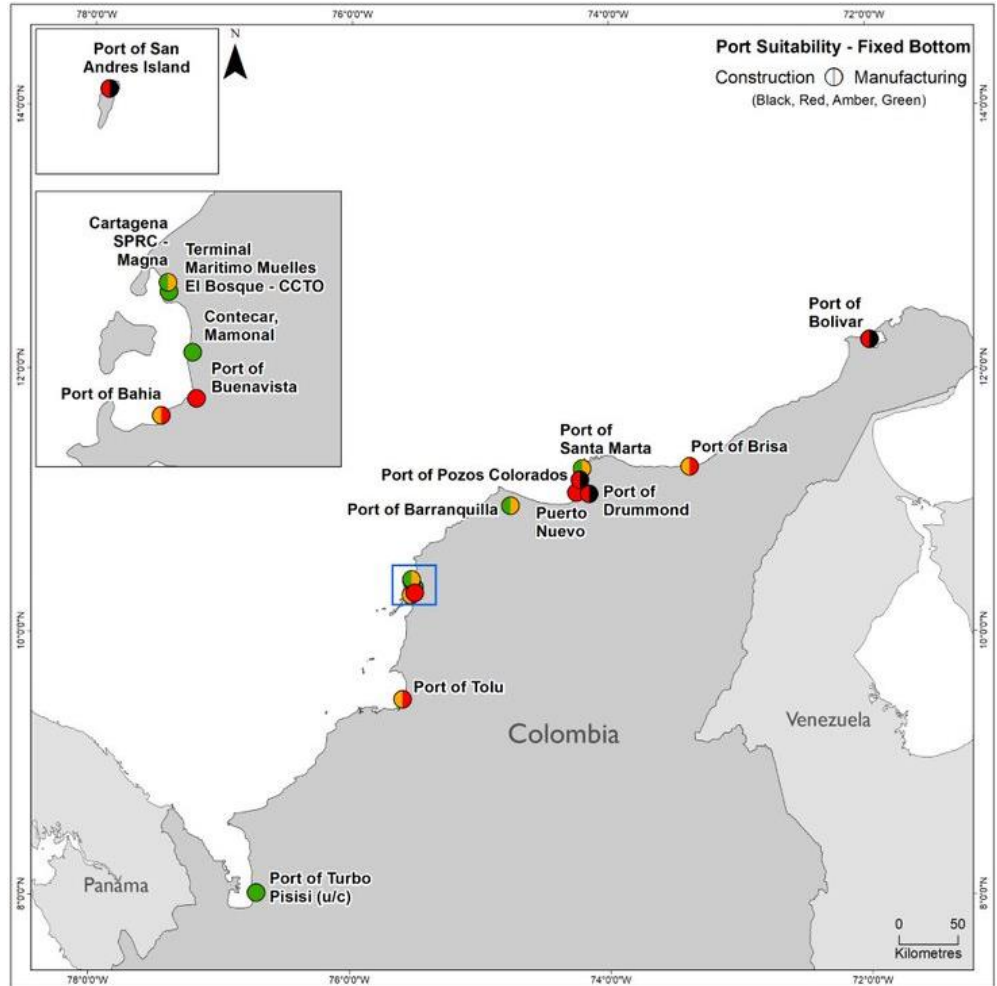
Image Source: Logistics Cluster - Logistics Capacity Assessment²³

²³ Open access logistics database source. www.dcla.logcluster.org

8.3.4 Map of potentially viable ports

Exhibit 82 displays port suitability for construction or manufacturing for fixed-bottom bottom offshore wind developments, applying the results of the RAG analysis.

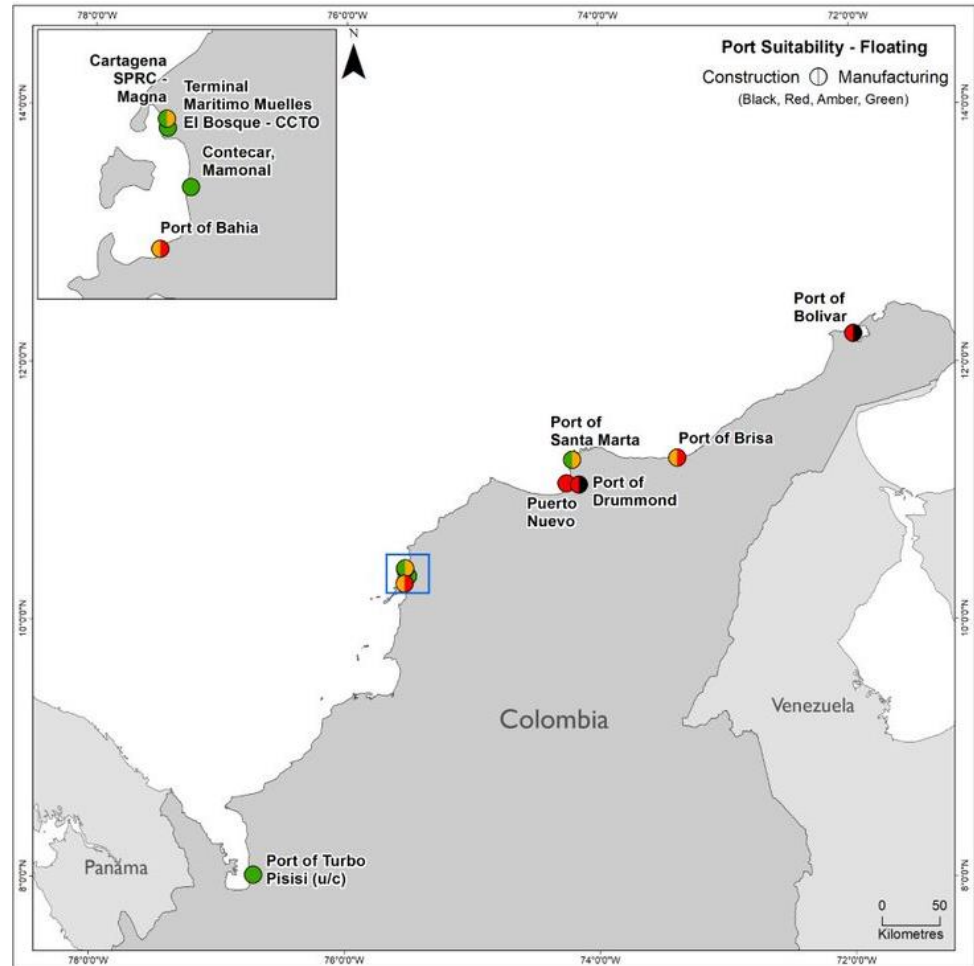
Exhibit 82 Map of Port Suitability for Fixed-Bottom Construction or Manufacturing



Source: RCG analysis as per section 8.2.2, based on National Geospatial Intelligence Agency information. Color scale references previous tables, with Green representing suitable with minor upgrades, yellow representing suitable with some upgrades, red representing suitable with major upgrades, and black representing not suitable.

The following map displays port suitability for construction or manufacturing for floating offshore wind developments, applying the results of the RAG analysis.

Exhibit 83 Map of Port Suitability for Floating Construction or Manufacturing



Source: RCG analysis as per section 8.2.2, based on National Geospatial Intelligence Agency information. Color scale references previous tables, with Green representing suitable with minor upgrades, yellow representing suitable with some upgrades, red representing suitable with major upgrades, and black representing not suitable.

8.3.5 Shipyards

In addition to ports, shipyards have also proven to be important coastal infrastructure assets as well as a link in the global offshore wind supply chain. In many cases, shipyard owners have successfully leveraged their expertise in welding and fabricating other complex multi-layer structures to transition to the offshore wind industry, offering fabrication, staging, and assembly services. Prominent shipyards in Europe and Asia have successfully adapted their core shipbuilding competencies

to reliable fabrication of offshore substations – including both topside decks and modules as well as foundation structures.

As the supply chain in Colombia matures, shipyards may emerge either as manufacturing hubs for certain components or as staging and assembly hubs.

In 2020, the Colombian government approved the PROASTILLEROS (decree 1156/2020) which aims to promote new domestic construction of commercial operations vessels by eliminating import tariffs on the goods and raw materials imported to Colombia for industrial use building commercial vessels. To foster similar new production in renewable energy, the Colombian government could consider an extension of the decree waiving tariffs on materials required for the construction of offshore wind.

Below is a GIS depiction of the local Colombian shipyards within a reasonable range of the proposed offshore wind development zones. These shipyards are further color coded by their suitability for offshore wind support operations given existing equipment, facilities (available land) and previous track record of each shipyard.

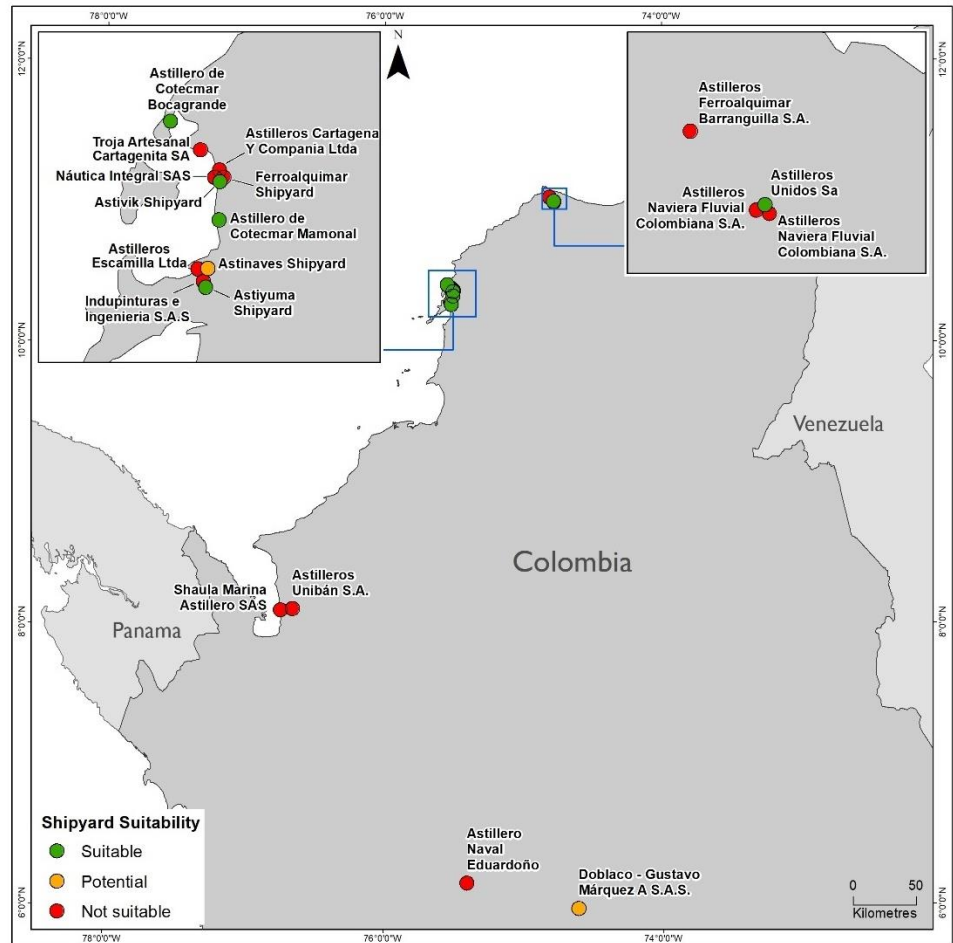
There are 32 currently operational shipyards along Colombia's coastline in the Caribbean Sea and Pacific Ocean, as shown below. Of these 32 shipyards, 22 are located along the southwestern half of Colombia's Caribbean coastline, with 11 situated in Cartagena proper. It is worth noting only a small number of the identified shipyards in Cartagena are suitable and have the capability to support the offshore wind sector manufacturing topside modules and/or foundations for offshore substations.

Exhibit 84 Colombia's shipyards by region and type of activities

Region	# Shipyards	Type of activities
Caribbean (Bolívar, Magdalena)	18 (11 in Atlántico, Cartagena)	<ul style="list-style-type: none"> Construction of small boats, pleasure boats and fiberglass fishing, slabs, semi-rigid boats, motorboats Repair of feeder vessels and medium vessels Design and construction of medium ships
Antioquia (Medellín and Turbo)	4	<ul style="list-style-type: none"> Manufacture of polyester boats, fiberglass, slabs, ferries for passengers and cargo, inflatable and semi-rigid boats
Costa (Valle del Cauca and Chocó)	6	<ul style="list-style-type: none"> Manufacture of motorboats and boats, fiberglass boats, recreational and sports boats
Bogotá Cundinamarca	/ 4	<ul style="list-style-type: none"> Manufacture of catamarans, patrol boats, aluminum boats, floating docks

Source: ProColombia

Exhibit 85 Shipyards along Colombia's Caribbean coastline



Source: RCG analysis, 2021.

Three of these shipyards—Cotecmar, Astivik and Ferroalquimar—operate following established international standards (ISO 9001:2008, ISO 9001:2015) for major maritime industrial work. However, Ferroalquimar’s facilities are not capable of supporting the offshore wind sector as the company focuses only on providing repair and maintenance services for boats of up to 3,000 tons and had only one 300-ton marine travelift at its docks. On the contrary, Cotecmar and Astivik operate three shipyards (Cotecmar has two) that could potentially serve Colombia’s emerging offshore wind industry by providing a range of services including fabrication of both topsides and foundations. Astivik has a proven track record providing services to the offshore oil and gas sector in Colombia, including servicing vessels used in this sector (offshore supply vessels and jack-up rigs). Should these shipyards prove insufficient for the industry’s needs, a remote possibility until the market has matured significantly,

the Astiyuma shipyards, also in Cartagena, could be mobilized to produce offshore substation topsides and foundations. Astiyuma has a long track record of oil and gas control module and pipeline manufacturing, as well as other heavy industrial fabrication.

Barranquilla is home to four shipyards of which only one, Astilleros Unidos, has the ability to support fabrication of large components, offshore substation foundations and topsides. This shipyard could also be used as a staging and assembly point for fixed-bottom projects in the region of Atlántico as the company has extensive experience in manufacturing and assembling steel structures.

Similarly, the region of Antioquia is also home to four shipyards, two located at Turbo and two at Medellin. Out of these four shipyards, only the Doblaco – Gustavo Márquez shipyard could support offshore wind projects. However, this shipyard is located more than 300 km from the mouth of the Magdalena River in the Caribbean Sea. As the remaining three shipyards have limited equipment to support the offshore wind sector, projects in the region of Antioquia could face challenges during the construction and execution phases.

DRAFT

9

HEALTH AND SAFETY

This section provides a review of applicable Health and Safety (H&S) guidance and regulation in Colombia and provides a high-level overview of offshore wind requirements.

9.1 Purpose

Health and safety management and regulation is a vital aspect for the development of any project in Colombia, and therefore relevant for the sustainable and responsible offshore wind industry. The aim of this section is to conduct a high-level review of the applicable occupational health and safety legislation in Colombia, in order to understand how it aligns with general work requirements and its application to offshore wind energy operations.

9.2 Methodology

The evaluation of occupational health and safety (H&S) requirements has been based on the project team's experience as consultants in this area, both at the national and international level, and takes into account special considerations for offshore wind energy projects.

The review of existing information on this topic has identified the occupational health and safety frameworks in Colombia that are applicable to all industrial sectors, including the oil and gas sector, which is one of the most demanding and controlled at the national level. Specific regulations applicable to the offshore aspects of oil and gas operations would have significant relevance for offshore wind development. It is important to emphasize that Colombia is a country that in the last decade has established a great volume of norms in Health and Safety at Work, which makes it a reference in Latin America and one of the countries with the greatest regulations on the topic.

9.2.1 Applicable Standards

9.2.2 National guidance

Developers of offshore wind projects shall consider the existing regulatory framework for the offshore Oil & Gas sector in Colombia. This must include a comprehensive knowledge and understanding of the Unified Decree of the Labor sector, compendium of all applicable regulations, which is complemented by some specific rules aiming to strengthening of the national framework for the prevention of occupational accidents and related diseases.

Likewise, relevant international standards or good practices that must be taken into account will be referenced, so that developers can evaluate from the beginning of the operation the scope of their health and safety management system. The system shall take into consideration the nature of the work and the dynamics of the legal compliance on the topic for the safe implementation of required activities.

Although there is no specific regulation for the offshore wind sector, the legal framework for occupational health and safety in Colombia must be followed. As a starting point, the Regulatory Decree of the labor sector, in chapter 6 establishes the general implementation requirements for any organization in terms of safety and health. In addition, Resolution 0312 of 2019 specifies the implementation requirements for any organization according to its level of risk and number of employees, bearing in mind that a person with a license in occupational health and safety must direct the development and implementation of the Occupational Health and Safety Management System SG-SST.

The following table summarizes the main requirements currently in force that must be met.

Exhibit 86 Main Occupational Safety and Health Regulations in force in Colombia 2021

Subject	Document	Summary
Occupational Health and Safety Management Systems.	Decree 1072 of 2015. General Regulatory Framework for the Labor Sector. Chapter 6.	The implementation of the Occupational Health and Safety Management System (OSHMS) is mandatory. Companies, regardless of their nature or dimension, must implement an OSHMS. It covers issues related to legal non-compliance in the area of occupational health and safety.
Minimum Occupational Safety and Health Standards	Resolution 0312 of 2019. Establishes the minimum standards of the OSH Management System and	The minimum standards correspond to the set of norms, requirements and procedures of mandatory compliance by employers and contractors.

	abolishes Resolution 1111 of 2017.	They describe the basic and indispensable requirements of technical, administrative capacity, financial, and patrimonial nature that must be established, verified and controlled for the operation, and development of activities in the OSH Management System. It contemplates legal consequences of the non-compliance in the area of occupational health and safety.
Contingency plan	Resolution 256 of 2014. Establishes the regulations for the training of fire brigades.	The brigade shall be made up of at least 20% of the working population.
Technical criteria in offshore hydrocarbon exploitation	Resolution 40295 of 2020. Establishes technical criteria for offshore hydrocarbon exploration and exploitation projects in Colombia.	The Resolution established the mandatory technical requirements for operations within the framework of contracts signed with the Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), related to drilling activities, well intervention and offshore hydrocarbon production under the seabed in shallow, deep and/or ultra-deep waters, seeking to promote the development of such activities in a safe, sustainable and responsible manner.
Protected areas	Decree 2372 of 2010. Regulating Decree Law 2811 of 1974, Law 99 of 1993, Law 165 of 1994 and Law 216 of 2003, in relation to the national system of protected areas.	The aim of this decree is to regulate the National System of Protected Areas, the management categories that comprise it and the general procedures related to it and the nature of activities that can be compatible with the conservation goals in each case.
Registration to the Labor Risks General System.	Decree 1072 of 2015. Regulatory Framework of the Labor Sector	Establish the mandatory registration of all workers to the General Labors Risk Systems
COVID-19	Resolution 777 de 2021	The criteria and conditions for the development of economic, social and state activities are defined and the Biosafety Protocol for the execution of these activities is adopted.
Health emergency.	Decree 1026 of 2021	Instructions regarding the sanitary emergency generated by the COVID - 19 Coronavirus pandemic, and the maintenance of public order, selective isolation with individual responsible distancing and safe economic reactivation is decreed
Physical load (Biomechanics)	Resolution 2400 of 1979	Provisions on housing, hygiene and industrial safety in work establishments. It describes the obligations of employers, and workers about, hygiene services in the workplace, waste disposal, and workers' camps, among others.
Natural disasters	Presidential Decree 1081 of 2015. Regulatory Framework for management of emergencies.	General measures are adopted for the development of the disaster risk management plan for public and private entities in the framework of Art. 42 of Law 1522 of 2012.

Electric Power	Resolution 5018 of 2019.	The Technical Annex provides guidelines on Occupational Safety and Health in the Processes of Generation, Transmission, Distribution and Commercialization of Electric Energy
Occupational medical evaluations	Resolution 2346 of 2007.	Regulates the practice of occupational medical evaluations and the management and content of occupational medical records.
	Circular 022 of 2021	Non-requirement of SARS - Cov -2 (Covid 19) testing by the employer to workers and job applicants.
Handling of low, medium, high and extra high voltage electrical energy.	Resolution 90708 of 2013.	Describes the technical regulation for electrical installations RETIE, among other topics.
Sanitary measures	Law 9 of 1979	Define the sanitary measures for the protection of the environment, water supply, occupational health, and sanitation, among others.
Notification and Investigation of Occupational Accidents	Resolution 1401 of 2007.	Regulate the investigation of occupational incidents and accidents.
Personnel transport	Law 769 of 2002.	Establish the National Land Traffic Code and other relevant provisions.
	Resolution 1.565 of 2014	Establish the methodological guide for the preparation of the Strategic Road Safety Plan.
Environment and sustainable development.	Decree 1076 of 2015.	Establish the general framework for Environmental Management and Sustainable Development.
Work for underage children	Resolution 1796 of 2018.	Defines the employer's responsibilities with respect to underage workers and other provisions. Provides a list of hazardous activities that due to their nature or working conditions are harmful to the health and physical or psychological integrity of minors under 18 years of age.
Employer's responsibilities	Decree 2663 and 3743 of 1950. Substantive Labor Code	Establish the code of justice in relations between employer and worker.
Intra-workplace, extra-workplace and individual factors (Psychosocial Risk).	Law 1010 of 2006	Establish the measures adopted to prevent, correct and sanction labor harassment and other harassment within the framework of labor relations.
	Resolution 2646 of 2008	Establishes regulations and defines responsibilities for the identification, evaluation, prevention, intervention and permanent monitoring of exposure to psychosocial risk factors at work and for the determination of the origin of pathologies caused by occupational stress..
Chemical Risk	Decree 1496 of 2018	Approves the Globally Harmonized System of Classification and Labeling of Chemicals and other chemical safety provisions are.

High-risk tasks - Work at heights	Resolution 1409 of 2012	Establish the Safety Regulation for fall prevention in work at heights..
High Risk Tasks - Confined Spaces	Resolution 0491 of 2020	Establishes the minimum requirements to ensure the safety and health of workers working in confined spaces.

Source: RCG-ERM, 2021

9.2.3 International guidance

In addition to the regulations associated with HSE that currently exist in Colombia, we suggest that other regulations be considered, which are available internationally (UK and around the world). These regulations are specifically focused on offshore wind projects, for which we suggest that the authorities take into account, as part of the guidelines associated with HSE aspects for the development of offshore wind projects.

Exhibit 87 Relevant Health and Safety Legislation and Guidance Documents (UK / Worldwide)

Project Document Summary	Stage/Area	Project Document Summary	Stage/Area	Project Summary	Stage/Area	Document
Design safety/emergency response		DNVGL-ST-0145, Offshore Substations for Windfarms		General safety principles, requirements, and guidance for platform installations associated with offshore renewable energy projects (substations).		
Inspection						
Emergency response						
Design inspection		DNVGL-ST-0119, Floating Wind Turbine Structures		Principles, technical requirements, and guidance for design, construction, and inspection of floating wind turbine structures.		
Design construction		DNVGL-ST-0126, Support Structures for Wind Turbines		General principles and guidelines for the structural design of wind turbine supports.		
Design construction		DNVGL-ST-0437, Loads and Site Conditions for Wind Turbines		Principles, technical requirements, and guidance for loads and site conditions of wind turbines.		
Design		IEC 61400, Wind Turbine Generator Systems		Minimum design requirements for wind turbines.		
Design operation maintenance		EN 50308: Wind Turbines—Protective Measures—Requirements for Design, Operation, and Maintenance		Defines requirements for protective measures relating to health and safety of personnel (commissioning, operation, and maintenance).		
Various		G+ Good Practice Guidelines and Safe by Design Workshop Reports		Good practice guidance intended to improve the global H&S standards within offshore wind farms and workshop reports that explore current industry		

Health & safety	RenewableUK Health & Safety Publications	design and investigate improvements. Various H&S guidelines for offshore wind farms, including emergency response guidelines.
Construction Safety	CAP 437, Standards for Offshore Helicopter Landing Areas	Criteria required in assessing the standards for offshore helicopter landing areas.

Source: Adapted from World Bank 2021. Offshore Wind Roadmap for Vietnam. World Bank. Washington, DC. License Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO

9.3 Results

From the information described above, it can be concluded that although there are no specific regulations for offshore wind projects, the general occupational health and safety regulations from other industries are applicable to these projects. In particular, general regulations of sectors working in offshore operations such as Oil & Gas can establish the reference requirements and responsibilities for any organization undertaking an offshore project at a high level. It is important to note that these regulations are intended to align with the government's goal of preventing accidents and occupational diseases in the national territory.

Experience from other offshore wind markets has shown that project developers have implemented a combination of international regulations, standards and guidelines along with any national guidelines in place for the country of operation, rather than creating brand new guidelines for the offshore wind market. For example, UK offshore wind farms will follow CDM guidelines and will also use DNVGL-ST-0145/0119/0126, along with other ISO standards and guidelines.

Colombia's current national legislation is quite complete and continuously updated. Currently, there is no knowledge on the part of the government about the generation of specific documents for the offshore wind industry, given the wide range of existing norms; however, any new legal requirements that the Colombian government may decree in this regard should be taken into account.

The approach that has been followed in other countries (such as the UK) is to use offshore O&G regulations as a starting point and use these, together with international offshore wind regulations, to ensure best practice to minimize health and safety risks in the design and operation of offshore wind farms.

In view of the Government's strong interest in promoting alternative energy projects in the national territory, the government would be in the best position to engage with the different project developers at an early stage in order to obtain a better understanding of the different international standards and regulations that will apply to offshore wind projects. Likewise, the support of the Ministerio de Trabajo in Colombia should be considered in order to broaden knowledge of any legal requirements regarding occupational health and safety in Colombian territory.

It should be emphasized that the project developer is responsible for ensuring that the project has the necessary personnel and financial resources to implement the legal occupational health and safety considerations for the project.

DRAFT

10 REGULATORY FRAMEWORK

10.1 Purpose

This chapter discusses the requirements of a regulatory framework to deliver a successful offshore wind market, and considers the options for Colombia's approach based on its existing frameworks and the experience in established, international offshore wind markets.

Throughout this chapter, frequent reference is made to the World Bank Groups' Offshore Wind 'Key Factors' report.²⁴ For further information, readers should consult the relevant sections of that report, in parallel to reading the sub-sections of this chapter.

10.2 Requirements for Offshore Wind Frameworks

Offshore wind projects combine the scale of large hydro and the complexity of offshore hydrocarbon extraction, making them entirely different from onshore wind or solar PV. Government support and proactivity is essential to develop a successful new sector and deliver the high rewards that offshore wind can bring.

In Colombia, where the planning and development of non-conventional renewable (NCR) energy, such as onshore wind and solar PV, is heavily private sector led, a different approach by the government will be required for offshore wind to help manage risks, plan strategically, and reduce costs.

10.2.1 Project Scale and Cost

The recent, dramatic, global cost reductions in offshore wind have largely been a result of increased turbine rating and project scale. The low-cost projects that are currently being developed are usually at a gigawatt scale and will use wind turbines that are rated at least 15 MW each. One of these 1 GW offshore wind projects will

²⁴ Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets. World Bank/ESMAP/IFC. 2021. Washington, D.C. <http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

typically require a capital expenditure (CapEx) of between US\$2.5 – 3.0 billion; an order of magnitude difference from the onshore wind projects currently being developed in La Guajira.

10.2.2 Development Time and Milestones

Developing a gigawatt scale project takes a large, coordinated public and private sector effort over many years and with high costs. For example, to develop a typical 1 GW project may take between 7 to 10 years (see a typical project development timeline Figure 2.3 in the Key Factors report²⁵) and cost up to US\$ 100 million. This development expenditure (DevEx) is a high-risk investment; there are points in the development process where the project may not proceed, meaning that a wind farm is not built, and the DevEx investment is lost. The development process is, therefore, a series of activities and milestones intended to reduce risk and increase the certainty that the project will be successfully developed. It is this certainty and understanding of risk that enables private investors to commit the huge sums required to develop a project.

Similarly to other energy projects, there are four major milestones in an offshore wind project's development cycle;

- Seabed lease or concession
- Environmental and social permit approval
- Grid connection agreement
- Offtake agreement

For offshore wind, all four milestones usually represent some form of agreement between the private developer and the government, or public body. These milestones may be achieved separately or, in some markets, be bundled together; there are numerous ways for how and when these agreements can be made, and some examples of different approaches are provided in section **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

10.3 Current Frameworks in Colombia

This section summarises the current regulatory frameworks applicable to offshore wind development in Colombia.

²⁵ Washington, D.C.: World Bank/ESMAP/IFC. <http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

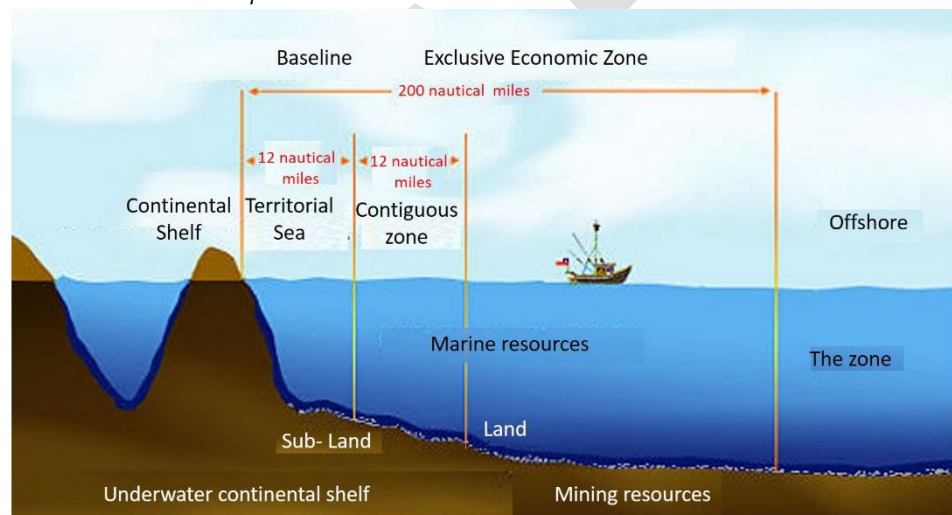
10.3.1 Seabed Leasing

While the earliest stages of offshore wind project development are feasible without a designated lease area, the pathway to operational capacity—and the investment certainty needed for procurement and installation to move forward—will eventually require that a developer receive permission to pursue development activities associated with a specific site. This confirmation of the legal right to pursue development activities on the designated site is known as the awarding of site control. In Colombia, pre-feasibility activities have been granted, which do not imply site concession (exclusive rights) nor priority to securing a lease in due course.

RELEVANT MARITIME LAWS IN COLOMBIA

According to international standards, maritime spaces are internal waters, the territorial sea, the contiguous zone and the exclusive economic zone, distributed as illustrated below,

Exhibit 88 Maritime Spaces



Source: <https://nauticajonkepa.wordpress.com/>

In accordance with article 101 of the Constitution of Colombia:

“The subsoil, the territorial sea, the contiguous zone, the continental shelf, the exclusive economic zone, the airspace, the segment of the geostationary orbit, the electromagnetic spectrum and the space where it operates are also part of Colombia, in accordance with International Law or with Colombian laws in the absence of international standards”.

The normative origin of maritime spaces is found in public international law, specifically in three conventions of 1958:

- Geneva Convention on the Continental Shelf
- Geneva Convention on the Territorial Sea and the Contiguous Zone
- Geneva Convention on the Continental Shelf

Subsequently, in 1982, the United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS) updated and codified these international regulations, which entered into force in 1994. Although this convention can be considered international practice, Colombia has not ratified this Convention and therefore it is not part of the treaty. However, Law 10 of 1978 and Decree 1436 of 1984, made maritime spaces consistent with international standards.

The first article of Law 10 of 1978 indicates that Colombia exercises full sovereignty over the territorial sea up to 12 nautical miles. The First Article states that:

- **First Article.** The territorial sea of the Colombian Nation over which it exercises full sovereignty, extends beyond its continental and insular territory and its internal waters to a width of 12 nautical miles or 22 kilometers 224 meters. National sovereignty also extends to the space located above the territorial sea, as well as to the bed and subsoil of this sea.

The normal baseline to measure the width of the territorial sea will be the low-water line along the coast in accordance with the fourth article of Law 10 of 1978.

Regarding the exclusive economic zone (EEZ), articles 7, 8 and 10 of Law 10 of 1978 indicate:

- **Seventh Article.** Establish, adjacent to the territorial sea, an exclusive economic zone whose outer limit will reach 200 nautical miles measured from the baselines from which the width of the territorial sea is measured.
- **Eighth Article.** In the area established by the previous article, the Colombian Nation shall exercise sovereign rights for the purposes of exploration, exploitation, conservation and administration of the living and non-living natural resources of the bed and subsoil and of the superjacent waters. Likewise, it will exercise exclusive jurisdiction for scientific research and for the preservation of the marine environment.
- **Tenth Article.** The sovereignty of the Nation extends to its continental shelf for the purposes of exploration and exploitation of natural resources.

Law 10 of 1978 is silent in relation to the contiguous zone. UNCLOS indicates that the extension of the contiguous zone can be set by the State up to 24 nautical miles from the base line from which the width of the territorial sea is measured. In this space

of "reduced sovereignty", the State can exercise the right to prevent any violation of tax, customs, immigration or health laws.

Part VII of the UNCLOS includes the definition and regulations applicable to the Adjacent Zone, also known as the 'high seas'. No State can exercise sovereignty on the high seas and the general principle of freedom applies.

In summary, Colombia can generate or allow the generation of offshore wind energy both in its territorial sea and in the exclusive economic zone (and even in its internal waters), that is, up to 200 nautical miles (370.4 kilometers) counted from the baseline of low tide along the coast.

DIMAR PROCESSES

The Dirección General Marítima (DIMAR) is the National Maritime Authority that executes the Government's maritime policy and is responsible for the regulation, direction, coordination and control of maritime and fluvial activities. Its jurisdiction is exercised over the internal maritime waters, the territorial sea, the contiguous zone, the exclusive economic zone, the seabed and subsoil, adjacent waters, littorals, including beaches and low tide lands, ports, islands, islets and keys, and over the Magdalena, Guainía, Amazonas, Orinoco, Meta, Arauca, Putumayo, Vaupés, Sinú, Atrato, Patía, Mira and Canal del Dique rivers.

DIMAR's competence to authorize seabed concessions derives from its nature as National Maritime Authority over 'maritime activities', which are defined in article three of Decree 2324 of 1984. According to this article, maritime activities are the systems of exploration, exploitation and prospection of the natural resources of the marine environment, the placement of any type of structures, fixed or semi-fixed works in the marine soil or subsoil, and regulate, authorize and control the concessions and permits in the waters, low tide lands, beaches and other goods of public use of the areas under its jurisdiction.

The key resolutions related to seabed leasing and resource measuring authorizations follow below.

Concessions for coastal infrastructure development

DIMAR Resolution 794

The rules related to concessions in infrastructure development projects of non-conventional renewable energy sources (hereinafter, FNCER) are found in the 'REMAC 5: Protection of the marine and coastal environment', which compiles a total of 19 rulings of the DIMAR. The rules regarding the concession of FNCER projects

in maritime spaces are relatively recent as they were included to REMAC 5 through DIMAR Resolution 794 of November 20, 2020, adding Title 10 to Part 3.

According to Article 169 of Decree 2324 of 1984, maritime concessions (which includes FNCER projects in maritime areas) must exhaust the following procedure:

"Article 169. Requirements for granting maritime concessions. In the processes of coastal maritime planning, the requirements for the granting of maritime concessions in charge of the General Maritime Directorate are the following:

- a) Submit application to the Harbour Master, in person or electronically, which must contain the full name and identification number, if it is a merchant accredit the respective commercial registration, if it is a legal entity the entity will consult the certificate of existence and legal representation in the Registro Único Empresarial (RUES).
- b) Plans of the location and boundaries of the land or area in which the concession is requested, with the projected constructions or existing infrastructure, if any, duly georeferenced, according to the parameters established by the General Maritime Directorate.
- c) Technical studies of hydrographic and oceanographic conditions of the area of influence of the project.
- d) Descriptive report of the project including type of works, construction method and work schedules, as well as a detailed description of the object and activity to be developed within the area requested in concession in magnetic media.
- e) Environmental license or environmental management plan, as applicable, issued by the Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), Regional Autonomous Corporation or the Environmental Secretariat of the Special Districts, according to their jurisdiction, stating that the exploitation or construction for which the concession is requested is not contrary to the rules of conservation and protection of the natural resources existing in the area²⁶.
- f) Certification issued by the District or Municipal Mayor's Office, Governor's Office of the Department of the Archipelago of San Andres, Providencia and Santa Catalina or the corresponding Curator's Office, stating that the land on which the project is to be built complies with the land use regulations defined in the Territorial Management Plan.

²⁶ In paragraph 10.3.2.1 the level of alignment of the ESIA with international standards is described

g) Concept issued by the Vice-Ministry of Tourism or the Secretariat of Tourism of the Special Districts, in which it is stated that the exploitations or constructions that are intended to advance do not interfere with the programs of tourist development of the zone.

h) Certification issued by the Ministry of Transportation stating that there is no port facilities project on the land or area to be concessioned.

i) *Determinación de Procedencia y Oportunidad de Consulta Previa* issued by the Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) , on the presence or not of ethnic communities in the area of the project.

j) Payment corresponding to the value of the procedure.

Paragraph 1. When the project is located near or in protected areas where there are archaeological heritage assets or Assets of Cultural Interest, the Preventive Archaeology Program and/or Archaeological Management Plan, as the case may be, approved by the Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH), and/or the Authorization to intervene in an Asset of Cultural Interest of the National Scope by the Ministry of Culture, shall be required²⁷.

Paragraph 2. Term for the issuance of certifications in maritime concession proceedings. The authorities that must issue certification within the process of granting a maritime concession in charge of the General Maritime Directorate will have a maximum term of sixty (60) calendar days to issue the corresponding response, counted from the receipt of the request by the individuals or the National Maritime Authority”.²⁸

Likewise, Article 5.3.10.2 of REMAC 5 states that there are four stages for obtaining the concession of the area where the FNCER project will be developed, as follows. In the preliminary stage: (i) documents are submitted to request the concession, in the pre-feasibility stage (ii) a procedural order is issued ordering the submission of certifications and documentary support, in the publicity stage (iii) the project is advertised in accordance with Article 171 of Decree Law 2324 of 1984 and in the feasibility stage (iv) DIMAR grants the concession through an administrative act if there are no technical or legal impediments.

²⁷ In paragraph 10.3.2.1 the level of alignment of the ESIA with international standards is described.

²⁸ According to this article, the concession request is made directly and does not mention the need for a public call for bids, which is why it should be understood that the state contracting regime does not apply to this type of concessions.

The concession request is made before the corresponding First Category Port Captain (*Capitán de Puerto de Primera Categoría*) according to the location of the project. Currently this part of the procedure is under revision with the intention to centralize all requests through DIMAR's headquarters. DIMAR Resolution 794 of 2020 details the documentation and the various certifications that must be provided to DIMAR to request the concession and according to article 5.3.10.6. if any of the entities issues an unfavorable certification to the project, the same must be filed by administrative act, which may be appealed through governmental and judicial channels.

It must be considered that by virtue of the concession the work for the construction of the FNCER project is authorized on the maritime space determined by administrative act. These constructions are subject to the safety, hygiene and aesthetic conditions determined by the regulatory plans or the provisions of the DIMAR. In addition, at the expiration of the concession term, the constructions are reverted to the Nation, as is proper of all concessions. Finally, in accordance with Article 176 of Decree 2324 of 1984, the concession becomes null and void for the reasons stated:

"Article 176. Causes of invalidity. The concessions to build shall become null and void in the following cases:

1. When no Deed is granted within the term stipulated in the preceding article.²⁹
2. When the constructions have not been erected within the term set forth in the respective resolution.
3. When the construction is not in accordance with the plans that have been approved.
4. When the construction is given a destination different from that determined in the concession.
5. When the reasons or circumstances that originated the concession have been considerably modified.
6. When the ordered policies are not established in a timely manner.

The facts referred to in this article shall be reported by the respective Harbourmaster to the General Maritime and Port Directorate, which shall issue the respective resolution".

²⁹ The interested party in the concession must notarize the policy that guarantees the observance of the obligations contracted within ten days following the date on which the administrative act granting the concession becomes enforceable.

Finally, in addition to Title 10 of Part 3 of REMAC 5, other titles may also be relevant for the development of offshore FNCER projects. For example, Title 4 establishes criteria and procedures to modify granted concessions. Title 5 establishes criteria and procedure for the reversion of the constructions subject of the concession and Title 7 has provisions regarding the publicity of the concession applications.

Resource Measuring Authorization

DIMAR Resolution 240

The Resolution DIMAR 240 of March 26, 2021 regulates the procedure and mandatory requirements for compliance by individuals or public entities that are interested in obtaining authorization for the temporary [non-permanent] installation of fixed foundation or floating infrastructure, for the collection of needed data for advancing project design. This authorization covers the monitoring of climatic, environmental, physical, and coastal marine scientific research information, in areas of maritime waters, maritime beaches and / or low tide lands under the jurisdiction of the DIMAR.

This authorization will have a maximum validity of one (1) year, extendable only once. Interested parties shall request said authorization from DIMAR accrediting the following documents:

- 1) Detailed description of the purpose of the data collection, areas to occupy, as well as the type of elements and materials of the infrastructure needed to acquire the information, avoiding the use of materials that present any potential environmental risks,
- 2) Stability study of the proposed infrastructure, which must comply with safety and environmental protection criteria,
- 3) When the proposed infrastructure is located on beaches, a concept issued by the district or municipal authority or the Department of San Andrés and Providencia, as appropriate, indicating whether the temporary infrastructure is compatible with the regulations about land use defined by the municipality or district in its Land Use Plan,
- 4) Map of the sector or area object of the request, and the projected location for the proposed infrastructure elements with reference to the National Geocentric Frame of Reference (MAGNA-SIRGAS), Official Datum of Colombia,
- 5) Certificate of Viability issued by the competent environmental authority. In case of requiring an Environmental License or approval of the Environmental Management Plan, the sponsor must submit the Preventive Archeology Program for review and approval by the

- Colombian Institute of Anthropology and History, in accordance with article 131 of Decree 2106 of 2019³⁰,
- 6) Photocopy of the Citizenship Certificate of the applicant (natural person) or a valid Certificate of Existence and Representation (legal person),
 - 7) Current documentation of the vessels to be used, in the event that events or activities are carried out in maritime waters, and
 - 8) Receipt documenting payment of the corresponding amount for the procedure as defined by the General Maritime Directorate according to Law 1115 of 2006.

Once said documentation has been filed with DIMAR, the Coastal Area of the Harbor Master's Office of the jurisdiction will be responsible to issue the Technical Concept within a term of 20 business days, after inspection of the area object of the authorization request. The Technical Concept will be attached to the DIMAR administrative act that authorizes or denies the authorization request, which will include the respective terms, obligations, and conditions for data collection.

Once the validity of the authorization has expired or the data collection completed, in a term not exceeding 15 business days, the infrastructure must be removed in accordance with the environmental guidelines and other obligations contained in the authorization of the DIMAR. Likewise, the collected meteorological and oceanic data will be delivered to DIMAR.

10.3.2 Environmental Licensing and Permitting

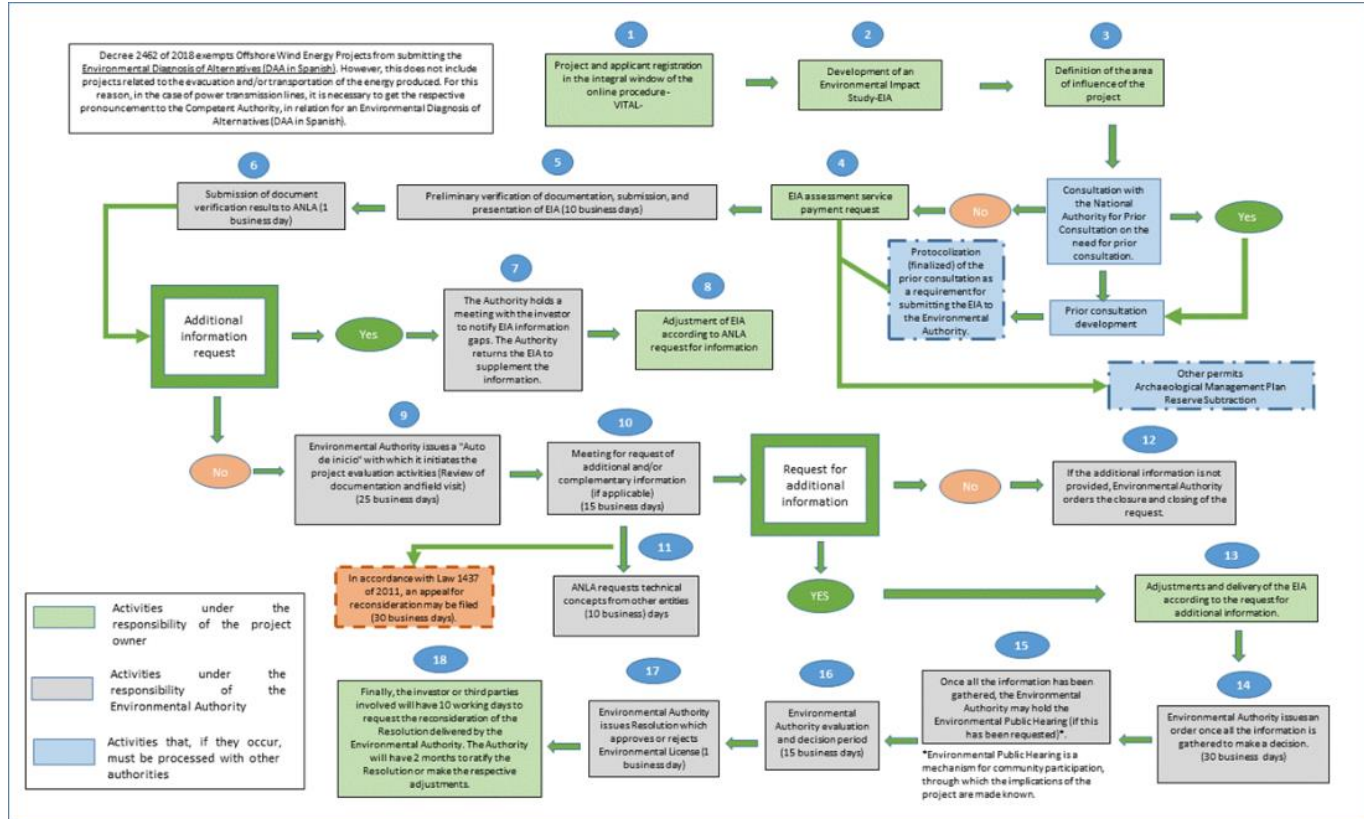
Although the Colombian State through the Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) has not yet formulated generic Terms of Reference for offshore wind projects, the following considerations describe the current legislation and procedures for licensing Renewable Energy Projects on land in the understanding that the licensing of offshore wind projects will follow a similar process.

Through Resolution 1312 of August 11, 2016, the MADS adopts the Terms of Reference for the preparation of the Environmental Impact Study (EIA), required for the processing of the environmental license of projects for the use of continental wind energy sources. The Registry of Projects in the Comprehensive Online Processing Window - VITAL is the filing mechanism provided by ANLA to request the Environmental License, and / or carry out the modification of the environmental license and other environmental instruments. According to the ANLA, registration on the VITAL platform is the first step that the interested party must take to apply for the

³⁰ In paragraph 10.3.2.1 the level of alignment of the ESIA with international standards is described

Environmental License, even before requiring specific Terms of Reference for the offshore wind project.

Exhibit 89 Environmental licensing process in Colombia



Source: RCG-ERM 2021

With support in the Terms of Reference ToR-09, the sponsor shall consider the following:

- **Preliminary procedures:** Previous studies, filing of subtraction of reserves and / or lifting of ban (if applicable), identification of SINAP and SIRAP areas, and notification to the Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH), in relation to the preventive archaeology process.
- **Definition of the Area of Influence (AI):** The AI must be formulated with primary and secondary information (qualitative and / or quantitative) about the environmental and social conditions of each Project. Its definition is a fundamental input to identify and assess the preliminary environmental and social impacts. The General Methodology for the Preparation and

Presentation of Environmental Studies (ANLA, 2018) establishes that the AI must consider the abiotic, biotic and socioeconomic environments.

- **Biophysical Component:** For the different biophysical aspects, in addition to fieldwork to collect primary information, the EIA shall include information from national, local and departmental entities related to issues of special management areas (protected areas, areas subject to a special legal regimes, fishing grounds, and artisanal and industrial fishing routes). It shall also consider other projects nearby, overlapping projects, routes, shipping companies, number and type of vessels passing through the area, current regulations on maritime traffic and projects, presence of submarine cables, and licensed / unlicensed blocks. In addition, the process must consider relevant policy documents, laws, decrees, and resolutions at the national level; regional agreements and resolutions; departmental level agreements and executive decisions at the municipality or district level. The respective authorizations and permits for the activity in the Project's Area of Influence must be advanced before the DIMAR, and the MME..
- **Socioeconomic Component:** Considering the defined Area of Influence, the sponsor must request a certification of ethnic communities within the AI from DANCP. The procedure is specifically referred as *Determinación de Procedencia y Oportunidad de Consulta Previa*. Depending on the response, the sponsor will proceed with the development of the Consultative process and / or Free, Prior and Information Consent (FPIC) within the framework of the participation and socialization process, stipulated in ToR 09. When the Prior Consultation process proceeds, the sponsor will follow the provisions of Presidential Directive No. 10 of 2013 and Presidential Directive No. 8 of 2020, which define the stages of the consultative process as:
 - 1) Determination of origin of the Prior Consultation,
 - 2) Coordination and preparation,
 - 3) Pre-consultation,
 - 4) Prior Consultation, and
 - 5) Follow-up of agreements and closing.

Particularly with non-ethnic communities (rural communities and government authorities), the sponsor must establish a participation plan that includes at least three (3) scenarios:

- 1) share information on the technical characteristics, activities and scope of both the Project and the EIA to be prepared,
- 2) generate participation spaces during the preparation of the EIA, in which information is presented and feedback is received on the project and its implications, specifically on the impacts and environmental management measures for the different stages (pre-

construction , construction, operation and decommissioning). Likewise, the participants should be encouraged to identify other impacts and management measures not contemplated in the EIA; and include them in the impact assessment and in the Environmental Management Plan, and

- 3) socialize the results of the EIA, prior to filing it with the Environmental Authority.

In case of identifying Territorial Units (villages and / or townships) within the Area of Influence, the sponsor will prepare a comprehensive socioeconomic characterization considering the following components:

- 1) demographic (history and occupation of the territory, population dynamics, demographic trends, population structure, settlement patterns, migrant population, etc.),
- 2) spatial (quality and coverage of public and social services),
- 3) economic (type of economic activities, ownership structure, production processes, programs and projects, characteristics of the labor market, trends in employment, etc.),
- 4) cultural (non-ethnic communities, ethnic communities, settlement patterns, cultural changes, uses and customs, cultural heritage, etc.),
- 5) archaeological (procedures before the Instituto Colombiano de Antropología e Historia ICANH, field activities and analysis of results),
- 6) political organization (political-administrative characteristics of the units territorial), institutional and community presence (public institutions, private organizations, mechanisms for the participation of the population, community organizations, etc.),
- 7) development trends (socio-economic analysis of the area supported by the results of each component), and
- 8) if applicable, information on the population subject to resettlement.

For the development of the archaeological component, the developer will consider the guidelines of Decree 1698 of 2014, which requires the definition and approval of a Preventive Archeology Program prior to any underwater interventions or intrusive activities on the ocean bottom, for purposes other than the investigation of submerged cultural heritage. Said program must guarantee the safe exploration and prospecting of the intervention area and in the event of finding Submerged Cultural Heritage assets, it will take the necessary measures for their preservation. ICANH must establish the requirements for such programs.

10.3.2.1 Level of alignment between International Standards and ESIA's

To generally understand the level of alignment between the typical Terms of Reference for the preparation of the ESIA (required for the processing of the environmental license of projects onshore wind energy) and the Performance Standards (PS) related to the IFC, a general assessment of gaps between both regulations is presented. For this evaluation, four (4) categories were considered: i) Aligned, ii) Partially aligned, iii) Not aligned and iv) Not applicable.

It should be noted that Colombia does not have specific terms of reference for offshore wind energy projects at current, so the following analysis is based on typical terms of reference for onshore wind energy projects.

In general terms, it can be observed that the PS are partially aligned with Colombian regulations. Of the total number of subsections identified for each PS, about 20% of these are considered to be aligned with Colombian regulations (terms of reference for ESIA's).

Exhibit 90 Alignment of each section of the PS with Colombian typical terms of reference

Section of the Standard	Alignment Category	Gaps identified in the terms of reference for onshore wind energy projects
Performance Standard 1 - Assessment and Management of Environmental and Social Risks and Impacts		
1.1 Environmental and social assessment and management system	Partially Aligned	Completion of the risk analysis
1.2 Policy	Not Aligned	No comprehensive policy is developed
1.3 Risk and Impact Identification	Partially Aligned	Complementation of the risk analysis with respect to the impact analysis and definition of areas of influence. Inclusion of climate change analysis, business and human rights, vulnerable and disadvantaged groups, people with disabilities, impacts and management plans by third parties and supply chains, and environmental audits.
1.4 Management Programs	Partially Aligned	
1.5 Organizational Capacity and Competence	Partially Aligned	
1.6 Monitoring and evaluation	Partially Aligned	
1.7 Stakeholder Participation	Aligned	

1.8 External Communications and Grievance Mechanism	Not Aligned	Design of the mechanism for handling complaints and claims, from the beginning of the project.
---	-------------	--

Performance Standard 2 - Labor and Working Conditions

2.1 Human resources policies and procedures	Partially Aligned	Definition of policies and procedures from the beginning of the project.
2.2 Working conditions and terms of employment	Aligned	
2.3 Labour organisations	Partially Aligned	Generation of a comprehensive policy that allows the development of procedures aligned to the IFC's PS.
2.4 Non-discrimination and equal opportunities	Partially Aligned	
2.5 Reduction in workforce	Partially Aligned	
2.6 Workforce protection	Partially Aligned	
2.7 Health and safety at work	Aligned	
2.8 Supply Chain	Partially Aligned	Development of policies and procedures for monitoring contractors.

Performance Standard 3 - Resource Efficiency and Pollution Prevention

3.1 Resource efficiency	Partially Aligned	Development of a sustainable natural resource management program aligned with the MASS.
3.2 Greenhouse Gas Emissions	Not Aligned	The identification and characterization of greenhouse gases is not developed.
3.3 Pollution Prevention - Emissions and Discharges	Aligned	
3.3 Pollution Prevention - Ecosystem Identification	Aligned	
3.3 Pollution prevention - Responsibility for historical soil contamination	Partially Aligned	Identification of current projects and potential soil disturbance from the implementation of the project.
3.4 Solid waste management	Aligned	
3.5 Hazardous Materials Handling	Partially Aligned	Completion of the description of the handling of materials

		generated in case of replacement / maintenance and/or dismantling.
3.6 Pesticide use and handling	Not Aligned	The pesticide management plan is not developed.
Performance Standard 4 - Community Health, Safety and Security		
4.1 Community health and safety	Partially Aligned	Complementing the analysis of the current and future vulnerability of communities
4.2 Services provided by ecosystems	Partially Aligned	Development of ES analyses based on globally recognized guidance documents and registration tools.
4.3 Community exposure to disease	Not Aligned	The identification of public health risks is not developed.
4.4 Emergency Preparedness and Response	Aligned	
4.5 Physical security	Not Aligned	The training programme for the surveillance force is not being developed.
Performance Standard 5 - Land Acquisition and Involuntary Resettlement		
5.1 Project design	Partially Aligned	Completion of the alternatives analysis including impacts related to involuntary relocation and economic activities.
5.2 Compensation and benefits to displaced persons	Partially Aligned	Completion of the analysis in relation to the local level effect of land use change, and identification of contracting changes.
5.3 Community participation and grievance mechanism - vulnerability	Partially Aligned	Design of the mechanism for handling complaints and claims, from the beginning of the project.
5.3 Community participation and grievance mechanism - grievance mechanism	Not Aligned	Design of the mechanism for handling complaints and claims, from the beginning of the project.
5.4 Planning and Implementation of Resettlement and Livelihood Restoration - Census of People	Aligned	
5.4 Planning and Implementation of Resettlement and Livelihood Restoration - Resettlement Action Plan, a Livelihood Restoration Plan	Partially Aligned	Complementing income restoration alternatives

5.4 Planning and Implementation of Resettlement and Livelihood Restoration - Expropriation Processes	Not Aligned	No Resettlement Action Plan is developed.
--	-------------	---

5.5 Private Sector Responsibilities in a Government Managed Resettlement	Not Aligned	
--	-------------	--

Performance Standard 6 - Biodiversity Conservation and Sustainable Management of Living Natural Resources

6.1 Biodiversity protection and conservation	Partially Aligned	Complementation of the analysis of critical habitats, biodiversity action plan, invasive alien species.
--	-------------------	---

6.2 Management of ecosystem services	Partially Aligned	Development of ES analyses based on globally recognized guidance documents and registration tools.
--------------------------------------	-------------------	--

6.3 Sustainable management of living natural resources	Not Applicable	
--	----------------	--

6.4 Supply Chain	Not Aligned	Verification systems and practices are not developed as part of the environmental management system.
------------------	-------------	--

Performance Standard 7 - Indigenous Peoples

7.1 Prevention of adverse impacts	Partially Aligned	Complementation of the analysis related to the life plan of the communities.
-----------------------------------	-------------------	--

7.2 Participation and consent	Partially Aligned	Complementing the analysis with a focus on vulnerable groups. The consent of the communities is not contemplated.
-------------------------------	-------------------	---

7.3 Mitigation and development benefits	Partially Aligned	Complementing the analysis of social identities
---	-------------------	---

7.4 Responsibilities of the private sector when the government is responsible for handling indigenous peoples' issues	Partially Aligned	Complementation of alternative ethnic community characterization processes.
---	-------------------	---

Performance Standard 8 - Cultural Heritage

8.1 Protection of cultural heritage in project design and implementation	Partially Aligned	Complementing analyses related to intangible cultural heritage.
--	-------------------	---

8.2 Use of cultural heritage by the project	Partially Aligned
---	-------------------

Source: ERM Analysis

10.3.3 Grid Connection Requirements

In Colombia, to obtain a grid connection, all developers must fulfill the requirements of the CREG 075-2021 regulation. The goal of this regulation is to make the grid connection process more efficient, transparent, unified and release unused transport capacity.

Obligated Subjects Interested in connecting generators, cogenerators, self-generators and end users Transporters and Marketers.

Capacity allocation procedure (Class 1 projects)

1. Registration of interested parties, through the single window, companies interested in assigning capacity must register the projects separately, submit a connection study and the physical feasibility of the projects; evaluating different alternatives; If among the alternatives is the expansion of assets for use, at least one alternative must be included that includes the connection to an existing substation. If the connection is to a substation of the national interconnected system that does not yet have defined engineering, the physical feasibility study should not be submitted.

Through the single window that UPME will make available, the promoter will be able to download the necessary information to carry out the studies.

2. The requirements of the projects to file the application are: i) COD not older than 15 years, ii) UPME will receive the applications until March 31 of each year, everything that is filed after that date will be analyzed the following year. This filing is done through the single window, including a connection study and physical feasibility.

3. UPME will define a fee to be charged for the review of the studies.

4. The delivery of missing information to the study is only allowed once.

5. The transporter will have 20 working days to review and make comments on the studies, it must deliver its statement on the feasibility of the connection alternatives and present other alternatives if it considers that the ones presented are not viable.

6. The allocation of transportation capacity will be made annually and is governed by the procedure written in resolution UPME 000528 of 2021.

Projects are divided as follows:

- Row 1, projects that require expansion of the national interconnected system.
- Row 2, projects that do not require expansion of the national interconnected system.

The position assigned to each project will be published no later than September 30 of every year. The concept of connection for the projects in row 1 will be issued no later than December 20 of every year and for row 2 on October 31 of every year.

Criteria for capacity allocation

- Compliance with the guidelines provided in numerals 1 and 2 of article 4 of Resolution 40311 of 2020 of the Ministry of Mines and Energy.
- The allocation of transportation capacity will meet the expansion needs and requirements of the National Interconnected System.
- UPME may prioritize the projects that maximize the use of available generation resources assigned with system commitments or those that guarantee less generation cost.
- Greater net benefit per kW of transmission capacity, for example incremental benefits in the reduction of losses, restrictions, improvements in reliability.
- Obtaining environmental licensing and/or completion of the prior consultation.
- To be able to connect to the National Transmission System, the project must comply with the network code (CREG 025-1995).
- Connection to an existing busbar at 220 kV or more.
- If the connection is to the Regional Transmission System, the project must also comply with what is stipulated in CREG Resolution 075-1998.

Characteristics Interconnection Guarantee:

- \$10 USD per kW of assigned capacity, in COP
- Updatable every year with DANE's IPP
- Validity: COD + 3 months
- Bank guarantee, bank guarantee, stand-by letter of credit
- Granted by entities with investment grade
- Payment within 2 (15) days of the request for national (international) entities

Execution Of Interconnection Guarantee:

- Project cannot be executed (monitoring reports)
- No update or extension of the warranty
- Third non-compliance in Curve S milestones
- In COD capacity in operation < 90% assignment
- No reconnection after temporary departure/renewal
- Exception: if project progress > 60%, 80% guarantee is executed

Tracking of Projects

Approved by UPME in the following cases:

- Overwhelming force
- Public order reasons
- Delays in obtaining permits and licenses
- Delays in SIN expansion works

Assignment:

- UPME authorizes assignment between projects that:
- have not entered into operation
- Connect to the same connection point
- Capacity assigned to the same interested party
- Use the same primary resource
- Stay up to date with milestones of your S-Curves

Compliance milestones Curve S:

- Progress reports on the date of each milestone, or 6 months after a milestone was due
- UPME will publish this information

Non-compliance Curve S

- 1st and 2nd time → Guarantee X 2
- 3rd occasion → Guarantee execution and capacity release
- Capacity release
- Project cannot be executed (monitoring reports)
- Interested party did not meet post-assignment requirements
- The warranty was not properly updated
- 3rd non-compliance with S-curve milestones
-

Exhibit 91 Interconnection Capacity Assignment Timeline



10.4 Global Approaches to Offshore Wind Regulatory Frameworks

Offshore wind turbines are now operating in 16 countries³¹ across the globe and those projects have been delivered through a wide range of regulatory frameworks. In most markets, these frameworks have evolved, and continue to evolve as more has been learnt about the development of offshore wind projects. This evolution has often been as a result of close cooperation between the government and industry, working together to resolve issues, reduce risks, improve efficiency, and lower costs.

In generalising the experience so far, governments have taken three main approaches to organising their frameworks for offshore wind (see section 3.2 of Key Factors report³²), and each approach has a differing level of government involvement. Exhibit 92 provides a summary of these three approaches.

Exhibit 92 Comparison of the three main approaches to organising frameworks for offshore wind development (adapted from Table 3.1 in Key Factors report)

	Ad-hoc	Two-competition	One-competition
Summary	First come, first served approach. Entirely developer led.	Separate competitions for lease rights and offtake agreement. Sharing of responsibilities between government and developer.	Single competition for lease and offtake agreement. Government takes majority of responsibility for project development.
Description of activities	<p>Developer: Initial feasibility work to identify and select a preferred site. Applies to government for site rights.</p> <p>Government: Responds to</p>	<p>Government: Decides areas to be leased, preferably using Marine Spatial Planning (MSP) principles (likely to be broad areas, rather than specific project boundaries due to uncertainty at</p>	<p>Government: Carries out early-stage work (data collection, initial design, initial permitting, and grid planning) to sufficiently de-risk a defined project site and enable</p>

³¹ Countries include; Belgium, China, Denmark, Finland, France, Germany, Ireland, Japan, Netherlands, Portugal, South Korea, Spain, Sweden, United Kingdom, USA, and Vietnam.

³² World Bank. Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets (English). Washington, D.C.: <http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

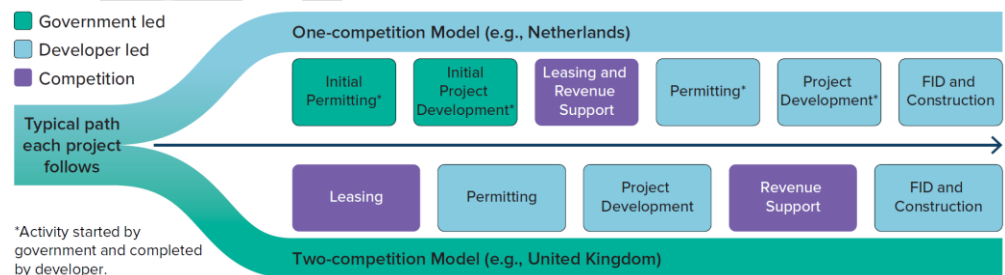
	<p>request and assesses application in isolation to other potential future requests.</p> <p>Both: Negotiate terms.</p> <p>After award: Developer progresses all stages of project development to obtain permits, grid connection agreement, and secure an offtake agreement.</p>	<p>this stage) and manages competition, providing rules and terms of lease.</p> <p>Developers: Respond by assessing project areas and bidding in the leasing competition following its rules.</p> <p>After award: Select winners, usually based on bidder and project merits. Winners negotiate limited details of lease with the terms provided, then progress all stages of project development to obtain permits, grid connection agreement, and secure an offtake agreement (which is the second competition in this approach).</p>	<p>developers to place informed, tariff-based bids. Prepare the grid connection and offtake agreement to be offered in the competition. Manages competition, providing rules and terms of agreements.</p> <p>Developers: Respond by assessing sites, the data package, and bidding following competition rules.</p> <p>After award: Select winners, usually based on tariff of bid. Winners negotiate details of lease with the terms provided, then progress remaining stages of project development including final design and final permitting.</p>
<p>Pros (from government perspective)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Very little effort required as developer takes entire responsibility and risk - No lease competition to design or manage 	<ul style="list-style-type: none"> - Some control over location and timing of projects - Possible to strategically plan grid for projects - Manageable milestones with time to coordinate 	<ul style="list-style-type: none"> - Precise control over location and timing of projects - Only a single competitive process to manage - High certainty that projects will be delivered successfully
<p>Cons (from government perspective)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Difficult to manage competing applications and the timing of development 	<ul style="list-style-type: none"> - Need to carefully design the lease competition and its rules - Requires some planning and 	<ul style="list-style-type: none"> - High risk and responsibility for government - Requires large government commitment,

	<ul style="list-style-type: none"> - No control over location and timing of projects, so not possible to plan strategically - Unlikely to result in the most optimal, low-cost projects 	coordination of leasing and offtake competitions	coordination, resourcing, and financing for pre-development activities - Can be difficult to get all elements of the competition right
Examples	Korea, Philippines	Taiwan, UK, USA	Denmark, Germany, Netherlands

Source: RCG analysis

The exhibit below provides a generalised overview of the main development milestones under the one- and two-competition approaches to organising offshore wind frameworks (for a more thorough overview of approaches taken in different markets, see Figure 3.4 in the Key Factors report). Under a one-competition model, the government undertakes the planning and pre-development activities for a specific project at a defined site, before running a competition to select a developer to complete the development and construct the project. In the two-competition approach, the government runs a leasing competition (usually within pre-defined, broad areas that have been identified through strategic and spatial planning), then the developer is responsible for grid connection and permitting activities, prior to the competition to secure a revenue or offtake agreement.

Exhibit 93 Overview of frameworks and sequence of milestones in one- and two-competition approaches. (Taken from Figure 3.3 in Key Factors report)



Source: World Bank Key Factors Report

The choice of which broad approach to take has tended to depend both on a government's typical approach to managing private sector infrastructure development and the market's level of maturity. Often countries have begun with an ad-hoc type approach, with little government planning or support, but have then quickly moved to a more organised approach, with either a strong government

intervention (one-competition type approach) or taking a more balanced approach to responsibilities and leadership (two-competition type approach).

Some of the main lessons that governments have learnt through running and improving these frameworks include;

- Any approach to organizing frameworks can work, as long as it is well executed and provides the clarity and certainty required by developers.
- It is highly beneficial to provide strategic guidance on where to place offshore wind projects. Spatial planning of offshore wind projects reduces the risk of adverse environmental and social impacts, and allows strategic planning and investment in the transmission grid. This ultimately reduces development risk and costs.
- Cooperation and collaboration between government and industry is essential to ensure the frameworks are both fit-for-purpose and acceptable to investors. An ongoing, open dialogue helps to resolve issues and identify areas for improvement.
- Frameworks need to be robust, transparent, and fair to encourage developer participation and investment, and also to prevent disputes or challenges by unsuccessful developers.

10.5 Options for Offshore Wind Frameworks in Colombia

Colombia's current regulatory frameworks provide a good basis to deliver offshore wind projects and create a successful offshore wind sector (see section 10.3 for a summary of these frameworks). There are some issues with the existing frameworks, that will need to be resolved to be better suited to manage the challenges and risks of offshore wind, and these include;

- The concession/leasing framework ³³ does not manage competing applications for seabed rights, and is first-come, first-served. This does not allow for the selection of the most suitable developer to deliver a project, nor does it provide the government with any strategic control over the placement and timing of projects.
- Permitting requirements are currently not clear and it is likely that developers will be responsible for securing an uncertain number of permits and approvals from many different agencies and stakeholders.
- There is no marine spatial plan to inform site selection or environmental and social impact assessment (ESIA), meaning that developers can make applications for sites anywhere in Colombia's waters, even if these sites are not appropriate or pose high development risks.
- The requirements of an offshore wind ESIA are not yet known (although ANLA is working on these). It will be important for these ESIA requirements to align with those of commercial lenders (who typically require projects to

³³ Lit 21 art 5° y art 166 dec 2324/1984 y art 169 dec 2324/1984 y art 65 dec 2106/2019

meet IFC's Performance Standards) and Good International Industry Practices (GIIP).

- There is currently no strategic plan for transmission grid expansion to connect large-scale offshore wind generation. This will be essential if projects are going to be developed in Colombia's most energetic offshore wind resources off La Guajira, as these are projects will be the lowest-cost options.
- A direct competition for offtake agreements with solar and onshore wind will not be suitable for offshore wind. While offshore wind projects may be price competitive, the tariffs required (particularly for the first projects) are unlikely to be cheaper than solar and onshore wind, so projects would not win an auction. If developers cannot see a commercially viable route to market, they will be unwilling to invest the US\$50 – 100 million in DevEx required before a project is ready to enter a tariff auction.

The most straightforward option to address these issues would be to adapt the current frameworks to best suit offshore wind development. This would imply following a typical two-competition approach, similar to the model used in the UK, for example (see section 10.4). At a high-level, this would require the following steps;

1. UPME undertakes generation planning to determine the practical offshore wind capacity that could be required, and when it could potentially come online.
2. ANLA lead a marine spatial planning exercise to assess areas of environmental and social sensitivity and risk, and identify potentially favorable areas for offshore wind development.
3. UPME, in parallel with ANLA planning, undertakes a strategic grid planning assessment to identify the grid upgrades that would be required, when they would be needed, and their cost.
4. MME publishes offshore wind capacity targets and dates, based on the generation plan, marine spatial planning, and grid planning.
5. MME and DIMAR publish the rules of a seabed lease/concession competition, and a timeline of leasing rounds, appropriately sequenced to deliver MME's capacity targets.
6. ANLA publishes the general terms of reference for an offshore wind ESIA and, ideally, begins strategically gathering baseline data on key environmental receptors identified in the MSP.
7. MME publishes the intention to run offshore wind specific tariff auctions, timed to deliver their target capacities, and stating any floor or ceiling price expectations.

Following the publications in steps 4 – 7, each agency should actively engage with the offshore wind industry to obtain feedback and views. This will help to refine the government's plans and therefore reduce future development risks and costs.

The alternative option is to depart from the current regulatory framework and design a new approach as single competition, similar to the model used in Denmark, for

example (see section 10.4). Steps 1 – 4 would still be required but the subsequent steps would differ and could include the following broad steps;

5. MME, ANLA, and DIMAR define project sites, based on the previous planning activities.
6. MME determines a plan and timetable for competitions to award rights, initial permits, initial grid connection agreements, and in-principle offtake agreements.
7. MME commissions survey and assessment work at the first project sites, including; wind measurements, metocean measurements, seabed surveys, environmental baseline surveys, initial stakeholder engagement, and project concept-level engineering.
8. ANLA undertakes preliminary ESIA for the projects, based on the data and information gathered, and coordinates public and private stakeholder engagement on the ESIA.
9. MME and UPME coordinates grid planning, development and investment plans to ensure that grid can be delivered to match the offshore wind project schedule.
10. MME develops and publishes the rules for the single-competition approach, stating the draft terms of the agreements, the data that will be provided to prospective bidders, the timelines of the competition, any floor or ceiling price expectations, and the steps that a winning developer would need to follow to finalize the permitting process.

This one-competition approach would be considerably more demanding on the government. Step 7, for example, would likely cost in excess of US\$20 million and take 3 years to complete. This approach would, however, provide the government with far more precise control over the scale, location, and timing of projects, giving more certainty that capacity targets would be met.

Regardless of which approach is taken, to exploit Colombia's lowest cost offshore wind resources, it will be essential for the government to have some control over the location and timing of developments, so that grid connections can be planned strategically.

11 FINANCIAL AND ECONOMIC ANALYSES

11.1 Levelized cost of energy (LCoE) estimation for offshore wind in Colombia

This section outlines the results of an LCoE assessment of the “Low” and “High” scenarios outlined in Section 3.

11.1.1 Overall Approach & Modelled Cases

The “Low” and “High” scenarios were modelled based on an individual, bottom-up LCoE assessment of each of the interest areas discussed in Section 4. For each of the periods 2030, 2040, and 2050, a selection of 8-12 project sites and sizes were evaluated across a set of 12 different sensitivity cases.

From a total of over 300 individually modelled project permutations, results were grouped according to their foundation design (fixed versus floating) and COD (Commercial Operations Date) year. To develop our low and high buildout cases, projects were sorted to ensure the largest reasonable project sizes were included in each buildout scenario to provide a robust distribution of results.

11.1.2 Modelling Methodology

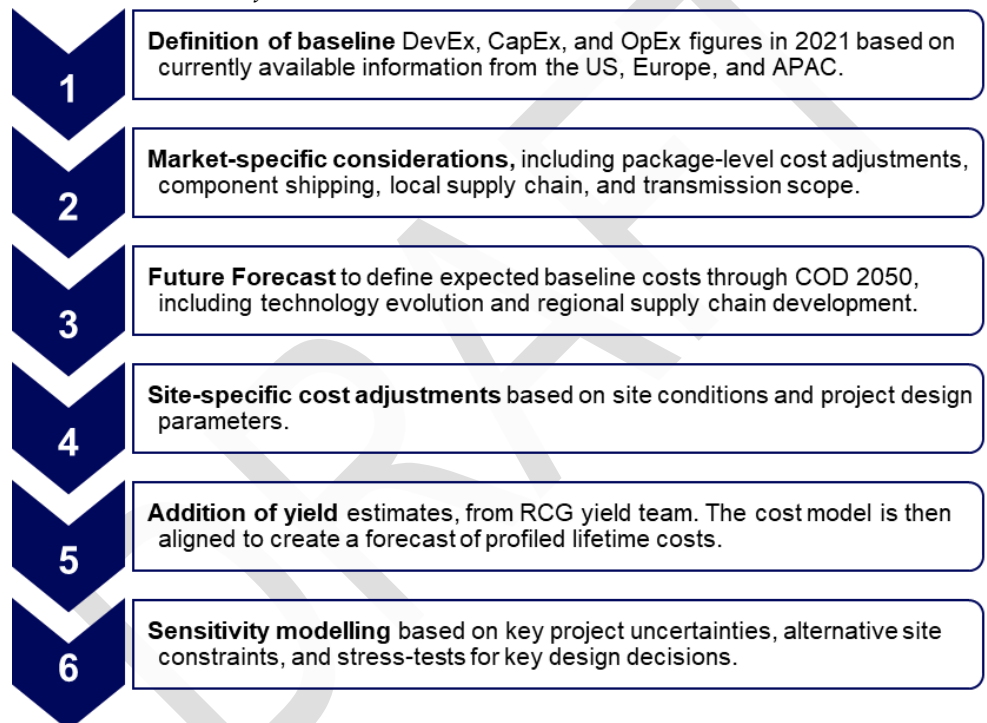
RCG’s modelling methodology focuses on creating a robust technical estimate of LCoE. Due to the maturity of the offshore wind industry in Europe, RCG’s global cost baseline is formulated on the basis of a European offshore wind farm in typical ‘North Sea’ conditions built in 2021 (i.e., soils suitable for monopiles and jackets with pin piles, and relatively calm metocean conditions).

This baseline is then projected forward to accommodate the market and technology trends key to the cost landscape at the COD (Commercial Operations Date). This incorporates expected technology advancements and supply chain maturity regionally.

Following cost baseline adjustments, a basic desktop energy yield assessment was conducted for the areas of interest discussed in Section 4. This yield assessment relied upon publicly available modelled wind speed data from the Global Wind Atlas and estimates of wakes and losses.

Turbine selection is a critical part of both cost and yield estimation, with specific power curves used wherever available to provide the most accurate estimates of yield and net capacity factor. Increasing turbine capacities were utilized ranging from 15 to 25MW over the 2030-2050 analysis period. All results in the analysis are presented in real 2021 values.

Exhibit 94 LCoE Workflow



Source: RCG

11.1.2.1 Input Assumptions

All modelled cases assume the following baseline inputs:

- 8% WACC for fixed-foundation offshore wind, 10% WACC for floating through 2030 before reducing to 8%
- 30-year project life
- 500 MW maximum AC circuit size

Transmission CapEx is considered for the offshore export cables and substations. Notable exclusions from this assessment include:

- All onshore transmission upgrade costs
- Grid tariffs as applicable
- Geotechnical and geophysical conditions, due to a lack of high-quality data.
- Cost premiums due to local content investments or commitments.
- Port upgrade fees or unique facility set-up costs.
- Due to the lack of actual deployment of offshore wind in the Colombian market, all new-market premiums applied reflect RCG's experience from other new markets such as the US and Taiwan.
- CapEx and OpEx figures assume primarily foreign-supplied components and shipping distances for component supply to Colombia are calculated from major European ports.

Exhibit 95 Key Assumptions

Parameter	Application	Description
Project capacity	Project-specific	For the high buildout case, a range of project sizes were calculated up to the total target capacity for that decade. For the low buildout case, large projects were excluded so as to only assess the range of costs across projects sizes that fit within the buildout target. For example, the high buildout 2030 case includes project sizes of up to 1000 MW, while the low buildout case is capped at 200 MW.
Water depth	Project-specific	Modelling a range of sizes was considered prudent given the sensitivity of offshore wind LCoE to scale effects. RCG accounts for scale-effects with package-level economies of scale factors based on the number of units installed. Mean water depths have been measured based on bathymetry GIS data.
Foundation concept	Project-specific	The fixed-bottom (FX) sites have been assessed assuming monopile foundations. Costs account for turbine size, average site depth, and future innovation and cost efficiencies expected in the market. Floating sites (FL) have been assessed assuming currently deployed floating platform technology. Costs account for turbine size, average site depth, and future innovation and cost efficiencies expected in the market.
Construction port	Project-specific	Preliminary analysis of the most suitable construction ports is included, and likely vessel route distances measured for input to the model. In some cases, upgrades may be required to these construction ports before they are viable, however these risks have been considered in the risk assessment and have not been factored into the LCoE analysis at this time.
Installation vessel	General	It is assumed that European turbine and foundation installation vessels will be utilized for all sites. Shipping distances account for the trans-Atlantic mobilization required and these costs are differentiated according to the known distances.
Export cable length	Project-specific	Representative cable routes have been measured for onshore and offshore distances to the nearest suitable substation. Costs account for high-level GIS routing, but no adjustments have been made to account for ground conditions due to the lack of high-quality spatial data.

Turbine size	General	15 MW has been assumed for all sites with COD 2030, 20 MW turbines for 2040, and 25 MW turbines for 2050.
COD Year	General	COD years are pegged to the buildout scenarios (e.g. 2030, 2040, 2050). These COD inputs direct a set of global cost reduction scenarios that underpin RCG's LCOE model, assessed individually on a package-cost level.
Project life	General	30 years has been assumed for all sites.
Other transmission	General	AC circuits are assumed for most projects, capped at a 500 MW circuit cut-off size (based on estimated technology progression and to remove potential bias for any borderline projects like SE1). TUST grid tariffs are based on POI.
WACC	General	We have assumed a WACC of 10% for floating wind at the 2030 period and 8% for fixed, reducing both to 8% for the 2040 and 2050 periods, to reflect a nominal increase in technology risk premium between the two technologies.

Source: RCG-ERM, 2021

Exhibit 96 provides an overview of the general drivers that affect LCOE.

Exhibit 96 List of key LCOE drivers

LCOE Driver	Description
Economies of scale	Greater economies of scale (i.e. larger project capacities e.g. 1GW+) help reduce costs by making processes more efficient across fabrication, construction, and operations and maintenance.
Supply chain	Access to an adequate and capable supply chain is an important factor in reducing LCOE, in particular, the ability to create a market of suppliers to reduce costs by maximizing the ability of supply chain partners to deliver.
Optimization of site conditions	High wind speeds, lower water depths, and favorable ground conditions all contribute to reducing LCOE significantly; in addition a developer's experience with certain site conditions will also impact their particular ability to optimize project LCOE.
Market competitiveness	Competition between developers encourages innovation and adaptation to reduce LCOE and ultimately win the ability to deliver their projects through competitive processes.
Technology improvements	Technology improvements such as larger wind turbines and improvements in foundation design can significantly reduce LCOE; developers have a good sense of the future changes in technology.
Increased capacity factor	One of the single biggest influences on LCOE; the higher the capacity factor, the more electricity generated and thus the lower the LCOE, even after considering potential increased O&M costs.
Cost of transmission assets	Distance from shore is a key driver in LCOE due to the impact of cost of installing export cables for each project. Where costs could be shared between projects due to strategic offshore transmission/grid design, LCOE would be reduced.
Cost of delay to transmission asset build	In the event of any delays to the construction of the transmission assets, costs would be incurred particularly due to degrading assets as well as compensation payments that would need to be made for lost revenue.

Source: RCG analysis

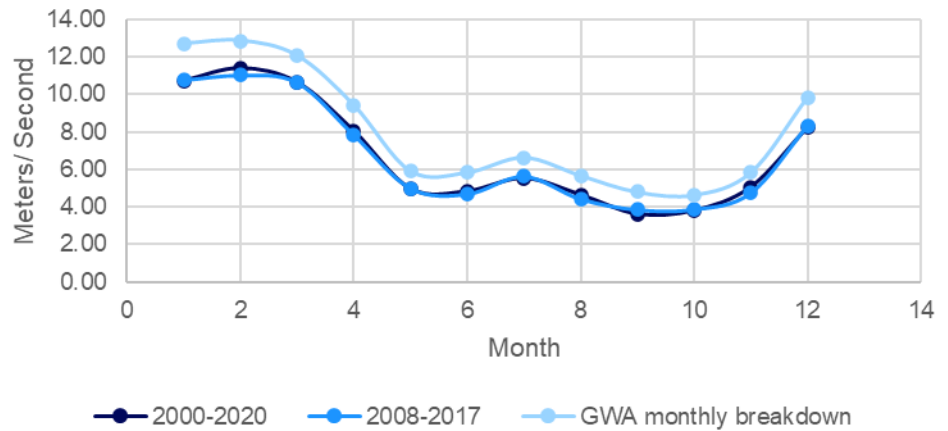
11.1.2.2 Representative Energy Yield Profiles

Colombia has a world class offshore wind resource, with P50 net capacity factor (NCF) values, particularly in the Eastern Zone around Guajira, substantially above what is typically observed in leading offshore wind markets including the UK and US. Such high NCF values contribute to reducing the cost of delivered energy and delivering high volumes across the year. This section provides a view of representative monthly wind speeds across the studied regions and for both fixed and floating foundation areas.

Representative NCFs by Zone (including fixed and floating):

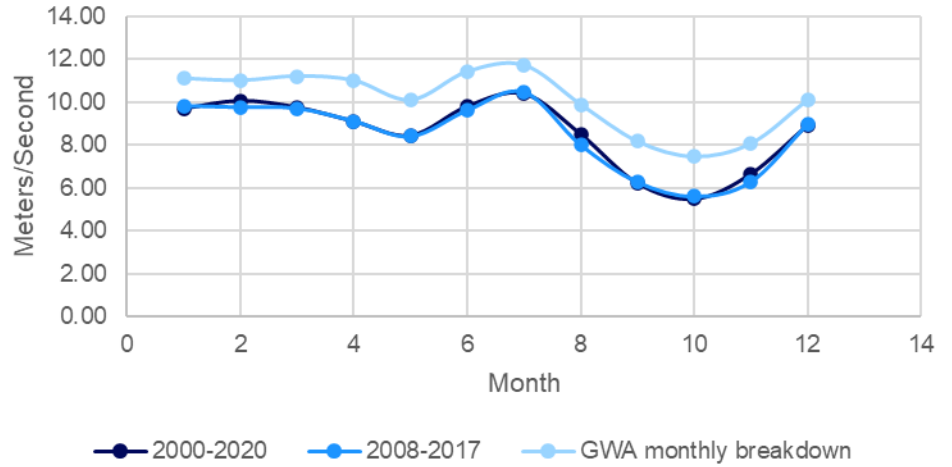
- West: 37.5% to 48% (Note: in the west zone, fixed-foundation NCFs are expected at very bottom of this range depending on siting and for exploration zones modelled; high end represents floating. This difference is not as substantial in the other zones.)
- Central: 52% to 65.5%
- East: 67.5% to 69.5%

Exhibit 97 Representative Monthly Average Wind Speed – West Zone Fixed Foundation



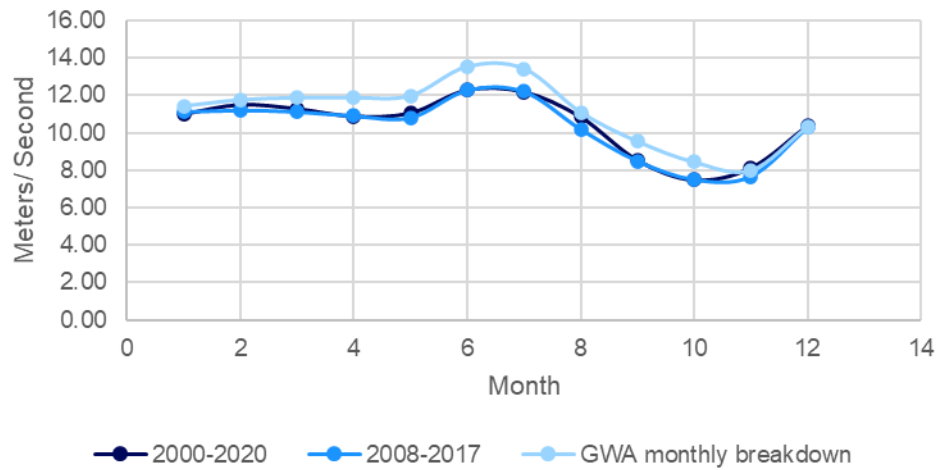
Source: RCG Analysis, Global Wind Atlas

Exhibit 98 Representative Monthly Average Wind Speed – Central Zone Fixed Foundation



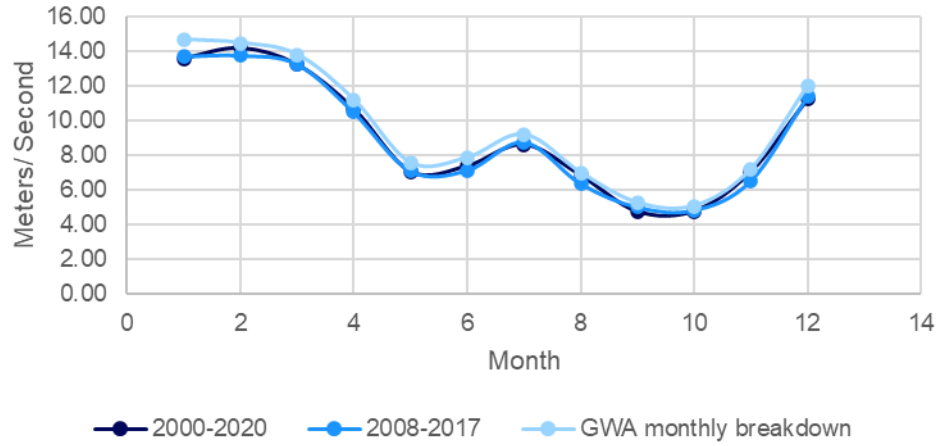
Source: RCG Analysis, Global Wind Atlas

Exhibit 99 Representative Monthly Average Wind Speed – East Zone Fixed Foundation



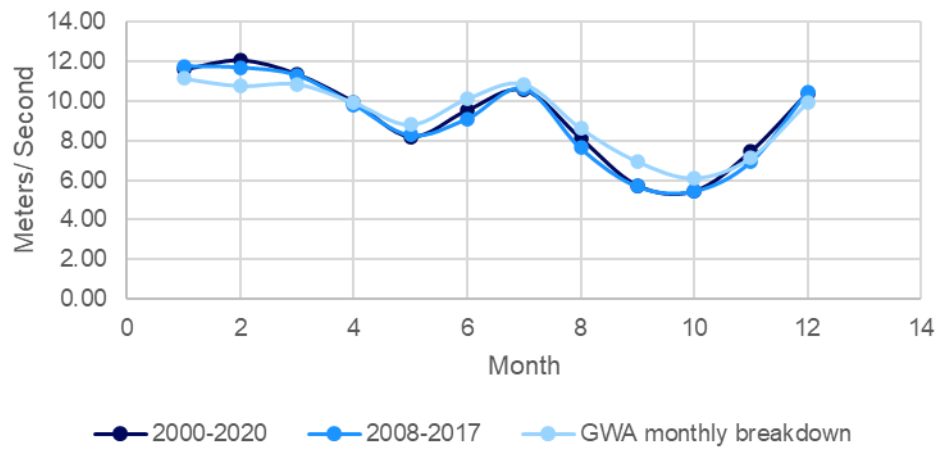
Source: RCG Analysis, Global Wind Atlas

Exhibit 100 Representative Monthly Average Wind Speed – West Zone Floating Foundation



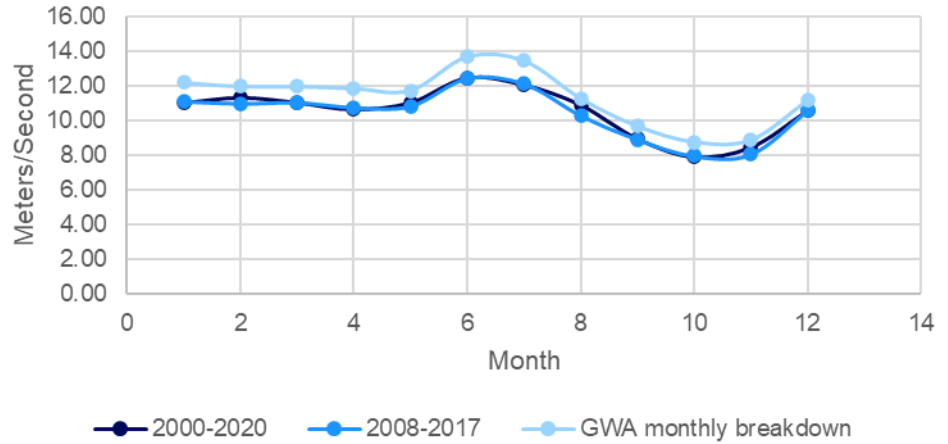
Source: RCG Analysis, Global Wind Atlas

Exhibit 101 Representative Monthly Average Wind Speed – Central Zone Floating Foundation



Source: RCG Analysis, Global Wind Atlas

Exhibit 102 Representative Monthly Average Wind Speed – East Zone Floating Foundation



Source: RCG Analysis, Global Wind Atlas

11.1.2.3 Representative Capex/Opex Costs

Below table shows indicative Capex/Opex cost ranges for modelled exploration zones. Capex and Opex costs were calculated at the exploration zone level, and as described above, for each of the periods 2030, 2040, and 2050, a selection of 8-12 project sites and sizes were evaluated across a set of 12 different sensitivity cases.

From a total of over 300 individually modelled project permutations, results were grouped according to their foundation design (fixed versus floating) and COD year to provide a robust distribution of results.

As such, values below represent indicative ranges for the exploration zones. Individual project zones will vary and require independent characterization.

Exhibit 103 Fixed Foundation Offshore Wind, 200-1000MW Project Size, USD \$2021 Estimates

Cost Category	Unit	West (2030 COD, 15MW WTG)	Central (2040 COD, 20 MW WTG)	East (2050 COD, 25 MW WTG)
Capex	k/MW	3,000 - 4,500	2,800 - 4,300	2,500 - 3,000
Generation OpEx Y1-Y5	k/MW annually	33 - 37	28 - 30	23 - 24
Generation OpEx Y6-Y15	k/MW annually	37 - 41	31 - 34	25 - 28

Generation OpEx Y16+	k/MW annually	29 - 32	24 - 26	20 - 21
Offshore Transmission OpEx Y1-Y5	k/MW annually	2 - 5	2 - 4	1 - 2
Offshore Transmission OpEx Y6-Y15	k/MW annually	2 - 6	2 - 5	2 - 2
Offshore Transmission OpEx Y16+	k/MW annually	2 - 6	2 - 5	2 - 2
Nontechnical OpEx	k/MW annual avg	3 - 4	3 - 3	2 - 3

Source: RCG Analysis

Exhibit 104 Floating Foundation Offshore Wind, 200-1000MW Project Size, USD \$2021 Estimates

Cost Category	Unit	West (2030 COD, 15MW WTG)	Central (2040 COD, 20 MW WTG)	East (2050 COD, 25 MW WTG)
Capex	k/MW	4,000 - 5,500	3,700 - 4,500	3,000 - 3,500
Generation OpEx Y1-Y5	k/MW annually	36 - 40	29 - 33	23 - 26
Generation OpEx Y6-Y15	k/MW annually	41 - 46	33 - 37	27 - 30
Generation OpEx Y16+	k/MW annually	32 - 36	26 - 29	21 - 24
Offshore Transmission OpEx Y1-Y5	k/MW annually	2 - 5	2 - 4	2 - 2
Offshore Transmission OpEx Y6-Y15	k/MW annually	2 - 6	2 - 4	2 - 2
Offshore Transmission OpEx Y16+	k/MW annually	2 - 6	2 - 4	2 - 2
Nontechnical OpEx	k/MW annual avg	4 - 4	3 - 3	2 - 3

Source: RCG Analysis

11.1.3 Results (*All Figures Estimated \$2021*)

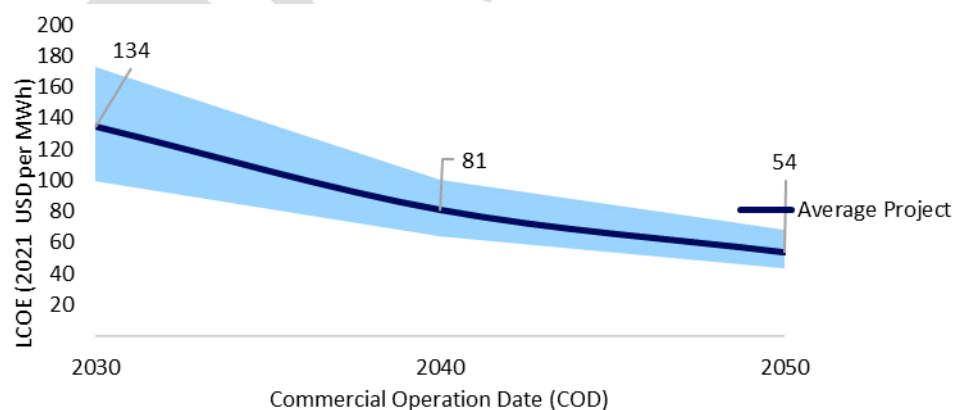
Please note that the following results are specifically modelled representations of the cases outlined in Section 2.

In the Low and High cases respectively, as shown in the below exhibits, the central LCoE ranges from \$134 USD - \$124 USD in 2030 to \$54 - \$52 USD in 2050. The High deployment case reflects larger constituent project sizes (capacity volumes), which achieves scale economy benefits that cannot be achieved in the Low scenario. Many costs associated with installation have substantial fixed or nearly fixed components (such as cost of vessel transit time) that are more economically afforded by larger projects. Local project development services are another example – investments in this category can be similar whether a project is 200MW or 500MW, for example.

By 2040, LCoE in both the Low and High case respectively drops significantly, to \$81 USD and \$73 USD respectively, reflecting reduction in new market premiums, global cost reductions, and development of potential areas in the Central Zone with improved wind resource by comparison to the West Zone.

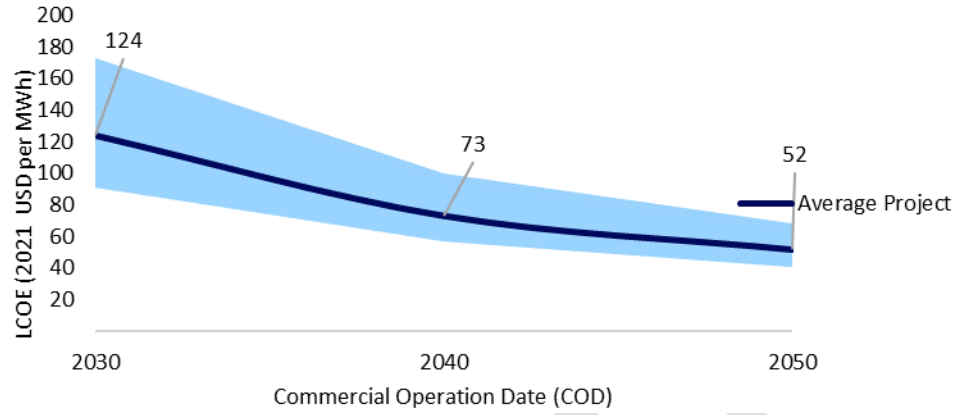
By 2050, LCoE in both the Low and High case respectively drops to \$54 and \$52, reflecting reduction in new market premiums, global cost reductions, and development of potential areas in the East Zone with improved wind resource by comparison to the West and Central Zones.

Exhibit 105 Fixed Foundation Offshore Wind LCoE - Low Case



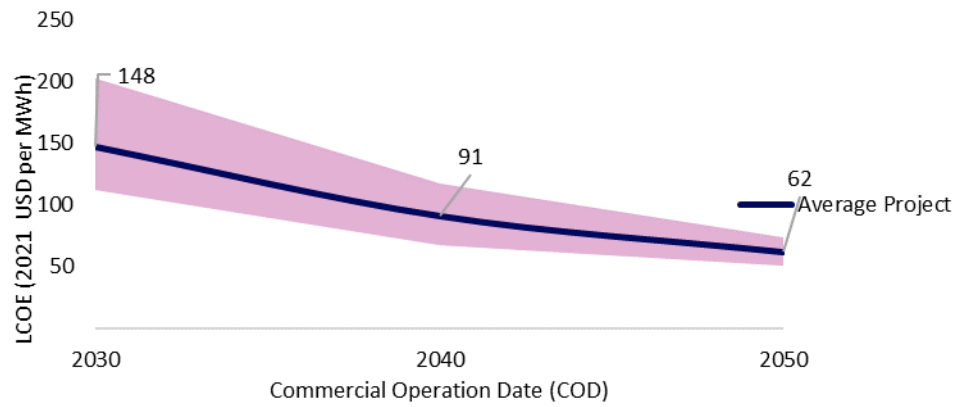
Source: RCG Analysis

Exhibit 106 Fixed Foundation Offshore Wind LCoE - High Case



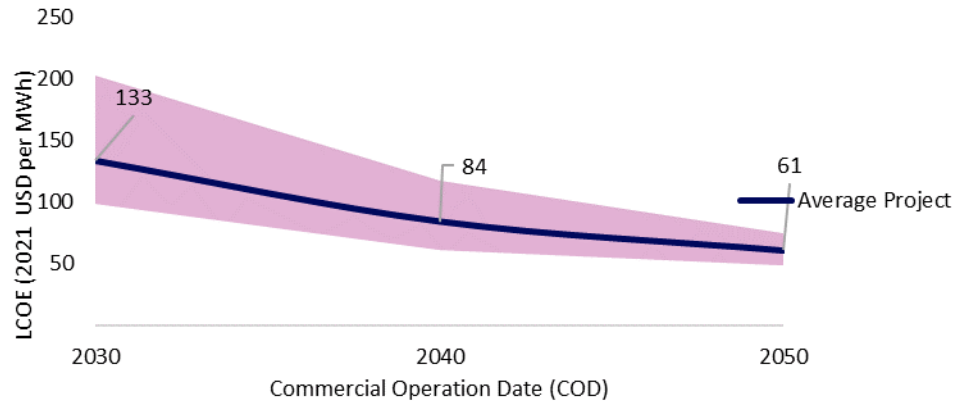
Source: RCG Analysis

Exhibit 107 Floating Foundation Offshore Wind LCoE - Low Case



Source: RCG Analysis

Exhibit 108 Floating Foundation Offshore Wind LCoE – High Case

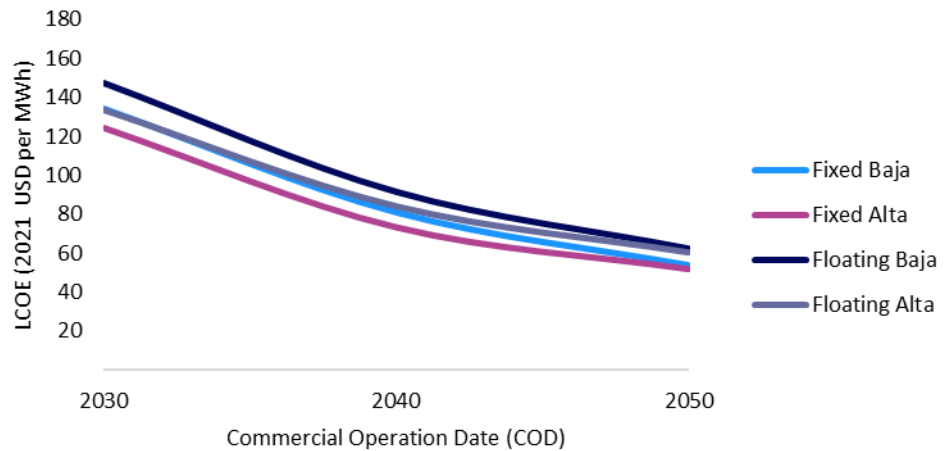


Source: RCG Analysis

Exhibit 109 presents a comparison of Fixed and Floating offshore wind LCoE. For both technologies we forecast significant cost reduction over the 2030-2050 period as new market premiums, global costs, and project economics and site conditions improve over time in the analyzed scenarios (as sites in the Central and Eastern Zones are unlocked through further investments in onshore transmission).

The premium for floating wind is in the +10-20% range over the period of 2030-2050, with greater divergence in the later forecast periods as Eastern fixed foundation zones are unlocked in the High scenario that have exceptional yield. In Western and Central zones, but particularly in the Western zone, which is the assumed procurement region for the 2030 period due to transmission constraints, the floating wind premium is less than in future decades due to the superior relative yield performance of floating vs. fixed sites in this zone.

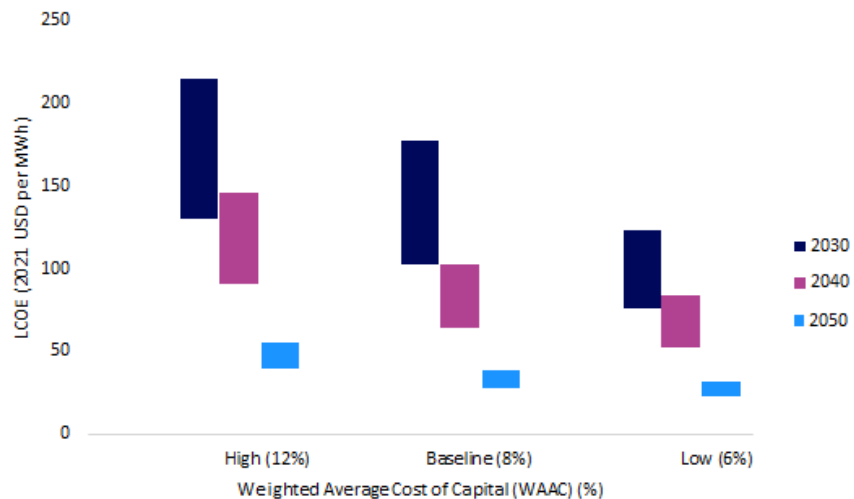
Exhibit 109 Fixed vs. Floating Offshore Wind



Source: RCG Analysis

Project sponsor weighted average cost of capital has a significant influence on LCOE and is an important area to manage through a variety of tools to minimize risk for the debt and equity investors. Exhibit 110 presents the distribution of LCOE outcomes across the 2030-2050 periods depending on the underlying WACC assumption. We selected 8% as a baseline WACC, and have presented 6% as a low WACC case and demonstrated the impact a high WACC of up to 12% can have on project LCOE.

Exhibit 110 WACC Sensitivity



Source: RCG Analysis

11.1.3.1 Local Content and LCoE

The LCoE forecast does not consider any adjustments due to potential supply of major local components (such as under the high growth, high local content scenario) and assumes the major components are imported. While select large components, such as foundations, can under certain circumstances present LCoE advantages with local supply, developing this capacity requires up-front capacity building investments that may negate any LCoE benefit. Based on analysis in other markets, it is expected that increasing shares of local content as envisioned in the high growth, high local content scenario generally is not expected to alter LCoE beyond the uncertainty range presented, though it will increase local capture of gross economic output.

11.1.3.2 Sensitivity: West vs. East Projects at 1 GW Size

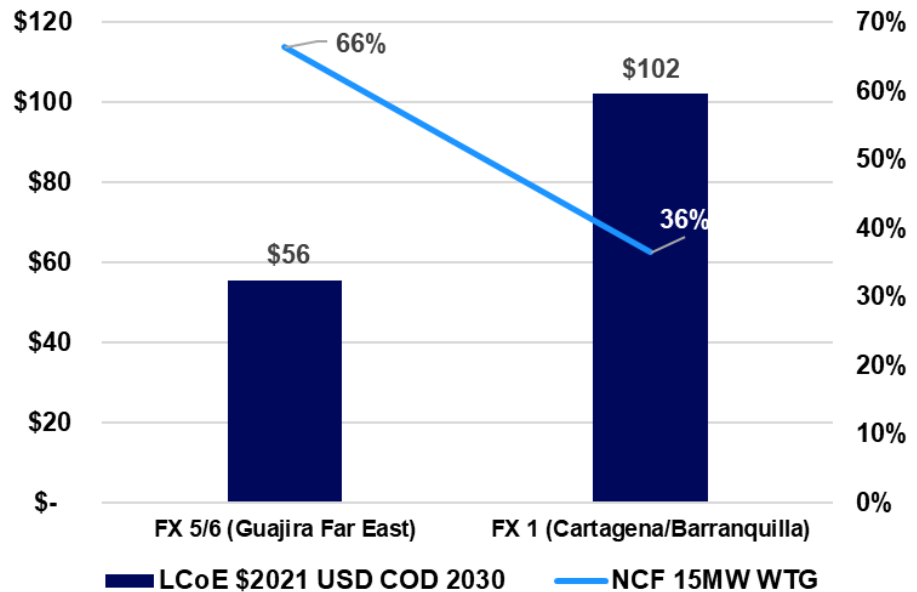
One of the key reasons for a high LCoE in the preceding subsections for COD 2030 projects is that under both the high and low scenarios initial projects are cited closer to load (e.g. Cartagena/Barranquilla) and at smaller overall capacity levels to avoid the need for major transmission upgrades. In this sensitivity, we control both the COD year and capacity size to create a direct comparison of approximate LCoE between western and eastern (Guajira) projects, effectively removing consideration of transmission capacity as a key constraint.

The fundamental assumptions for this sensitivity are as follows:

- 2030 COD
- 1GW project size, fixed foundation, 15MW WTG
- 8% WACC (equivalent to past cases)
- Capex/Opex is characterized bottom-up at the project level using actual estimated POIs for cable distances, calculated vessel transits, and all site-specific factors known such as depth etc., within previously stated ranges.

As can be observed in Exhibit 111, NCF is the primary driver in this sensitivity given in this case we are evaluating same sized 1GW projects and controlling for scale economy benefits, as well as equalizing COD year and turbine size. Within the context of typical current and expected future global NCF performance levels, the NCF is *significantly* higher in the far east of Guajira than at locations near Cartagena. This has a material impact on LCoE as also evident in Exhibit 111. It should be reemphasized however that this analysis excludes the cost of onshore transmission, a significant cost and limitation for projects in the Guajira region that will need to be further evaluated beyond this roadmap study.

Exhibit 111 East vs. West Sensitivity for 1GW Project, COD 2030, 15MW WTG, does not include cost of onshore transmission



Source: RCG Analysis

11.2 Economic benefits and jobs initial estimation

11.2.1 Purpose

This section provides an overview of potential ranges of jobs and direct gross economic output for representative offshore wind projects that make up the presented capacity deployment scenarios. As discussed in this section, estimates at this stage are highly uncertain, guidance oriented, and do not replace a project-specific, bottom-up appraisal.

11.2.2 Methodology

11.2.2.1 Local Content Estimation

To assess the share of local content, the project team referred to the Supply Chain analysis Readiness Assessment and made projections about local content across the various supply chain segments under the high and low market growth scenarios. The results are shown in Exhibit 112.

Exhibit 112 Projected share of local content

	Low Growth Scenario			High Growth Scenario		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Capacity Installed (Cumulative MW)	200	500	1,500	1,000	3,000	9,000
Project Development Services	30%	50%	50%	30%	70%	70%
Turbine - Nacelle	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Turbine - Blades	0%	0%	0%	0%	25%	25%
Turbine - Towers	0%	0%	0%	0%	25%	25%
Foundations*	0%	0%	0%	0%	25%	25%
Subsea Cables	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Installation	5%	5%	5%	5%	10%	20%
Operations and Maintenance	70%	70%	70%	70%	70%	90%

* Foundations include primary and secondary steel, as well as transition pieces

Source: Author's analysis

Colombia is a relatively isolated geographic market for offshore wind presently. Limited export opportunities to neighboring markets may thus reduce the economic case to invest in the local supply chain for major components. Accordingly, local content will be highly dependent on the outlook for domestic market growth.

- Under a **low growth, low local content scenario**, local content would most likely be derived almost exclusively from local project development services, offshore installation support (such as tugboats and barges), and operations and maintenance. Even in a long-term scenario, the market volume is unlikely to justify investments in component manufacturing.
- In the **high growth, high local content scenario**, where the local market reaches several gigawatts in size, with sufficient government incentives, it is possible that major components, including turbines and foundation components could be manufactured in Colombia. We have modeled the high deployment case to resemble a 'high local content' case, but note that it may be possible for the high deployment case to be delivered with low relative amounts of local content and all imported components with minimal impact on overall LCoE.

Local Content Categories

Below is a brief summary of local content assessment by category:

- Project development services: Capacity building in the short and medium-term will help to localize project development services, and we anticipate a relatively large share in local content for project development services in the long-term, both in a low growth and a high growth scenario.

- Turbine components: in a low-growth scenario, investment in specialized facilities for nacelles, blades, and towers are unlikely. However, if the market volume progresses towards several gigawatts of planned offshore wind capacity, we anticipate the potential of some specialized facilities.
- Foundations: the share of local content in manufacturing foundations considers the primary structure as well as secondary steel and transition pieces. In a low growth scenario, all foundation and foundation components will likely be imported from facilities abroad that have serial manufacturing capabilities customized toward offshore wind foundations (e.g. large monopile rolling facilities). In the long-term however, under a high growth scenario, it can be anticipated that secondary steel and fittings, as well as potentially transitions pieces and one-off foundations for offshore substation topsides, may be procured and manufactured locally.
- Subsea Cables: Subsea transmission cables are highly specialized and require dedicated facilities. Although there exists capabilities in parallel sectors in Colombia, the ease of importing this component and the relatively low benefit on project economics to source locally rather than import suggests that subsea cables will continue to be imported.
- Installation: Local content in installation considers the deployment of local vessels and crews to support offshore construction. This would likely include the use of local vessel fleets including tugs and flat bottom barges. It is assumed that Special Purpose Installation Vessels will continue to come from abroad.
- Operations and Maintenance: Routine O&M activities will be undertaken by local staff, with capacity building taking place in an early stage in the market. Under a high growth scenario, where the market reaches maturity, we anticipate nearly all O&M operations to use primarily local content.

11.2.2.2 Direct & Indirect Job Creation Estimation

Uncertainty

Forecasting the quantity of jobs created by an offshore wind project is highly uncertain and influenced by a wide range of factors including the specific location and development plan for individual projects, the technology and contractors utilized, and any program design or procurement requirements established by the government or purchasing entity. As a result, *values presented in this section are merely reference grade, based on secondary research from past projects in other markets, and do not substitute for an estimate prepared at the project-level by a project developer/sponsor, based on a specific project design.* This roadmap report, by virtue of assessing a wide variety of offshore wind areas and considering different

technologies, time periods, and local content approaches, necessarily carries very high uncertainty with respect to estimates of gross direct and indirect job creation in Colombia.

Approach

The project team conducted a desktop literature review to identify peer-reviewed articles and industry accepted analyses of the job-years generated per MW of offshore wind capacity installed. Figures vary based on differences in methodological approaches as well as in-country factors such as labor intensity metrics assumed; however, recent studies have been able to offer accepted general figures for job-years created per installed capacity. The result is typically displayed as Full Time Employee Years (FTE) / MW. **One FTE year is equal to one full-time job for one year.**

The results of jobs creation per MW installed for wind energy have been summarized in a 2019 peer-reviewed scientific publication, *Wind Power and Job Creation*.³⁴ Among the relevant regional results the project team drew from in the literature review, Simas and Pacca³⁵ found that the (onshore wind) job potential in Brazil corresponds to 13.5 persons-year equivalent for each MW installed between manufacture and first year of operation of a wind power plant. Offshore wind has been found to have the potential to contribute more jobs per MW installed than onshore wind, due to the fact that offshore wind farms have a higher average investment cost than onshore wind farms - and overall jobs creation is typically tied to investment level.³⁶

The International Renewable Energy Agency (IRENA) has found that a 500 MW offshore wind installation would generation 10,000 FTE years, or approximately 20 FTE years per installed megawatt. It should be noted that these figures include both Direct and Indirect jobs creation, as defined below:

- **Direct jobs** include manufacturing of key components, power plant construction, and operation and maintenance (O&M)
- **Indirect jobs** are related to the supply and support of the wind-power industry at a secondary level.

³⁴ Aldieri, Luigi, Grafstom, Sundström, Kristoffer, and Paolo Vinci, Concetto. Wind Power and Job Creation. Sustainability 2020, 12, 45; doi:10.3390/su12010045

³⁵ Simas, M.; Pacca, S. Assessing employment in renewable energy technologies: A case study for wind power in Brazil. Renew. Sustain. Energy Rev. 2014, 31, 83–90 (Cross Referenced)

³⁶ Bilgili, M.; Yasar, A.; Simsek, E. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. Renew. Sustain. Energy Rev. 2011, 15, 905–915

- **Induced jobs** are jobs created from economic impact of a particular industry or sector; for example, those created by expenditures of employees in that sector. (Induced jobs are excluded from this analysis)

Based on the literature review, we estimated FTE-years / MW for offshore wind in general, and furthermore distribute that figure across the various segments of offshore wind development, including project development, construction, installation and operations and maintenance, including scalar efficiencies.

11.2.2.3 Direct Economic Impacts – Gross Economic Output in Colombia from Capital and Operating Expenditures

Uncertainty

Similar to estimating job creation, forecasting economic impacts from offshore wind spending, even at the direct level, is highly uncertain and unique to individual project locations, methods, contracting strategies, local content, experience, and wide variety of other factors. This roadmap report, by virtue of assessing a wide variety of offshore wind areas and considering different technologies, time periods, and local content approaches, necessarily carries high uncertainty with respect to estimates of gross economic output in Colombia.

Approach

In this section we have focused on the direct, gross economic output of the low growth, low local content and high growth, high local content scenarios outlined above. Estimates of development, capital, and operating expenditures for representative projects were derived from RCG's proprietary LCoE model and sized according to the same capacity scenarios outlined in Section 2.

Following estimation of development, capital, and operating expenditures for the forecast capacity scenarios, total project spending was discounted according to the local content multipliers outlined in Section 11.2.2.1 to estimate the direct, gross economic output that could be realized locally in Colombia under the respective capacity growth pathways and local content scenarios. Results are shown in the next section.

11.2.3 Results

11.2.3.1 Estimated FTE-Years & Gross Economic Output in Colombia

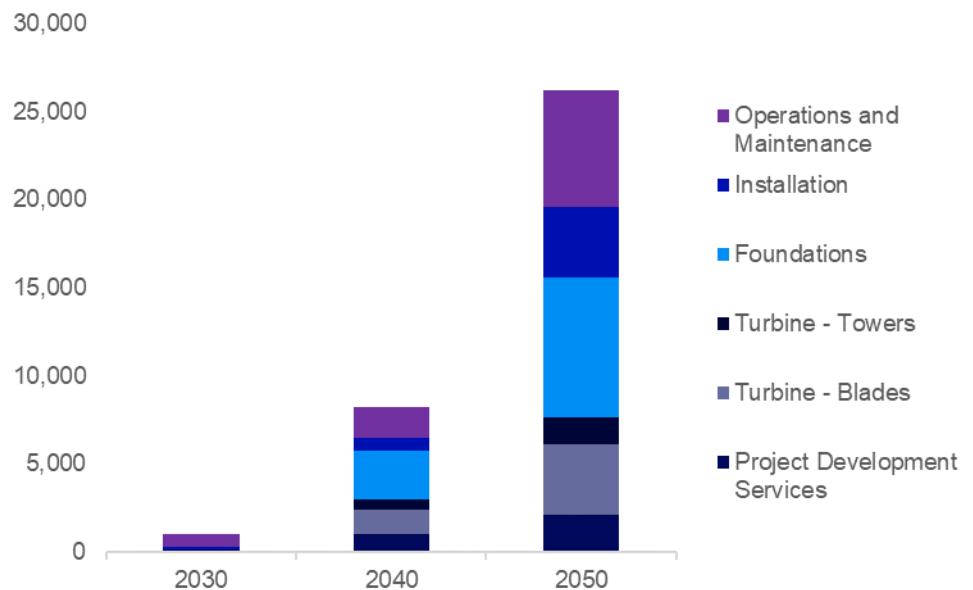
Note: all estimates in this section represent cumulative totals in the year listed.

High Growth, High Local Content Scenario

Exhibit 113 shows the Colombian annual FTE years of employment and gross economic output estimated to be created by offshore wind under the cumulative market volumes in the high growth scenario. The analysis estimates an impact of ~1,000 FTE years by 2030, ~8,000 FTE years by 2040, and increasing to ~26,000 in 2050 as significant additional capacity is developed in the final decade. For gross economic output in Colombia, the analysis estimates ~\$100 Million USD \$2021 by 2030, ~\$1 Billion USD \$2021 by 2040, and ~\$3 Billion USD \$2021 by 2050.

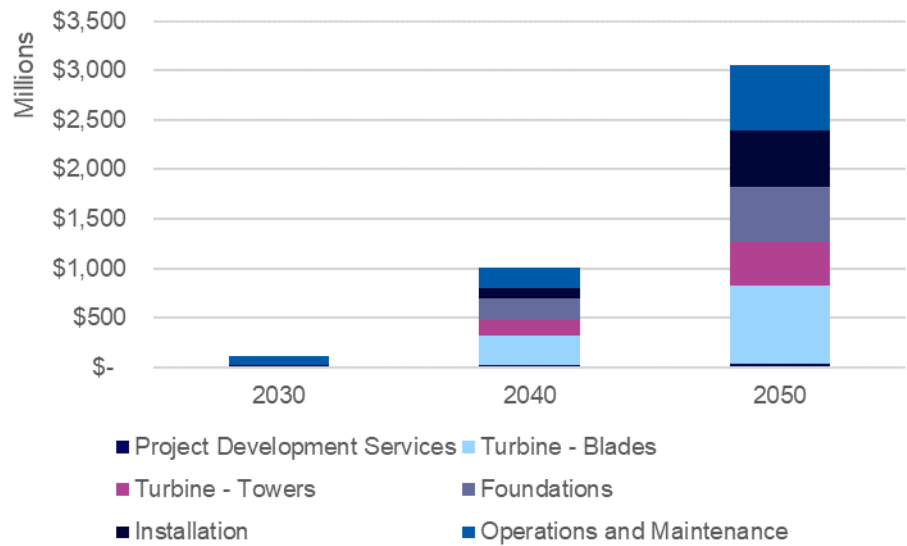
In the high-growth scenario, *select proportions of* project development services, installation services, partial local supply of components including foundations (primarily secondary steel structures), blades, towers, and operations and maintenance all contribute to local content and FTE-years. As discussed above, the high capacity growth scenario does not in itself necessitate significantly greater shares of local supply for major components – achieving such an outcome may require encouragement through prescriptive procurement policies and/or other developments outside of Colombia’s control, such as development of offshore wind markets in nearby countries in Central and South America.

Exhibit 113 FTE-years in High Growth, High Local Content Scenario



Source: RCG analysis

Exhibit 114 Direct Local Spending – High Growth, High Local Content Scenario



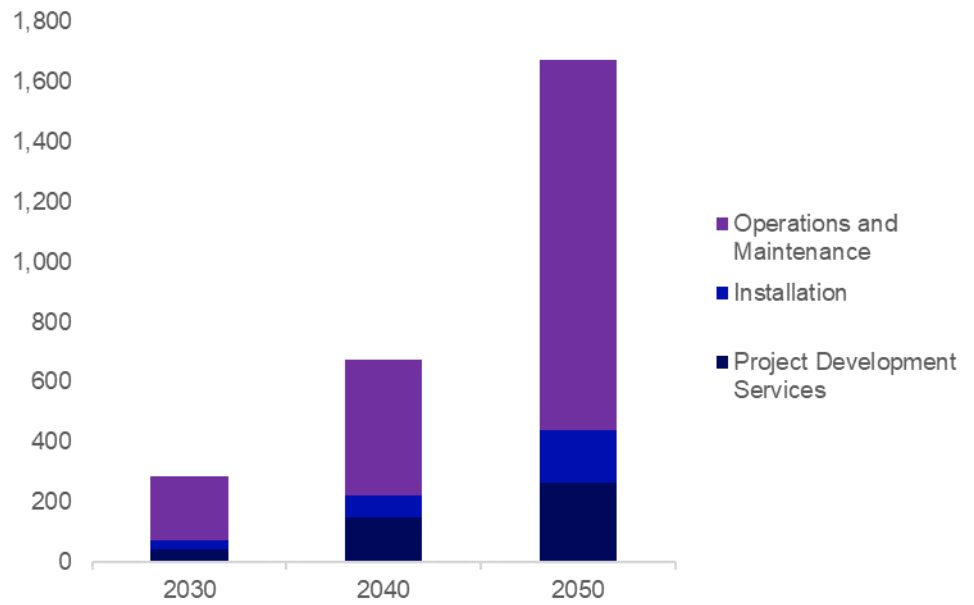
Source: RCG analysis

Low Growth, Low Local Content Scenario

Exhibit 115 shows the Colombian annual FTE years of employment and gross economic output estimated to be created by offshore wind under the cumulative market volumes in the low growth scenario. The analysis estimates an impact of ~300 FTE years by 2030, ~700 FTE years by 2040, and increasing to ~1,500 in 2050 as additional capacity is developed in the final decade. For gross economic output in Colombia the analysis estimates ~\$25 Million USD \$2021 by 2030, ~\$60 Million USD \$2021 by 2040, and ~\$130 Million USD \$2021 by 2050.

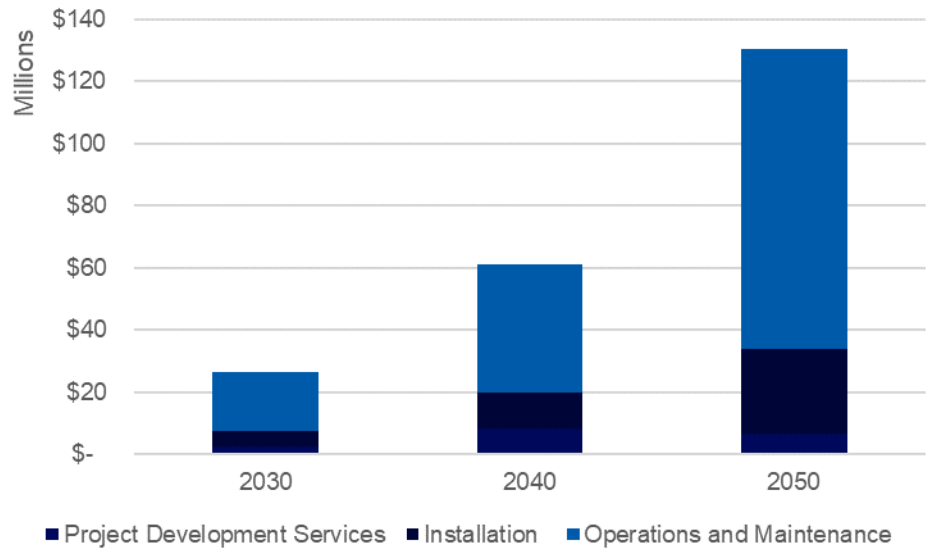
In the low-growth scenario, *select proportions of* project development services, installation services, and operations and maintenance all contribute to local content and FTE-years. The results of the low growth scenario consider aspects of project development, construction, and operations that generally are localized regardless of specific preferential policy or prescriptive requirements.

Exhibit 115 FTE-years in Low Growth, Low Local Content Scenario



Source: RCG Analysis

Exhibit 116 Direct Local Spending - Low Growth, Low Local Content Scenario



Source: RCG analysis

11.3 Bankability of Offshore Wind Projects

11.3.1 Purpose

The purpose of this section is to discuss elements that impact the bankability of offshore wind projects, including the cost of capital, debt financing, and investor appetite.

11.3.2 Method

This section was directly adapted from previous World Bank Offshore Wind Roadmap studies that are relevant to all global markets, as well as local sources and stakeholder feedback.

11.3.3 Results

11.3.3.1 Bankability and international financing

Offshore projects represent significant capital investments. For many emerging offshore markets, the first offshore projects will seek a mix of local and international lending. For debt financing, local banks can provide local knowledge and manage cash flows in the local currency. International banks, on the other hand, provide knowledge of offshore wind projects, provide risk mitigation and lending at favorable rates. The bankability of offshore wind projects – i.e., the willingness of banks to provide the necessary lending - depends on many factors. Banks have to assess the track record of the developer, the political and regulatory stability over the lifetime of the project, risk allocation and risk management, the business case of the project and ensure that projects are fully aligned with international standards and best practices and comply with national regulations. Some of the main considerations for bankability are described below.

11.3.3.2 Developer track record

The complexity and scale of offshore wind projects is greater than onshore wind. As such, banks will favor experienced international developers for developments, including demonstration and pilot projects. However, over time, collaboration between international and national developers can also help transfer the necessary knowledge and experience to the local developers, particularly to those who gain experience with onshore wind projects in Colombia.

11.3.3.3 Political and regulatory stability

As previously discussed, among the risks considered when new national markets are opening up for offshore wind is the possibility that government support will be inconstant across political divisions, raising the prospect that investments towards construction could be later invalidated by a regulatory proceeding under a new government. The risk of major reversals of policy must be considered for projects spanning decades. It is reasonable for investors and lenders to do an in-depth assessment of the stability and commitment of the Government for offshore wind, and the more the durable and supportive government policy is the better across all aspects including PPAs and all required permits and licenses.

11.3.3.4 Force majeure

Government acts which affect the performance of the PPA, the non-issuance of licenses or approvals to the developer, nationalization of the developer's property, and other events of a political nature must be included as a force majeure event in the power offtake agreement or PPA. These risks could be mitigated through the explicit inclusions of political acts and regulatory changes in the force majeure clause.

11.3.3.5 Risk allocation

The guiding principle has been that risk should be placed where it can be best managed. There are some risks, such as higher operating costs, which investors should bear as they are well placed to manage them. If risks are placed with investors that are outside of their control, such as regulatory risks, they will require an increased rate of return for bearing them or eventually they will decide not to invest and to allocate their capital to other international investment opportunities.

11.3.3.6 Business case

The main driver for bankability on a specific project will always be the business case. A well-documented feasibility study that demonstrates sufficient cash flow to service debt and provide dividends to equity is a must. Among the many unknowns in a 25–30-year business case, a few stand out, including the cost of capital and exchange rate risk. The cost of capital for projects in emerging markets can be very high, particularly with local financing. An alternative is to finance in USD or EUR through international financial institutions. This could provide a significantly lower cost of capital, but at the same time increase the project's exposure to exchange rate risk.

11.3.3.7 Currency Risk

Receiving payment for electricity in Colombian Pesos presents increased cost and risk to international developers that must hedge foreign exchange risk against liabilities denominated in USD or EUR etc. This is a more acute challenge for a program in the multi GW scale.

11.3.3.8 Financing Availability

Colombia has financed a variety of major, multi-billion USD public infrastructure projects, such as have been a part of 4G and 5G plans, that are comparable to offshore wind plants in cost depending on project size. Colombia has been successful in attracting foreign capital from major institutions in the US, UK, and China to support financing of such projects,³⁷ and it is expected that the same is possible for offshore wind plants in the future. Capital structures will vary by developer/developer consortium and according to contract types and incentives offered. Minimizing counterparty risk and creating long-tenor, durable and binding offtake agreements will reduce the cost of capital by comparison to riskier structures and reduce the cost of delivered energy for consumers.

³⁷ See, e.g. regarding 4G and 5G public infrastructure plans. *Colombia pushes ahead with ambitious infrastructure plan*. Financial Times, 2020.
<https://www.ft.com/content/0c4dda64-4ee8-4738-87dd-740fad9c3008>

12 SELECT STAKEHOLDERS

12.1 Purpose

This section provides a list and brief description of the key public stakeholders in Colombia and their role / responsibility in the market. The purpose of the section is to provide a high-level list of stakeholders and organizations in Colombia tasked and briefly describing their function in the market.

12.2 Methodology

In consultation with the World Bank and the Ministerio Minas y Energía (Minenergía or MME), the project team identified several potential stakeholders in the market. This included the key government agency stakeholders with respect to site concessions (leasing and permitting), power grid planning, and granting environmental and social permits. This section identifies the main government agencies in the country; however, does not include local stakeholders who may also require pre-consultation or concession.

Inception Mission

As part of this Roadmap Study research, and in consultation with the World Bank and Minenergía, the project team identified and engaged with a priority group of approximately ten (10) stakeholders in Colombia as part of an Inception Mission. The Inception Mission included virtual meetings with relevant agencies and local stakeholder groups to carry out fact-finding, validate collected information, and structure the proposed workplan for the Roadmap Study based on the information, views and feedback gathered. Information from the stakeholder meetings was integrated into the analysis and results of the roadmap study.

Exhibit 117 Inception Meeting Stakeholders Consulted

Entity	Sector
Ministerio Minas y Energía (MME or Minenergía)	Government
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)	Government

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Government
Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)	Government
Dirección General Marítima (DIMAR)	Government
Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP)	Government
Association de Energias Renovables de Colombia (SER Colombia)	Industry trade body
Vientos Alisios	Private
Mainstream Renewables	Private
AES	Private
ENEL Green Power	Private

Source: RCG-ERM, 2021

12.3 Results

12.3.1 List of key stakeholders

A table with a list of the key stakeholders begins on the following page. The below table is not exhaustive and additional stakeholders may be missing.

Stakeholder name	Function
Ministerio Minas y Energía (Minenergía or MME) Ministry of Mines and Energy	State office in charge of directing the national policy regarding mining, hydrocarbons and energy infrastructure
Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) National Hydrocarbons Agency	National agency responsible for overseeing offshore development areas.
Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) Mining and Energy Planning Agency	Entity responsible for the indicative planning and development requirements of major energy projects including transmission ³⁸ and generation ³⁹ expansion plans and investments needed.
Ministerio de Hacienda y Crédito Público (Minhacienda) Ministry of Treasury and Public Credit	Responsible for overseeing government finance and budget and implementing the financial policies of the government
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Minambiente) Ministry of Environment and Sustainable Development	Formulates and implements national policies related to environmental and sustainable development.
Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) National Authority for Agriculture and Fisheries	Responsible for administering the agricultural and aquatic / aquaculture policies of the government.
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) Electricity and Gas Market Regulator	Market regulator overseeing market structure, competition and operators in electricity, gas, and liquid fuels markets.
Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras (INVEMAR)	Provides scientific and technical advice to the National Environmental System.
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) <i>National Authority for Environmental Licenses</i>	National agency ensuring that projects subject to licensing and permits comply with environmental regulations.
Dirección General Marítima (DIMAR) <i>General Maritime Authority</i>	Executes government's maritime policies and regulates all maritime, coastal, and port activities in country, including concessions.
Corporación Autónoma Regional de La Guajira (Corpoguajira) <i>Regional Autonomous Corporation of La Guajira</i>	Predominant environmental authority in the Department of La Guajira, overseeing resources and environment.
Corporación Autónoma Regional de Magdalena (CORPAMAG)	Predominant environment authority in the Department of Magdalena, overseeing resources and environment.
Corporación Autónoma del Atlántico (CRA) <i>Atlantic Regional Autonomous Corporation</i>	Promoting the responsible use of renewable natural resources and preparing environmental management plans
Directorate of the National Authority for Preliminary Consultation (ANC)	Prior consultation authority
Directorate of the National Authority for Prior Consultation (DANCP)	Prior consultation authority
Asociación de Energías Renovables de Colombia (SER)	Renewable energy trade body
Ministry of National Defense	Ministry of National Defense
Colombia Aeronautica Civil (Colombia Aerocivil) Colombia Civil Aviation Authority	Aviation authority
Ministry of Commerce, Industry and Tourism	National executive ministry of the Government of Colombia concerned with promoting economic growth through trade, tourism and industrial growth
Organización Nacional Indígena de Colombia National Indigenous Organization of Colombia	Authority of government, justice, legislation and representation of the indigenous peoples of Colombia

Source: RCG – ERM, 2021

DRAFT

³⁸ Regarding transmission (220 and 500 thousand volt transmission networks), the Plan identifies the expansion needs and definition of projects with respect to technical characteristics (capacities and general location), without specifying routes and exact location of infrastructure. The projects are developed by investors selected through public calls, who are responsible for their financing, designs, environmental licensing, layouts, construction, operation and maintenance. Their remuneration comes from the start-up and tariff of the service.

³⁹ Regarding generation, the Plan identifies the country's requirements in different scenarios, but does not develop the projects to be executed, since it is the developers who are in charge of financing, permits, execution and operation.

APPENDICES

DRAFT

A APPENDIX A: COLOMBIAN ENERGY SECTOR CONTEXT

12.4 Introduction

Colombia has historically relied heavily on hydropower and thermal power to meet its electricity demand. Non-hydropower renewables such as solar PV and onshore wind have not been utilized in large quantities. However, drivers such as droughts, climate targets and a desire to diversify energy supply mean a large increase in the capacity of renewable energy is anticipated. The following section details the historic and current energy and electricity generation mix in Colombia, the projected increase in electricity demand, and the future energy scenarios that indicate potential energy pathways to 2050.

12.5 Electricity Fundamentals Overview

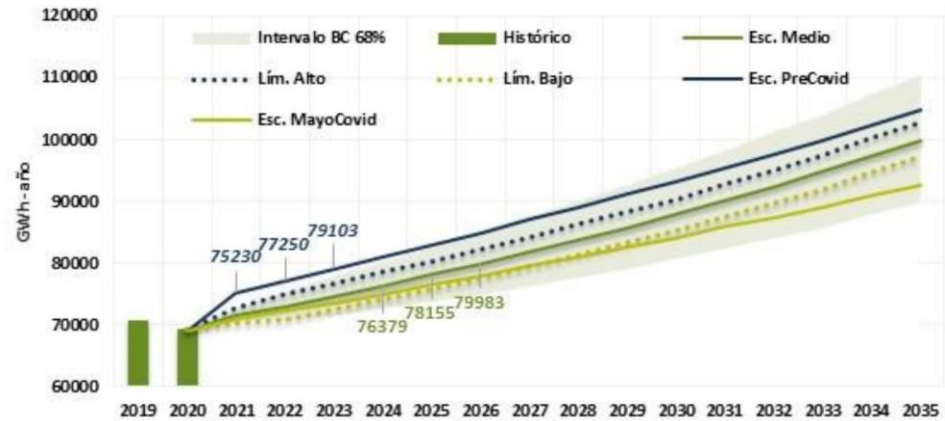
12.5.1 Demand

Electricity demand in Colombia is considered low on a per capita basis when compared to other countries. In 2014, electricity demand was 1312 kWh per capita, which ranks 129th amongst other countries⁴⁰. According to the UPME, national electricity demand in 2021 is expected to be between 70,000 GWh and 75,000 GWh per year. This is expected to rise to between 90,000 GWh and 110,000 GWh per year by 2035, with a projected 2% - 3% annual growth rate⁴¹. This anticipated increase in electricity demand is due to forecasted electrification of the Colombian energy sector, increased uptake of electric vehicles and an increase in population.

⁴⁰ The World Bank, 2014, Electric power consumption 9kWh per capita, retrieved from: https://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC?name_desc=false

⁴¹ UPME, 2021, Proyecciones de demanda, retrieved from: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

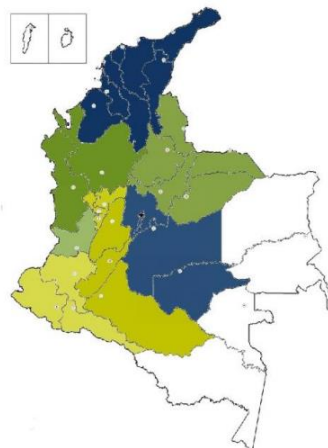
Exhibit 118 Projection of annual electricity demand (GWh-year)



Source: UPME, Annual projection of demand for electric energy and natural gas for the period 2021-2035 (UPME, 2021)

Electricity demand in Colombia is highest along the north coast in the Costa – Caribe region, and in the Centro region, where consumption in 2020 was 17,601 GWh and 16,492 GWh respectively. Electricity consumption elsewhere in the country is lower, with the next highest region Noroeste, which had a 2020 consumption of 9,598 GWh. The regional electricity demand levels closely follow population distribution.

Exhibit 119 Annual Electricity Demand by Region (2019-2020)



Región	Consumo total (GWh-año)		Crecimiento del consumo año (%)	
	2019	2020	2019	2020
Costa - Caribe	17.523	17.601	6,77%	0,44%
Centro	17.101	16.492	2,80%	-3,56%
Noroeste	9.805	9.598	3,21%	-2,11%
Oriente	7.420	7.210	9,24%	-2,82%
Valle	7.158	6.913	2,36%	-3,43%
Tolima grande	2.901	2.823	3,18%	-2,69%
CQR	2.721	2.668	1,79%	-1,96%
Sur	1.982	1.982	3,58%	0,03%

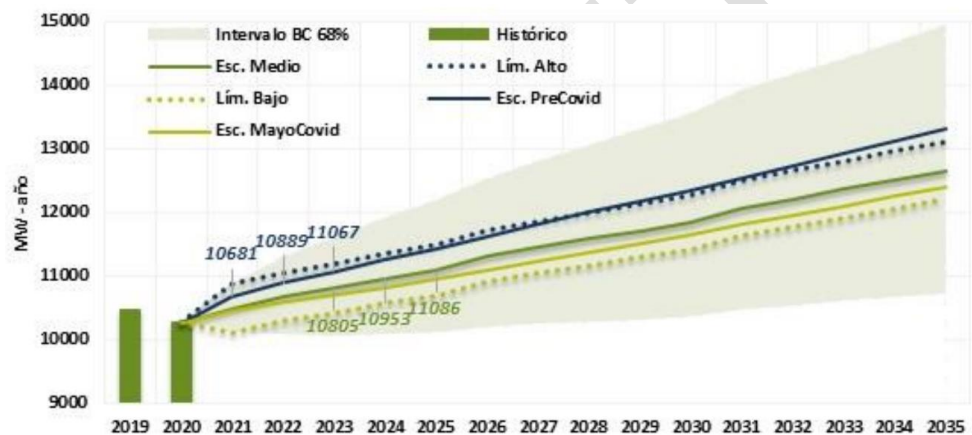
Source: UPME, Electric and Natural Gas Demand Projections, 2021-2035 (June 2021).⁴²

⁴² UPME, 2021

12.5.2 Capacity

The Colombian electricity generation capacity in 2019 was 18 GW,⁴³ which exceeds maximum demand to allow for resource variability, seasonality and demand peaks. This generation capacity is expected to increase in line with the anticipated increase in power demand. According to UPME, maximum power demand is expected to be between 10 GW – 11 GW in 2021. This is expected to increase to between 11 GW – 15 GW by 2035. An increase to 15 GW would represent a 2-4% annual growth rate.⁴⁴

Exhibit 120 Projection of maximum power demand



Source: UPME, Annual projection of demand for electric energy and natural gas for the period 2021-2035 (UPME, 2021)

12.5.3 Current Energy Mix

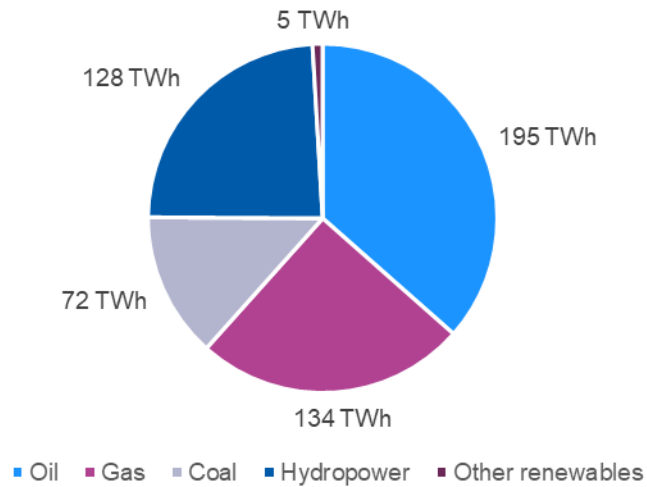
The overall primary energy consumption mix in Colombia is dominated by thermal sources. In 2019, energy produced by oil had the highest utilization at 195 TWh, followed by gas at 134 TWh. Coal contributed 72 TWh. There is currently no nuclear generation in Colombia. Hydropower contributed 128 TWh, making it the highest non-thermal generator in the consumption mix. Solar, wind and biofuels all had negligible impacts on the consumption mix, contributing less than 1 TWh. Other renewables contributed the remaining 5 TWh.⁴⁵

⁴³ UPME, 2020

⁴⁴ UPME, 2021

⁴⁵ BP, 2021, Statistical Review of World Energy, retrieved from <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Exhibit 121 2019 Energy Consumption

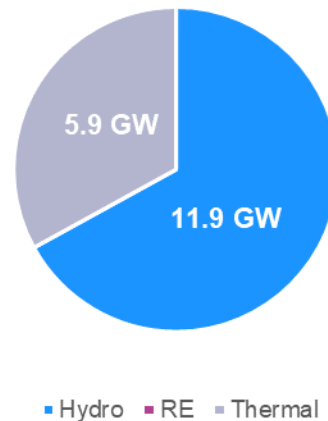


Source: BP Statistical Review of World Energy 2021 (BP, 2021)

The overall energy mix is primarily made up of thermal sources, which are dominant in the transportation and heating sectors, however the electricity generation mix is led by hydropower. The electrical generating capacity of hydropower in 2019 was 11.9 GW, followed by thermal generation at 5.9 GW. The majority of this thermal generation consists of natural gas generating capacity. In 2019 alternative electricity generation such as wind and solar made up less than 1 GW of generation⁴⁶, though this is expected to reach 1GW by the end of 2019.

⁴⁶ UPME, 2020, Plan Energético Nacional 2020 – 2050, retrieved from: http://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energético_Nacional_2020_2050.pdf

Exhibit 122 2019 Electricity Generation Capacity



Source: UPME, National Energy Plan 2020 – 2050. Renewable energy share not visible as it was negligible in 2019.

12.5.4 Projected Energy Mix

The National Energy Plan 2020 – 2050 (NEP)⁴⁷ defines a long-term vision for the energy sector in Colombia. The document is not a forecast of the future energy sector, but rather an exploration of possible scenarios. Four scenarios are presented, Actualización, Modernización, Inflexión and Disrupción. The four scenarios represent futures with different levels of decarbonization, risks and technological changes, and are defined in the NEP generally as follows:

- Actualización: Scenario in tune with current trends
- Modernización: Gasification as a step towards decarbonization
- Inflexión: Beginning of the electrification of the economy
- Disrupción: Innovation to steer the sector towards carbon neutrality

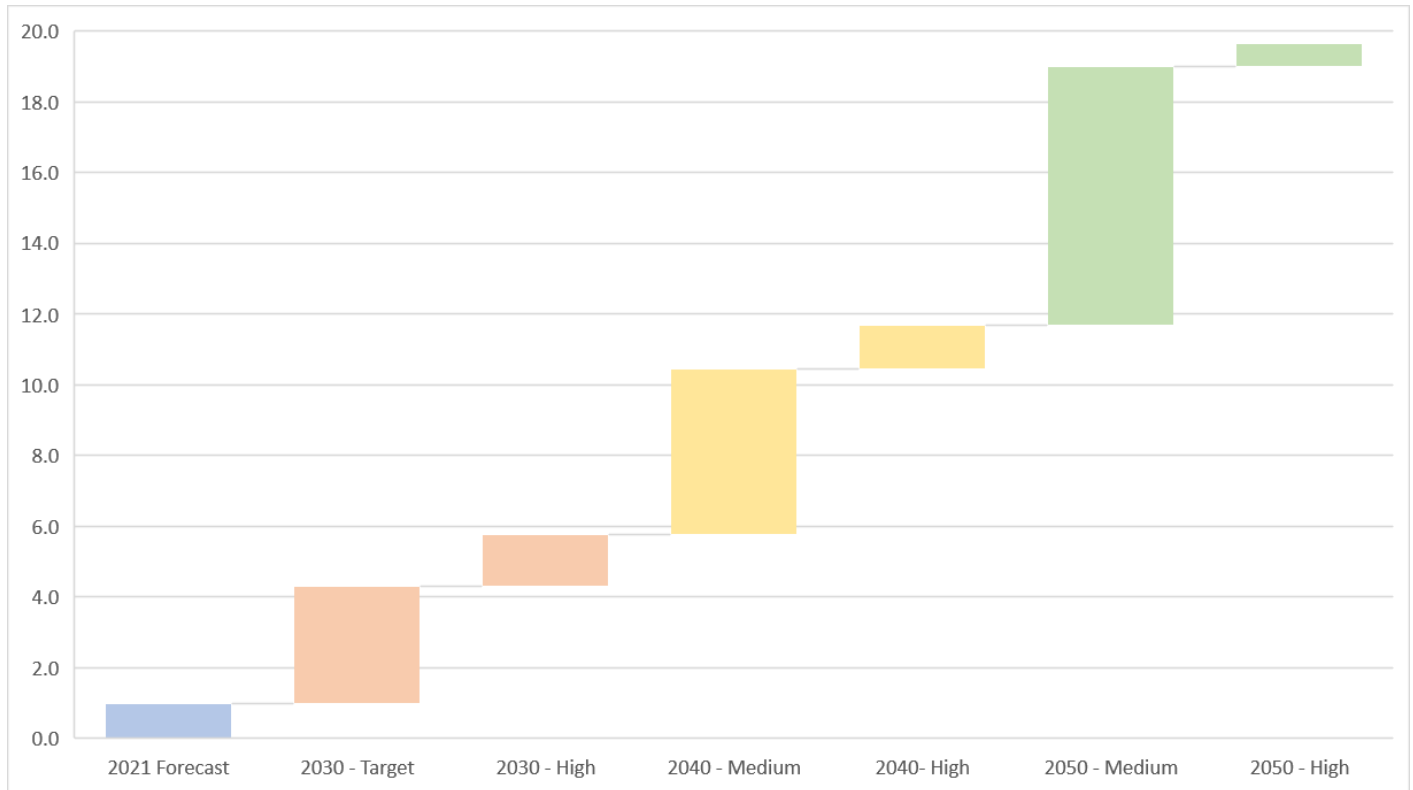
12.5.5 Non- Hydro Onshore Renewables in Colombia

With hydropower and thermal power dominating the electricity mix, non-hydropower renewables are currently limited to small scale installations including technologies such as combined heat and power, solar PV and wind. In order to decrease emissions and reduce a reliance on both hydropower and thermal power, a large increase in the deployment of non-hydropower renewables is anticipated. Colombia's

⁴⁷ UPME, 2020

NEP outlines ambitious goals for the growth of non-hydro renewables over the period of 2020 – 2050 including a minimum of nearly 19 GW of installed non-hydro renewable energy by 2050 in all four NEP cases as shown in Exhibit 123.

Exhibit 123 Forecasted Growth of Non-Hydro Renewables in Colombia (GW Operating, 2021 – 2050)

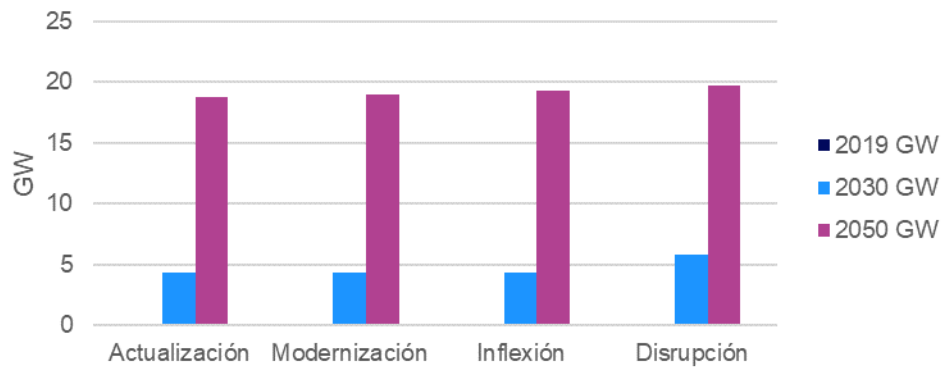


Source: Author’s analysis based on the Plan Energético Nacional 2020 – 2050, P. 93. 2021 Forecast is based on a statement by Ivan Duque and is subject to change.⁴⁸ Medium = Escenarios de Actualización y Modernización, High = Disrupción.

As of 2019, there was a negligible (~0 GW) capacity of non-hydro renewable energy in Colombia. All four NEP scenarios anticipate this to increase substantially by 2030 to 4 GW - 6 GW. A further increase is expected by 2050, with capacities reaching 19 GW - 20 GW. As the scenarios are currently structured, a large percentage of this capacity would consist of onshore wind and solar PV.

⁴⁸ See: <https://renewablesnow.com/news/colombia-expects-to-have-over-1-gw-of-renewables-by-end-2021-dice-el-presidente-732017>

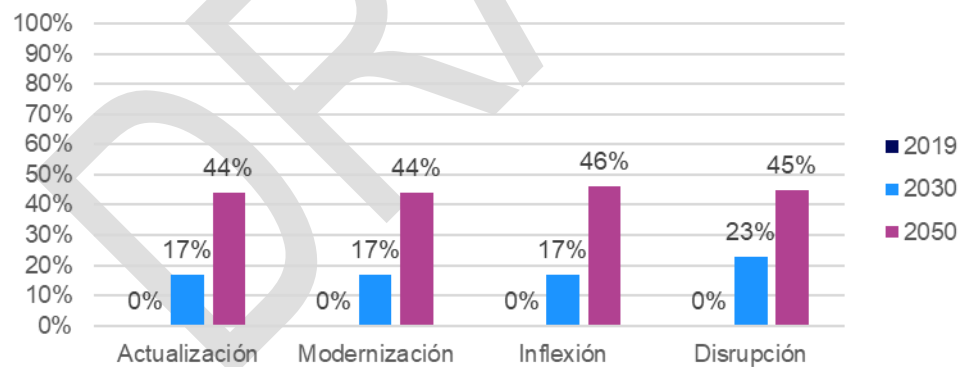
Exhibit 124 Non-hydro RE Electricity Generation Capacity Projection



Source: Minenergía y UPME, National Energy Plan 2020 – 2050

The anticipated increase in capacity correlates to an increase in the percentage share of non-hydro renewables in the electricity generation mix. Across the four scenarios, the proportion of non-hydro renewables is anticipated to increase from ~0% in 2019 to 44% - 46% in 2050.

Exhibit 125 RE Electricity Generation Mix Projection



Source: Minenergía y UPME, National Energy Plan 2020 – 2050 (UPME, 2020)

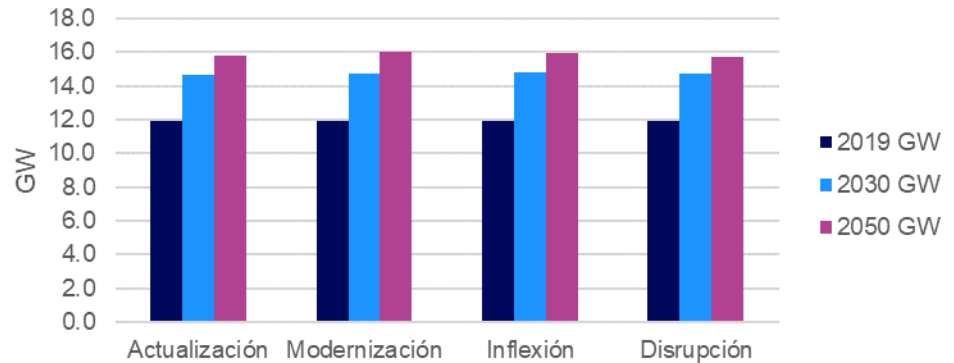
12.5.6 Hydropower in Colombia

Hydropower is currently the dominant contributor to the electricity generation mix, with approximately 12 GW installed giving Colombia the third largest hydro capacity in South America⁴⁹. As a result, in 2019 hydropower contributed towards 24% of the

⁴⁹ NS Energy, 2019, Top five hydroelectric generators in South America, retrieved from: <https://www.nsenenergybusiness.com/features/hydroelectric-generators-south-america/>

country’s total energy consumption⁴⁵, and 67% of the total electricity generation. The NEP scenarios predict an increase in hydropower capacity across all four scenarios. The scenarios predict an increase of 0.9 GW – 1.3 GW between 2019 and 2050.

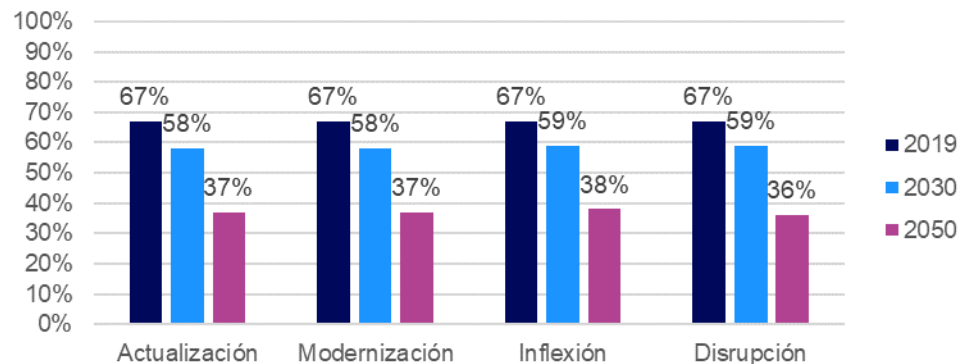
Exhibit 126 Hydropower Electricity Generation Capacity Projection



Source: Minenergía y UPME, National Energy Plan 2020 – 2050

Despite the minor increase in capacity, as a result of increased electricity demand all scenarios anticipate a large decrease in the overall percentage that hydropower contributes to the electricity mix. The percentage of hydropower in the electricity generation mix is projected to drop by 29% - 31% by 2050.

Exhibit 127 Hydropower Electricity Generation Mix Projection



Source: Minenergía y UPME, National Energy Plan 2020 – 2050

Diversification from Hydropower

As presented in the four future scenarios, there is a desire and expectation in Colombia to reduce its reliance on hydropower and diversify the electricity generation mix. One of the drivers for this is the El Niño weather phenomenon and the

implications it has on hydropower generation. El Niño is a naturally occurring climate pattern caused by the warming of Pacific Ocean surface temperatures. El Niño is the “warm phase” of a larger phenomenon known as the El Niño-Southern Oscillation⁵⁰. Whilst El Niño is not a regular cycle, it typically occurs irregularly at two to seven year intervals. It can cause a wide range of weather changes and environmental challenges, but in Colombia it has historically led to a decrease in rainfall⁵¹.

Droughts and Hydropower

The El Niño effect contributed towards reductions in rainfall by 40% in 2015 and 2016 which led to the second worst drought in Colombian history⁵². Due to the country’s reliance on hydropower for electricity supply the drought had major implications for the energy sector. Hydropower dam levels were reduced by 60% - 70% when compared to previous years meaning an increased amount of thermal backup generation had to be utilized. High levels of demand combined with low levels of hydropower put substantial sustained stress on the generation system and energy market, which led to increases in electricity prices for end users.

Another drought was experienced between 2020 – 2021 which again led to low reservoir levels and an increased reliance on backup thermal generation⁵³. An increase in alternative generation such as wind and solar PV is expected to supplement the current energy mix and mitigate the impacts of El Niño going forward by adding new sources of generation.

The Colombian energy and capacity markets are dominated by hydropower, and the policy challenges that have arisen in Colombia since 1993 have mostly pertained to the specific supply problems arising from the interface between a hydro-dominated power grid, the economics of non-hydro generation, and unpredictable climatic events.

⁵⁰ National Geographic, El Niño, retrieved from: <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/el-nino/>

⁵¹ Reuters, 2018, El Niño may cut Colombia’s rainfall by 80 percent in quarter-one 2019: minister, retrieved from: <https://www.reuters.com/article/us-colombia-weather-idUSKBN1O31X2>

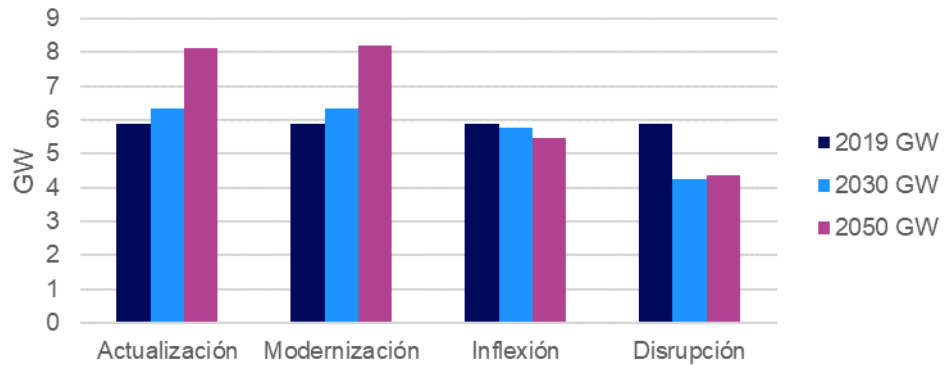
⁵² World Energy, 2019, El Niño Colombia 2015/16, retrieved from: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/El_ni%C3%B1o_Colombia_-_Extreme_weather_conditions_SEP2019.pdf

⁵³ Renewables Now, 2020, Colombia faces lower hydro generation with little renewables to help, retrieved from: <https://www.renewablesnow.com/news/colombia-faces-lower-hydro-generation-with-little-renewables-to-help-699508/>

12.5.7 Thermal & Other Resources

Thermal power in Colombia currently accounts for 33% of the electricity generation mix, which equates to approximately 6 GW of generation capacity. Whilst thermal power is a key aspect of the generation mix, it also acts to supplement and serve as a backup to the hydropower generation during periods of low hydropower resource availability. Natural Gas is the primary fuel source, followed by coal and oil. Both the Actualización and Modernización scenarios anticipate an increase in thermal energy capacity to 8 GW by 2050. The Inflexión and Disrupción scenarios anticipate decreases in thermal capacity by 2050 to 5 GW and 4 GW respectively. Across the scenarios there is a difference in 2050 of 3.9 GW between the high and low thermal capacity pathways. Whilst the difference between the scenarios for hydropower and renewables is relatively minor, this difference is a lot more substantial and is indicative that the future role of thermal power is less clear than that of hydropower and renewable energy.

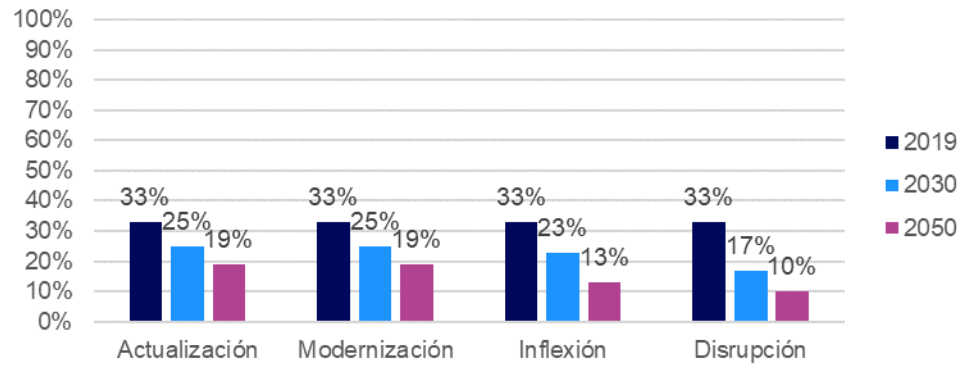
Exhibit 128 Thermal Power Electricity Generation Capacity Projection



Source: Minenergía y UPME, National Energy Plan 2020 – 2050

Despite the varying levels of thermal capacity anticipated, across all four scenarios by 2050 there is an anticipated decrease in the overall percentage of thermal power in the electricity mix. This is driven by an increase in electricity demand which will primarily be accounted for by renewable energy and hydropower.

Exhibit 129 Thermal Electricity Generation Mix Projection



Source: Minenergía y UPME, National Energy Plan 2020 – 2050

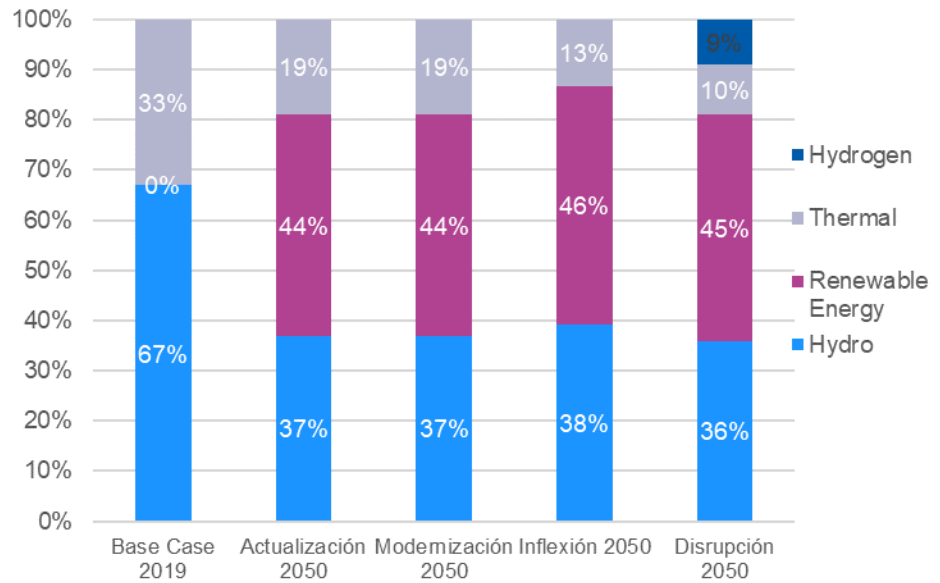
There is a long-term goal to reduce the proportion of thermal generation in the electricity generation mix, with goals to reduce 2030 greenhouse gas emissions by 51% when compared to 2014.⁵⁴ However as a result of a need to diversify away from hydropower, additional gas and coal generation has recently been brought online⁵².

12.5.8 Resource Comparison

Whilst there are key differences between the four NEP 2050 scenarios, namely the quantity of thermal power by 2050, they all predict an overall decrease in the percentage of hydropower and thermal power by 2050. To balance this, all four scenarios anticipate a large increase in the electricity generation capacity of renewable sources.

⁵⁴ Climate & Clean Air Coalition, 2021, Colombia’s NDC increases its 2030 climate change ambition and integrates new targets that simultaneously improve air quality and health, retrieved from: <https://www.ccacoalition.org/en/news/colombia%E2%80%99s-ndc-increases-its-2030-climate-change-ambition-and-integrates-new-targets>

Exhibit 130 2050 NEP Scenario Outcomes



Source: Minenergía y UPME, National Energy Plan 2020 – 2050

12.5.9 Cost of Energy

The average cost to household consumers is 0.147 USD per kWh., making Colombia the 63rd most expensive country globally by this metric⁵⁵. This household electricity price is very similar to the USA, 17% higher than Brazil, and 55% higher than Mexico. There was a spike in electricity prices during the 2015/16 drought which meant the wholesale spot price of electricity rose from 177 US \$30 - \$50 to over US \$400 per MWh⁵⁶.

UPME projects that the price of electricity in Colombia is expected to increase over the coming years with potentially increasing marginal fuel costs; Natural Gas prices are expected to increase from US \$8.4 per MBTU in January 2021 to US \$20.6 per MBTU in January 2050.⁵⁷

⁵⁵ Global Petrol Prices, 2021, Colombia electricity prices, retrieved from: https://www.globalpetrolprices.com/Colombia/electricity_prices/

⁵⁶ World Energy, 2019, El Nino Colombia 2015/16, retrieved from: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/El_ni%C3%B1o_Colombia_-_Extreme_weather_conditions_SEP2019.pdf

⁵⁷ Global Petrol Prices, 2021, Colombia electricity prices, retrieved from: https://www.globalpetrolprices.com/Colombia/electricity_prices/



The Renewables Consulting Group

RCG is an integrated market intelligence, management consulting and technical advisory firm with our roots firmly in the global renewable energy industry. We support mainstream and emerging technologies and serve the organizations leading the transition to a low carbon economy. Passionate, practical and highly knowledgeable about our sector, our team delivers independent advice, intelligent solutions and commercial value for clients. We cover established and emerging technologies including offshore wind, onshore wind, solar energy, electricity storage, wave power and tidal energy. RCG is headquartered in London in the United Kingdom, and has offices in New York, Taipei, Tokyo, Glasgow, San Francisco, Barcelona and Amsterdam.

New York

433 Broadway
6th Floor
New York
NY 10013

London

Gilmoora House
57-61 Mortimer Street
London
W1W 8HS

Taipei

Taipei Hsin Ji Business Centre
18F., No.460, Sec. 4,
Xinyi Rd., Xinyi Dist.
Taipei City, 11052