

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

Reporte final



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
INFORMACIÓN DE SOPORTE		44
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
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
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
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
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
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 (Todas las cifras estimadas \$2021)	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
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
	APÉNDICES	206
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>42</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 fija y 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 Pesca comercial y artesanal</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>	95
<i>Imagen 46 Zonas de pesca comercial</i>	97
<i>Imagen 47 Naufragio identificado en el Caribe colombiano</i>	99
<i>Imagen 48 Sitios sagrados en Colombia</i>	101
<i>Imagen 49 Cables de comunicaciones submarinos</i>	102
<i>Imagen 50 Bloques de petróleo y gas costa afuera</i>	104

<i>Imagen 51 Contratos de suministro de servicios y equipamiento pesado</i>	<i>106</i>
<i>Imagen 52 Buques Requeridos Para El Desarrollo Eólico Costa Afuera Por Fase, Tipo Y Propósito</i>	<i>113</i>
<i>Imagen 53 Evaluación del historial en la industria eólica</i>	<i>116</i>
<i>Imagen 54 Evaluación de capacidades en sectores paralelos</i>	<i>117</i>
<i>Imagen 55 Evaluación de los beneficios del uso de la cadena de suministro local.</i>	<i>117</i>
<i>Imagen 56 Evaluación de riesgos de inversión.....</i>	<i>118</i>
<i>Imagen 57 Ponderaciones de los factores de evaluación de la preparación de la cadena de suministro</i>	<i>118</i>
<i>Imagen 58 Puntuación de los resultados de la evaluación de la preparación de la cadena de suministro</i>	<i>119</i>
<i>Imagen 59 Resultados ordenados de la evaluación de la preparación de la cadena de suministro</i>	<i>121</i>
<i>Imagen 60 Evaluación de disponibilidad de suministro de componentes de góndola.....</i>	<i>122</i>
<i>Imagen 61 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: componentes de góndola .</i>	<i>123</i>
<i>Imagen 62 Evaluación de gráficos de radar de monopilote</i>	<i>124</i>
<i>Imagen 63 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: monopilotes.....</i>	<i>124</i>
<i>Imagen 64 Análisis de gráficos de radar de cubiertas</i>	<i>125</i>
<i>Imagen 65 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: cubiertas</i>	<i>125</i>
<i>Imagen 66 Gráfico de radar de piezas de transición</i>	<i>126</i>
<i>Imagen 67 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: pieza de transición</i>	<i>126</i>
<i>Imagen 68 Gráfico de radar para cables de interconexión</i>	<i>127</i>
<i>Imagen 69 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: cables submarinos.....</i>	<i>127</i>
<i>Imagen 70 Gráfico de radar de subestación en tierra.....</i>	<i>128</i>
<i>Imagen 71 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: subestación en tierra</i>	<i>128</i>
<i>Imagen 72 Criterios para evaluar el nivel de inversión requerida</i>	<i>129</i>
<i>Imagen 73 Criterios para evaluar la capacidad portuaria de Colombia para la construcción.....</i>	<i>132</i>
<i>Imagen 74 Pesos por criterio utilizado para evaluar las capacidades portuarias</i>	<i>132</i>
<i>Imagen 75 Pesos por RAG utilizados para evaluar las capacidades del puerto</i>	<i>133</i>

<i>Imagen 76 Resumen de puertos de construcción y fabricación para proyectos eólicos costa afuera en Colombia</i>	<i>134</i>
<i>Imagen 77 Resumen de terminales de carbón que pueden soportar la fabricación o construcción de proyectos eólicos costa afuera en Colombia</i>	<i>138</i>
<i>Imagen 78 Tabla de resultados de la evaluación del puerto</i>	<i>139</i>
<i>Imagen 79 Imagen aérea del Puerto de Cartagena.....</i>	<i>141</i>
<i>Imagen 80 Imagen aérea del puerto de Barranquilla.....</i>	<i>142</i>
<i>Imagen 81 Imagen aérea del puerto de Santa Marta</i>	<i>143</i>
<i>Imagen 82 Mapa de idoneidad del puerto para la construcción o fabricación de fondo fijo.</i>	<i>144</i>
<i>Imagen 83 Mapa de idoneidad del puerto para construcción o fabricación flotante.....</i>	<i>145</i>
<i>Imagen 84 Astilleros de Colombia por región y tipo de actividades</i>	<i>146</i>
<i>Imagen 85 Astilleros a lo largo de la costa caribeña de Colombia</i>	<i>146</i>
<i>Imagen 86 Principales Normas de Seguridad y Salud Ocupacional vigentes en Colombia 2021 .</i>	<i>150</i>
<i>Imagen 87 Documentos de orientación y legislación sobre salud y seguridad relevantes (Reino Unido / en todo el mundo)</i>	<i>152</i>
<i>Imagen 88 Espacios Marítimos</i>	<i>157</i>
<i>Imagen 89 Proceso de arrendamiento ambiental en Colombia.....</i>	<i>164</i>
<i>Imagen 90 Alineación de cada sección del PS con la normativa colombiana</i>	<i>166</i>
<i>Imagen 91 Calendario de asignación de capacidad de interconexión.....</i>	<i>172</i>
<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>	<i>173</i>
<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>	<i>175</i>
<i>Imagen 94 Flujo de trabajo LCoE.....</i>	<i>179</i>
<i>Imagen 95 Supuestos clave</i>	<i>180</i>
<i>Imagen 96 Lista de Factores LcoE clave</i>	<i>181</i>
<i>Imagen 97 Velocidad del viento promedio mensual representativo – Cimentación fija de la zona occidental</i>	<i>182</i>
<i>Imagen 98 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación fija de la zona central</i>	<i>183</i>

<i>Imagen 99 Velocidad media mensual representativa del viento: cimentación fija de la zona oriental</i>	183
<i>Imagen 100 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación flotante de la zona occidental</i>	184
<i>Imagen 101 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación flotante de la zona central</i>	184
<i>Imagen 102 Velocidad media mensual representativa del viento – Cimentación flotante de la zona oriental</i>	185
<i>Imagen 103 Eólica Costa afuera de cimentación fija, tamaño del proyecto 200-1000MW, estimaciones de \$ USD 2021</i>	185
<i>Imagen 104 Eólica costa afuera de cimentación flotante, tamaño del proyecto de 200-1000MW, estimaciones de \$ USD 2021</i>	186
<i>Imagen 105 Cimentación fija Eólica costa afuera LCoE - Casos de baja y alta construcción</i>	187
<i>Imagen 106 Cimentación flotante Eólica costa afuera LCoE - Casos de baja y alta construcción</i>	188
<i>Imagen 107 Sensibilidad WACC</i>	189
<i>Imagen 108 Sensibilidad de la ubicación del emplazamiento en el LCoE estimado para un proyecto de 1GW en 2040</i>	190
<i>Imagen 109 Porcentaje previsto de contenido local</i>	191
<i>Imagen 110 FTE-años en escenario de alto crecimiento y alto contenido local</i>	195
<i>Imagen 111 Gasto local directo: escenario de alto crecimiento y alto contenido local</i>	196
<i>Imagen 112 FTE-años en escenario de bajo crecimiento y bajo contenido local</i>	197
<i>Imagen 113 Gasto local directo: escenario de bajo crecimiento y bajo contenido local</i>	197
<i>Imagen 114 Reunión De Inicio Partes Interesadas Consultadas</i>	201
<i>Imagen 115 Proyección de la demanda eléctrica anual (GWh-año)</i>	207
<i>Imagen 119 Demanda Eléctrica Anual por Región (2019-2020)</i>	207
<i>Imagen 117 Proyección de demanda máxima de potencia</i>	208
<i>Imagen 121 Consumo de energía 2019</i>	209
<i>Imagen 122 Capacidad de Generación Eléctrica 2019</i>	209
<i>Imagen 120 Crecimiento Pronosticado de Renovables No Hidroeléctricas en Colombia (GW Operativos, 2021 – 2050)</i>	211

<i>Imagen 121 Proyección de capacidad de generación de electricidad renovable no hidroeléctrica</i>	211
<i>Imagen 122 Proyección de la mezcla de generación de energía renovable</i>	212
<i>Imagen 123 Proyección de capacidad de generación de electricidad hidroeléctrica</i>	212
<i>Imagen 124 Proyección de la mezcla de generación de energía hidroeléctrica</i>	213
<i>Imagen 125 Proyección de capacidad de generación de electricidad de energía térmica</i>	215
<i>Imagen 126 Proyección de la mezcla de Generación de Electricidad Térmica</i>	215
<i>Imagen 127 Resultados del escenario PNE 2050</i>	216



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
AoI	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	Plantaforma 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

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 considera 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), con los cuales se abarca una amplitud razonable de rutas alternativas para Colombia que sirven de base para los análisis de apoyo. El propósito de los escenarios es poder considerar el efecto de la escala de la industria en el costo, el beneficio para el consumidor, las consideraciones medioambientales y sociales, el beneficio económico y otros aspectos de forma cuantificable. Los escenarios no se han establecido (ni se han puesto a prueba) mediante una modelización profunda del sistema energético, el cual se recomienda realizar en su momento.

La costa caribe de Colombia tiene abundantes recursos eólicos, en particular cuenta con un potencial total estimado de 109 GW de energía eólica costa afuera. Al considerar varias limitaciones ambientales, sociales y de otro tipo, el análisis revela que hay áreas de exploración de desarrollo de aproximadamente 50 GW en potencial acumulado (ver sección 4.3.7). 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, para cumplir con sus objetivos actualizados de NDC e implementar sus objetivos de neutralidad de carbono para 2050, Colombia tendrá que desarrollar agresivamente la generación de electricidad baja en carbono. Según las conclusiones de la "Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia E2050 para Cumplir el Acuerdo de París"², el uso de la electricidad en todos los sectores de uso final tendría que duplicarse como mínimo para 2050. Esto creará importantes retos y oportunidades para diversificar la combinación de energías y desarrollar una capacidad de generación renovable no convencional (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 básica³. 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 puede ser contraproducente para la estabilidad de los precios. De igual forma, el

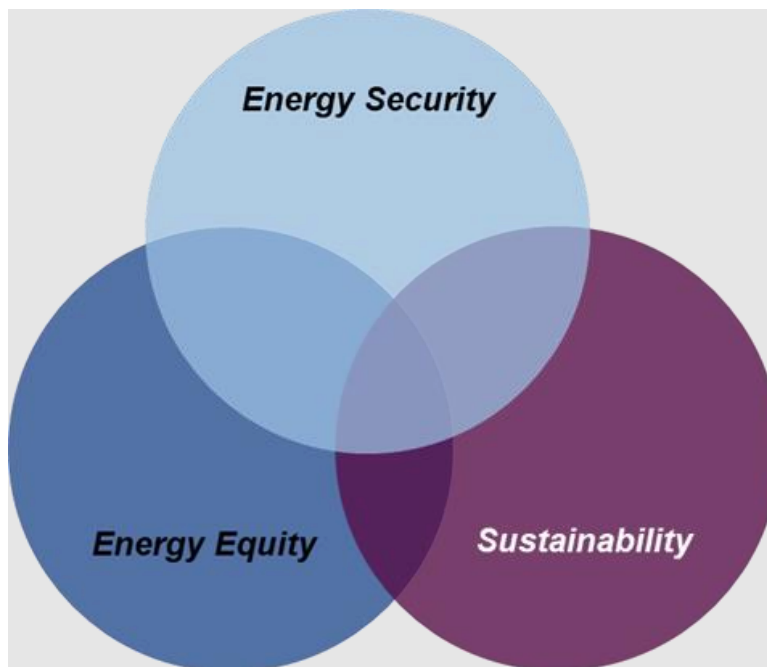
¹ Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy & Ember (2021); <https://ourworldindata.org/energy/country/colombia>

² Gobierno de Colombia. (2021). Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París. MinAmbiente, DNP, Cancillería, AFD, Expertise France, WRI: Bogotá.

³ Our World in Data based on World Bank; <https://ourworldindata.org/energy/country/colombia>

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.

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. Mientras que 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 convencionales de energía renovable, como las hidroeléctricas, por lo que esto aumentaría la confiabilidad del sistema. 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, estos deberían ser menores respecto a los que se han experimentado hasta ahora en Colombia con la energía eólica continental y las hidroeléctricas. De hecho, los riesgos se deberían reducir con prácticas bien definidas de Planificación Espacial Marítima (PEM) y buenas prácticas en cuanto a los permisos requeridos, especialmente con respecto a las comunidades indígenas (6.3 y 10.4).

El costo 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 costos iniciales en estos mercados serán 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).

Finalmente, la energía eólica costa afuera es la única tecnología que puede desplazar y complementar de forma eficiente y rápida a la generación convencional a gran escala. 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 se acercan a las condiciones 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 costa afuera 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.

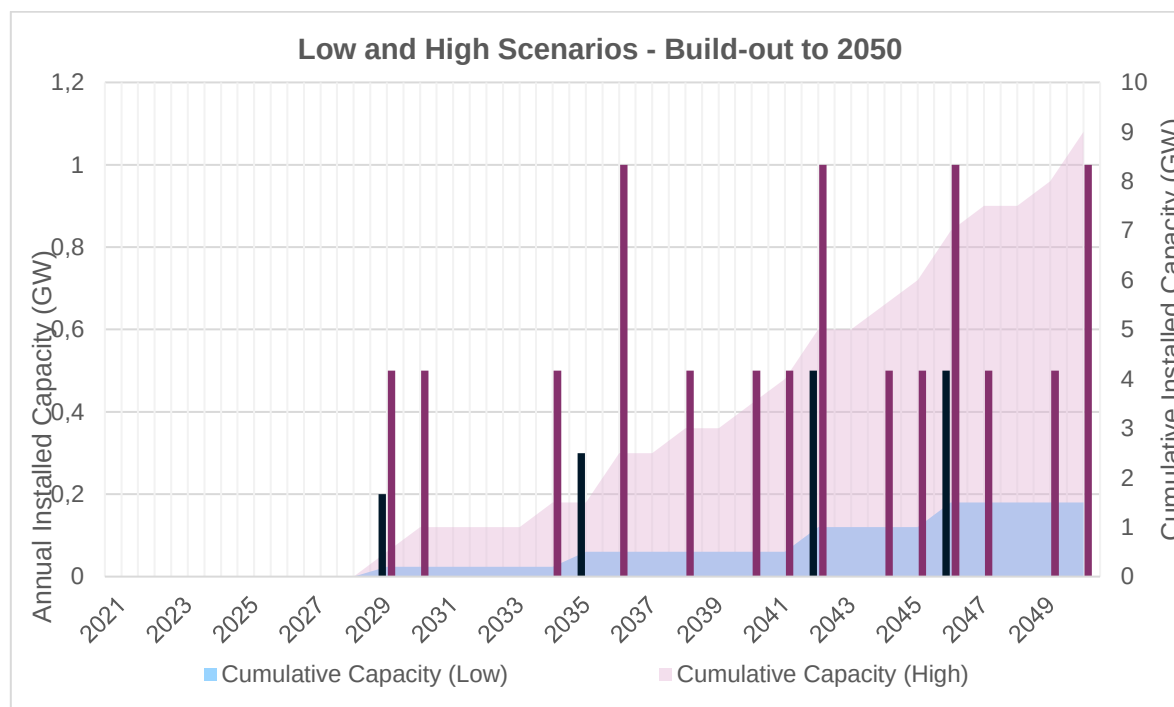
La siguiente sección ofrece una descripción más detallada de los dos escenarios de despliegue. Cabe señalar que estos escenarios no son rutas pre establecidas, ni orientaciones de política pública. Por el contrario, son orientaciones para respaldar la evaluación inicial de los tipos, tamaños y procesos 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, vale la pena precisar que 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 costa afuera supere este escenario.

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 e implementar mejoras y proyectos de transmisión adicionales, que actualmente 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.
 - 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.

2.2.1 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.

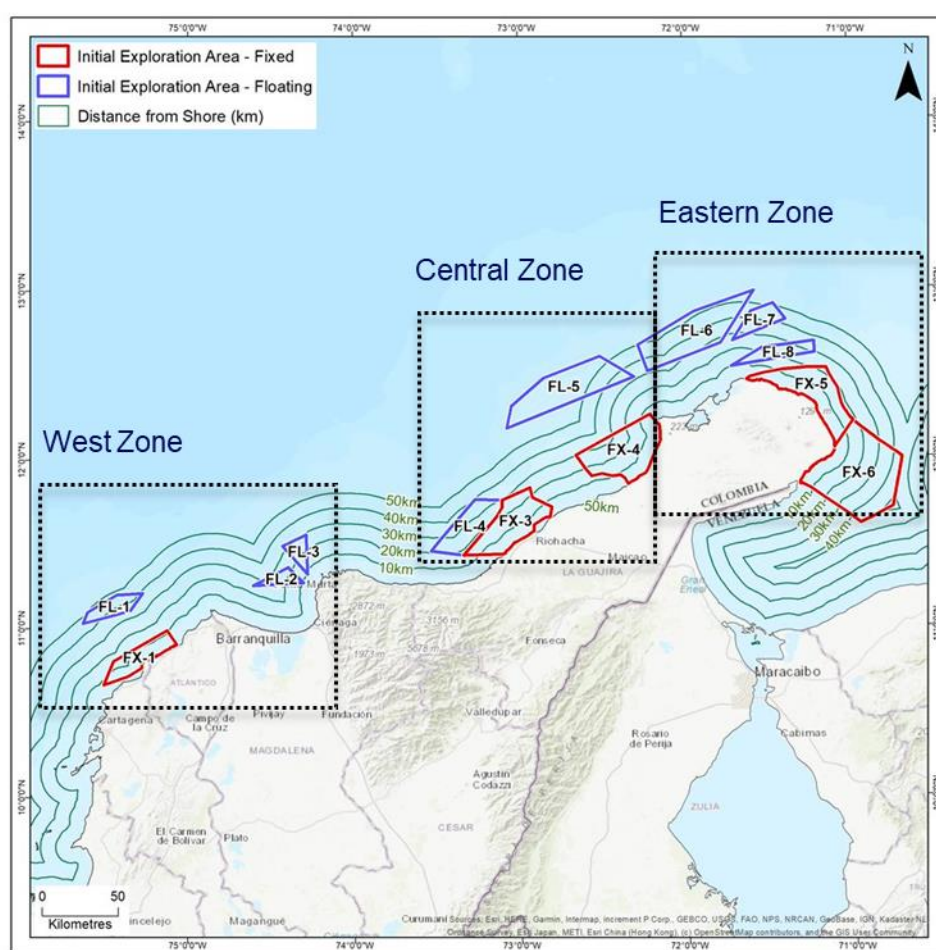
Una de las limitaciones más desafiantes para el despliegue de energía eólica costa afuera a escala comercial en Colombia, es la disponibilidad limitada de capacidad de transmisión de alto voltaje cerca de las áreas de recursos eólicos más importantes, esto es, cerca de la Guajira y el Magdalena. En espacios 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. Como parte de los planes de expansión de la UPME, dos nuevas subestaciones a 500 kV (Colectora 2 y 3) están consideradas

para 2027, las cuales interconectarán la Alta Guajira con la región central en Colombia a través de una línea HVDC, efectivamente desbloqueando el desarrollo de proyectos en esta región oriental⁴. 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.

2.2.1.1 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).

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.

⁴ UPME PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA

GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2017 – 2031

https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Plan_Preliminar_Expansion_RGT_2017_2031.pdf

Dadas las limitaciones de transmisión se espera que los proyectos en el Escenario Bajo sean potencialmente de tamaños modestos, de 200-500MW, con el fin de evitar la necesidad de mejoras importantes en la transmisión. En la Zona Oriental, especialmente en el extremo oriental de La Guajira, existe un enorme potencial de desarrollo para la energía eólica de cimentación fija, que incluye mucho más de lo que se incluyó en el Escenario Alto. Al igual que otras energías renovables terrestres a gran escala en esta zona, se requiere la construcción de nuevas líneas de transmisión de alta tensión para desbloquear este recurso.

El almacenamiento de energía 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. Además, la generación de electricidad de un parque eólico costa afuera puede utilizarse para producir hidrógeno verde. Esta posible vía de acceso al mercado, combinada con el uso compartido de infraestructuras para ambas tecnologías, da lugar a interesantes sinergias con la recientemente aprobada Hoja de Ruta del Hidrógeno para Colombia⁵, que habrá que evaluar. Aunque este estudio no considera el uso de la energía eólica costa afuera para la producción de hidrógeno, éste puede ser otro uso viable para el potencial energético de esta región.

2.3 Escenario de Bajo crecimiento

El escenario bajo, asume que la energía eólica costa afuera se desarrolla en situaciones específicas, 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.

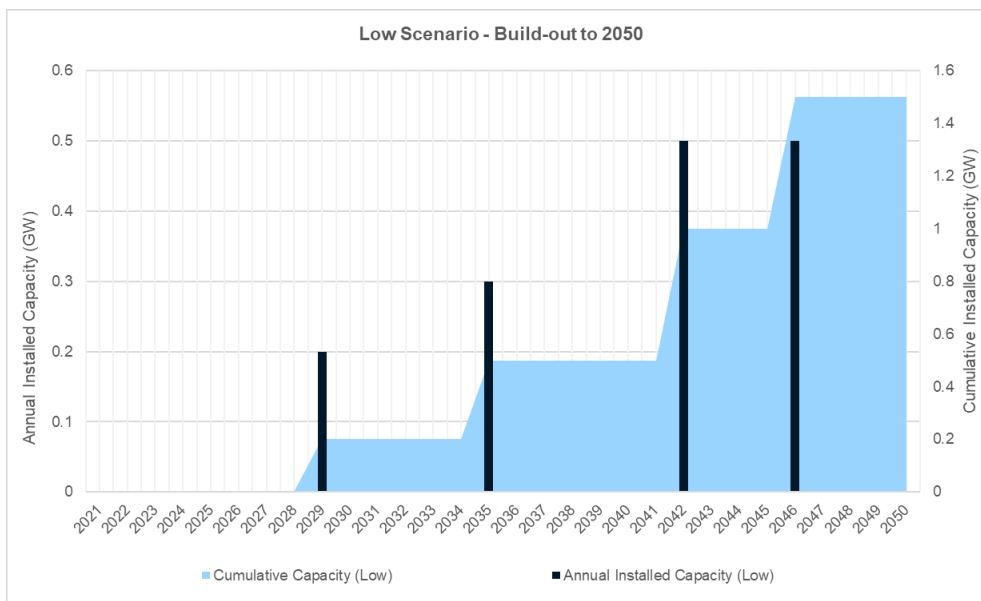
Para el 2040, se supone que se desarrollará un proyecto adicional de tamaño similar cerca de los centros de carga y sin mejoras importantes en la transmisión (como la construcción de nuevas líneas importantes de alta tensión).

Para 2050, se supone que se desarrollarán 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 (500 MW en promedio) 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

⁵ Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, Minenergía 2021
https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24302627/Hoja+de+Ruta+H2+Colombia_Borrador.pdf

Imagen 4 Tasa de instalación para el escenario Bajo



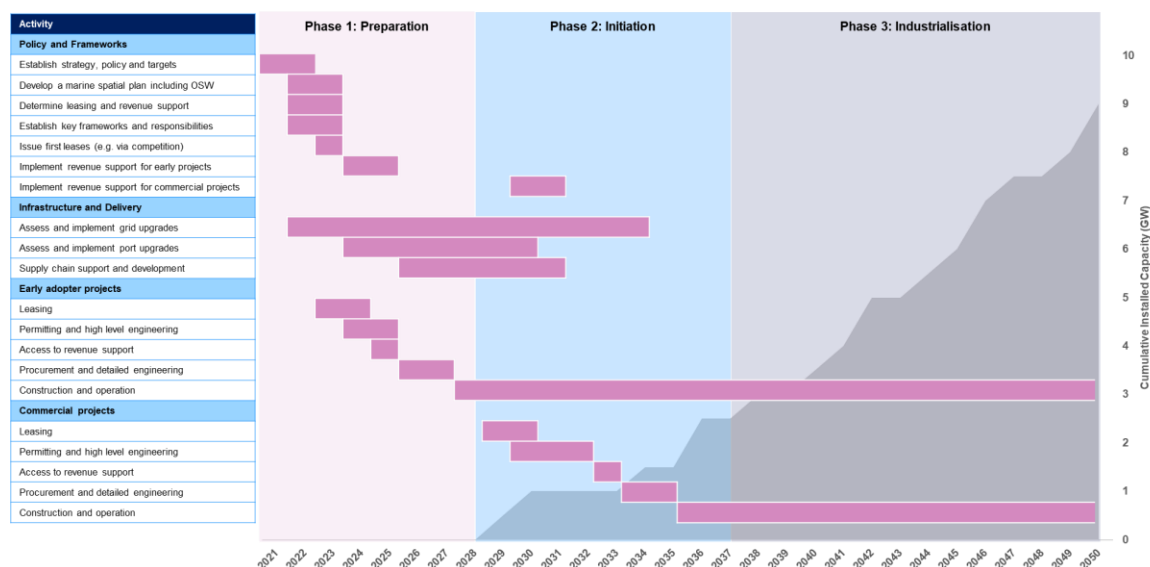
Fuente: Análisis del autor. N.B. El gráfico representa una construcción indicativa para el escenario bajo y la capacidad instalada real puede ser más variable dependiendo del tamaño de los proyectos y de las condiciones del mercado.

2.4 Escenario de alto crecimiento

El escenario alto, asume que la energía eólica costa afuera se desarrolla a escala comercial a través de una licitación o proceso competitivo 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 "componentes del marco regulatorio" antes de que, tanto los proyectos de adopción temprana, como los proyectos comerciales, se desarrollen de manera eficiente y oportuna. Los plazos de desarrollo de aproximadamente entre 5 a 7 años son generalmente alcanzables en mercados emergentes.

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



Fuente: Análisis del autor

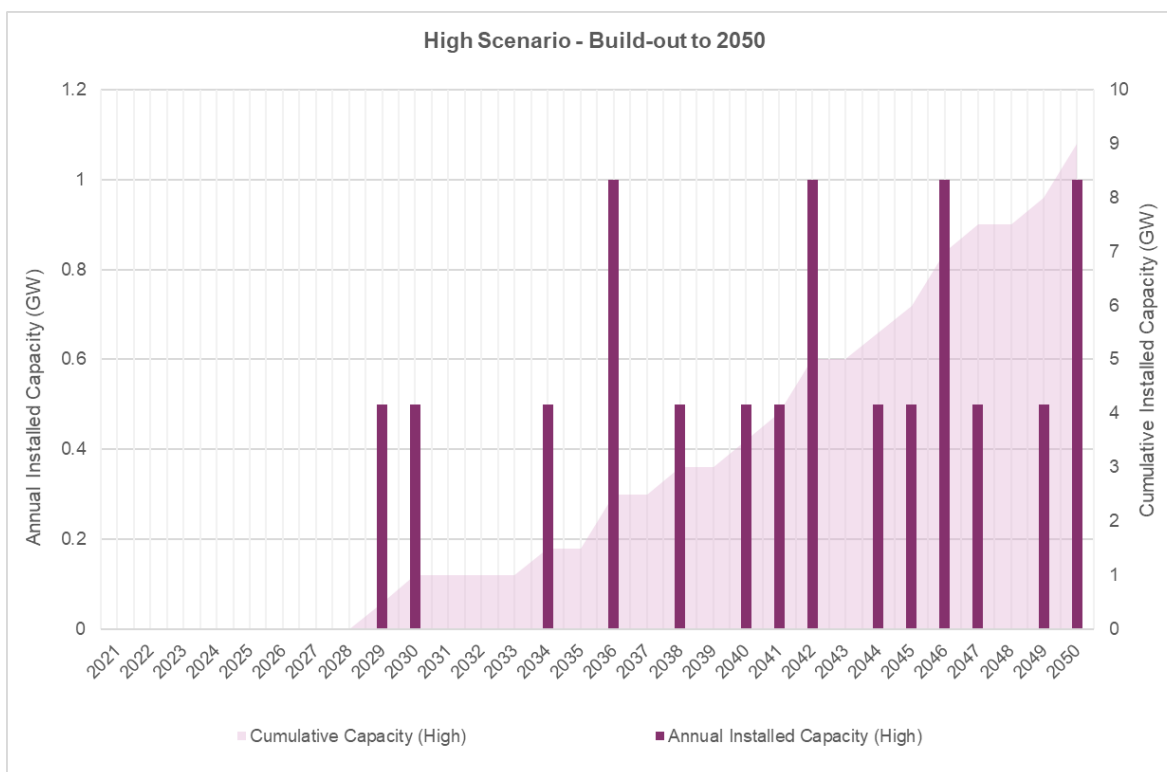
En 2030, la capacidad aumentará en comparación con el escenario de caso bajo de 200 MW a 1 GW, lo que indica un primer proyecto único más grande o un segundo proyecto de tamaño mediano.

Para 2040, se lograrán 3 GW, bajo el supuesto de que un proyecto de escala comercial (1 GW) y dos proyectos más pequeños (0.5 GW), o una combinación similar, logren una operación comercial. 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, requiriendo un desarrollo coordinado de transmisión con posiblemente 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. 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, con la posibilidad de alcanzar un pico en el año 2050.

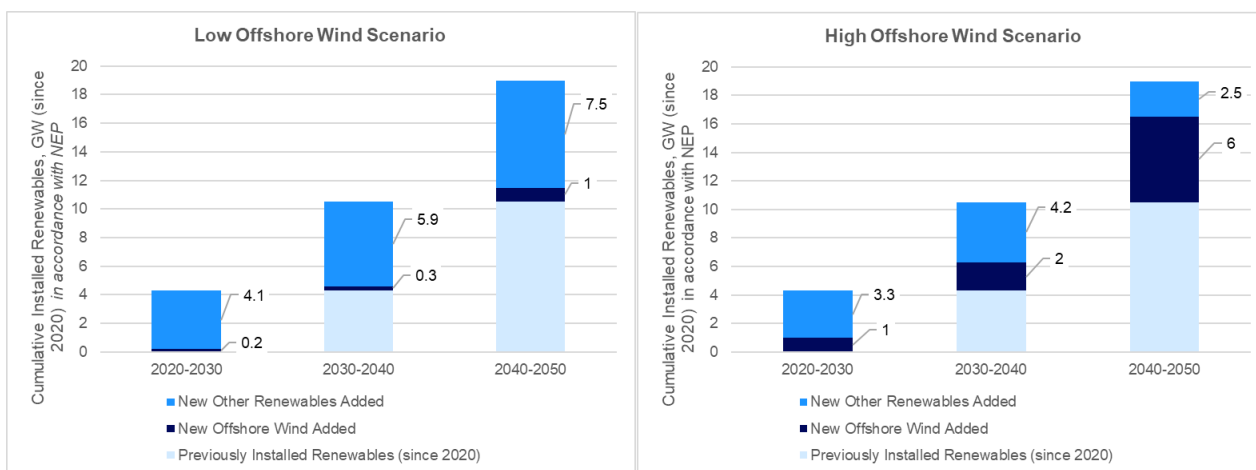
Imagen 6 Tasa de instalación para el escenario Alto



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 (ver sección 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.

2.5 Implicaciones potenciales de los Escenarios

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

2.5.1 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.

2.5.2 Sociedad y Entorno Local

La energía eólica costa afuera tiene implicaciones para la biodiversidad, los servicios de los ecosistemas y los receptores socioeconómicos⁶ 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,

6 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 Programme de The Crown Estate en, Reino Unido.

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.

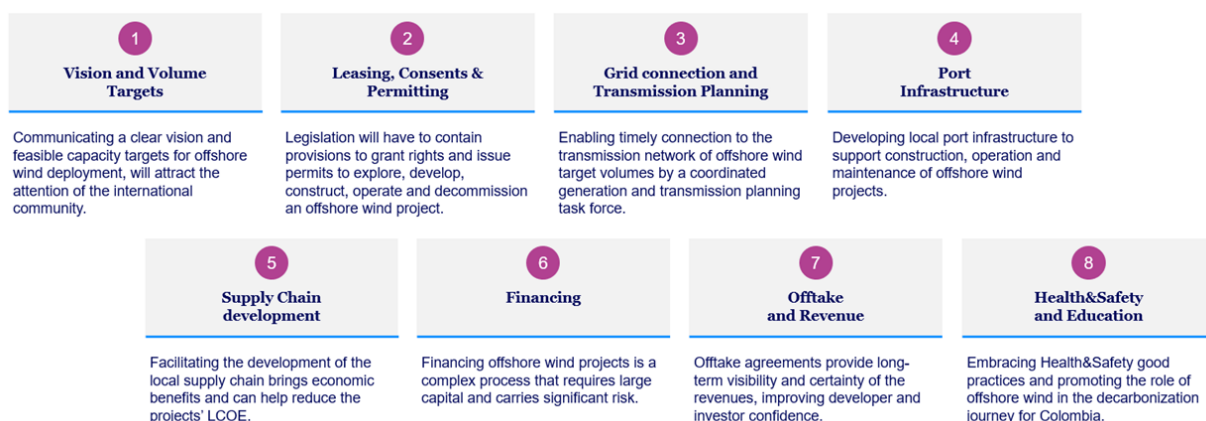
- El **escenario de bajo crecimiento** podría preverse si este programa no se diseña eficazmente y, por tanto, la concesión de permisos para la energía eólica costa afuera es lenta, de alto riesgo y costosa, lo que podría disuadir a los inversores.
 - En el escenario de bajo crecimiento, la energía renovable 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 al menos 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 costos 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, una solución de energía renovable costo eficiente para la región con un LCoE de 53 USD/MWh actualmente esperado para 2040 (ver sección 11.1.3.2).
 - 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 o los mamíferos marinos. Un sistema eficaz de MSP y de concesión de permisos garantizará que estos impactos se evalúen y mitiguen adecuadamente.

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 35 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"⁷. 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

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

⁷ 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>

iteración de planeación indicativa de la 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 2040, 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 indicativos de generación de la UPME, mencionados en el primer numeral.

3. Vinculación del gobierno con la comunidad internacional de energía eólica costa afuera, para recibir orientación sobre buenas prácticas aplicables al caso local y atraer interés al mercado colombiano

3.2.2 Planeación, Concesiones y permisos

4. 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. Este trabajo se debe articular con el ICANH, Organización Nacional Indígena de Colombia, AUNAP y la Dirección de Intereses Marítimos y Fluviales de Armada Nacional, entre otros.

5. 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. Para no retrasar el desarrollo del mercado, este ejercicio deberá ser proporcionado y pragmático. 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 (como MME, ANH, MADS, INVEMAR, ICANH, AUNAP, DAMCRA, MinInterior, etc) 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.

6. 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, ICANH, DAMCRA, AUNAP, MinInterior y el sector eléctrico.

7. 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

8. 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.

9. 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.

10. 11. Se recomienda facilitar a promotores interesados un estándar **de precalificación** antes de iniciar un concurso de concesión de fondos marinos (ver sección 10.4). 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 la cuarta ronda del Reino Unido (UK) gestionada por el Estado de la Corona (The Crown State)⁸ y de las subastas federales de concesión de Estados Unidos gestionadas por la Oficina de Gestión de la Energía Oceánica (BOEM)⁹.

11. DIMAR definirá y administrará el proceso de Concesión de áreas marinas, el cual será coordinado con el MME y la UPME y otorgará las concesiones como parte de un proceso competitivo. Los desarrolladores requieren la certeza de que, si desarrollan un sitio para dar su consentimiento y luego aseguran un acuerdo de compra de energía, pueden proceder a construir el proyecto. En las referencias internacionales se evidencia que la certeza la proporciona una promesa o acuerdo de concesión, que otorga derechos exclusivos de desarrollo y luego, una vez que se haya tomado una decisión final de inversión, el desarrollador puede ejercer su opción de celebrar un contrato de concesión. Se publicarán las reglas que manejen la competencia y los términos de la concesión y, entre otras cosas, se aclararán las consideraciones sobre las posibles superposiciones de área entre los competidores. Las mejores prácticas se pueden adaptar de los organismos de arrendamiento en otros mercados. Por ejemplo, una buena práctica se puede encontrar en el desarrollo de mercado temprano en el Reino Unido, en la Ronda 2 y actualizada para la licitación de Irlanda del Norte, las cuales pusieron a prueba la capacidad y el compromiso del desarrollador. Se usó una rúbrica de puntuación con aprox. 80 preguntas, cada pregunta tenía 5 niveles de puntuación y % de ponderación para dar una puntuación total de capacidad y compromiso. Cuando los proyectos se solapaban, se asignaba al que tenía la puntuación más alta.

12. La DIMAR deberá reevaluar la regulación existente sobre **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, tanto si se maneja una figura de promesa o acuerdo de concesión como la concesión misma. 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.

⁸ <https://www.thecrownstate.co.uk/media/3321/tce-r4-information-memorandum.pdf> (pages 22 and 23)

⁹ <https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/about-boem/Qualification%20Guidelines.pdf>

13. El MME coordinará 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 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

14. 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.

15. 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 meteoceánicos, incluido el recurso eólico, para apoyar la reducción del riesgo de las hipótesis de modelización de los proyectos. Además, fortalecer los centros de investigación existentes que recopilan esta información. 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 Marino¹⁰ de Carbon Trust, en el Reino Unido.

3.2.3 Conexión a la red y planificación de la transmisión

16. La UPME debe formular el **plan 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.

17. 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.

¹⁰ <https://www.carbontrust.com/our-projects/offshore-wind-accelerator-owa>

3.2.4 Infraestructura Portuaria

18. MinTransporte, a través de la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), estará 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.), cómo estas inversiones se coordinan con los contratos de concesión portuaria existentes y también evaluará las necesidades 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 y flotantes en Colombia en el largo plazo.

19. DIMAR evaluará 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 costa afuera en Europa y Asia. En el apartado 8.3.5 se hace un repaso de alto nivel.

20. Desarrollar políticas para promover la creación 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. Un ejemplo notable de esto se observa en el Puerto de Esbjerg11 (Danish Energy Innovation Cluster12).

3.2.5 Desarrollo de la cadena de suministro

21. 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.

22. El MME se articulará con las **agencias de crédito a la exportación** (ECA), como Eksport Kredit Fonden de Dinamarca, UK Export Finance 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 reducir la incertidumbre de exportar a otros países.

23. 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 (ver Sección 7). 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

11 <https://port esbjerg.dk/en/business-area/renewables>

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

establecer un plan. Existen ejemplos de iniciativas similares en Noruega, donde se han encargado estudios para identificar las oportunidades para la industria local¹³.

24. 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.

25. 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. Una evaluación del estado de la cadena de suministro, similar al ejecutado en la sección 7, puede ayudar a comprender las capacidades de transferencia de otras industrias.

3.2.6 Financiación

26. 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.

27. 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.

28. 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.

13 Eksportkreditt: 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>

3.2.7 Ingresos

29. 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),, 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.

30. 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 regulatorio. Se recomienda adjudicarlos a través de un proceso competitivo de apoyo a los ingresos, específico para esta tecnología, 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, duración y las garantías relacionadas con la capacidad de financiación local.

31. El MME evaluará las sinergias entre la energía eólica costa afuera y la generación de hidrógeno verde guiada por la Hoja de ruta del hidrógeno de Colombia (consulte la sección 2.2.1.1) debido al uso compartido potencial de la infraestructura y la ruta alternativa al mercado que ofrece la electrólisis, en lugar de la inyección de electricidad a la red.

32. 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

33.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 con la Organización Eólica Global (GWO), quienes crearon el Wind Safety Training Challenge¹⁴.

34.Revisar la legislación nacional en materia de seguridad y realizar 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

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

Resolución DIMAR 674/2012 y el trabajo en curso sobre el Manual de operaciones seguras costa afuera, previsto para 2022.

35. 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	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.	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 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.
Infraestructura Portuaria	- 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.	- 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.

Cadena de suministro local	• 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.	• 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.
Normativa y política	• 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.	• 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.
Financiero y económico	• 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: ○ 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	• 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. ○
Salud y Seguridad	○ 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.	

Fuente: RCG-ERM 2021

INFORMACIÓN DE SOPORTE

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.

4.2.1 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.

4.2.2 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 tráfico marítimo	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

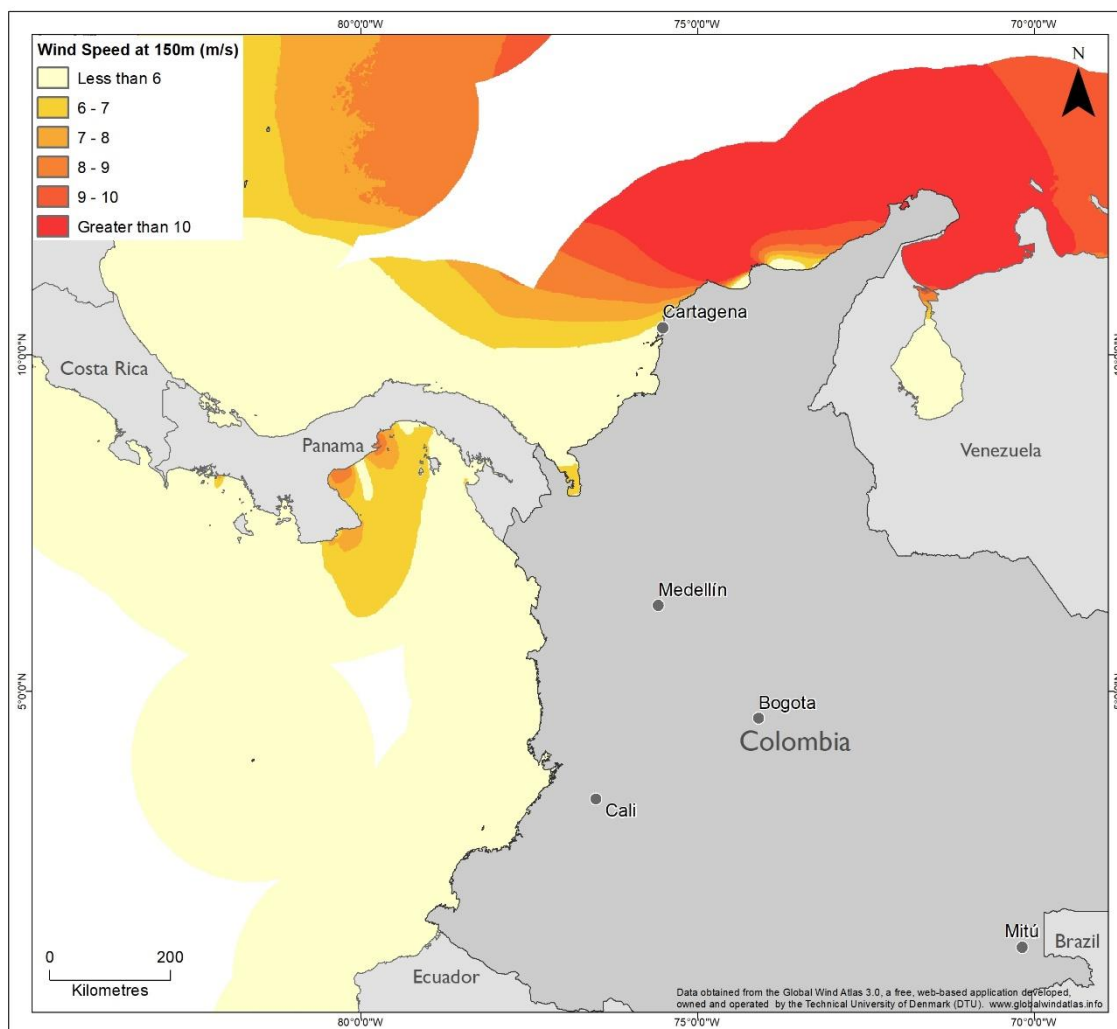
4.3 Resultados

4.3.1 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.

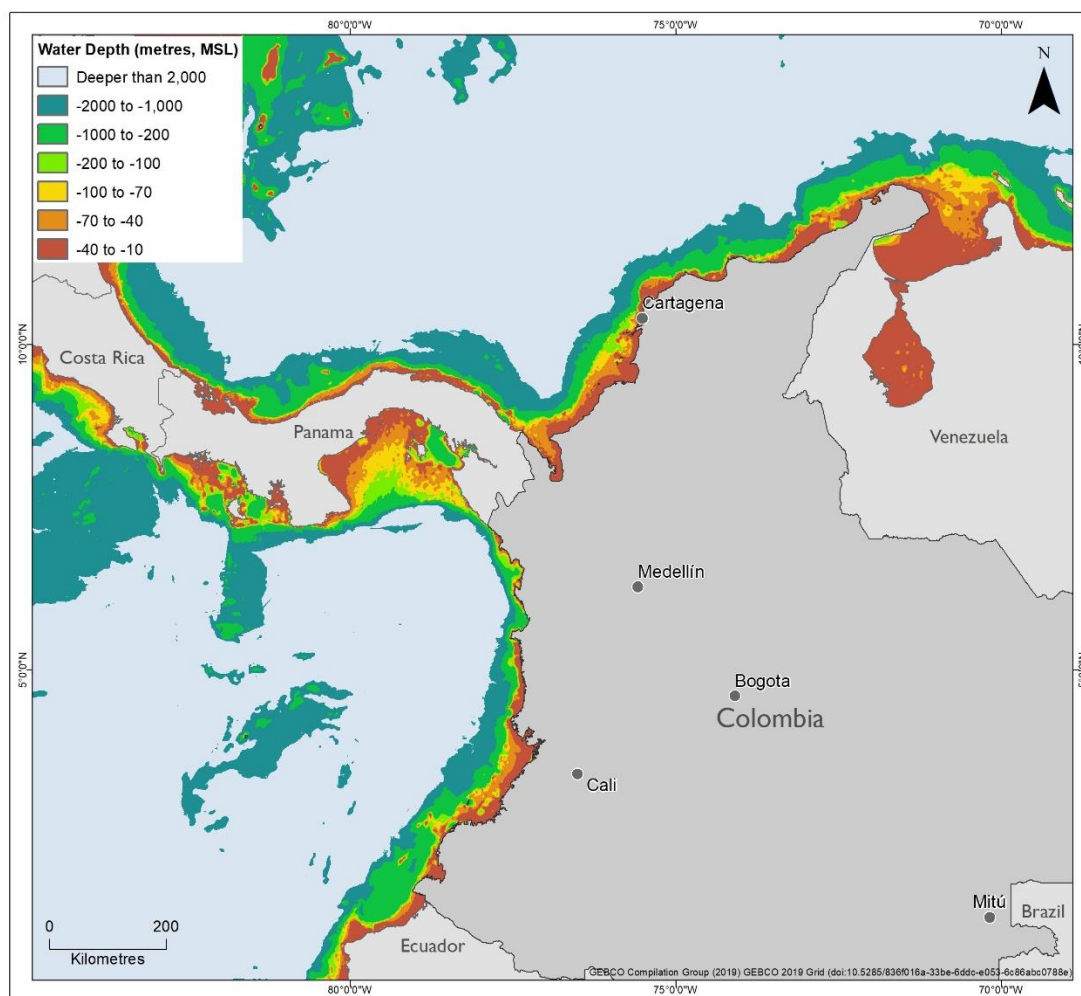
4.3.2 Batimetría y Geología Costa Afuera

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)

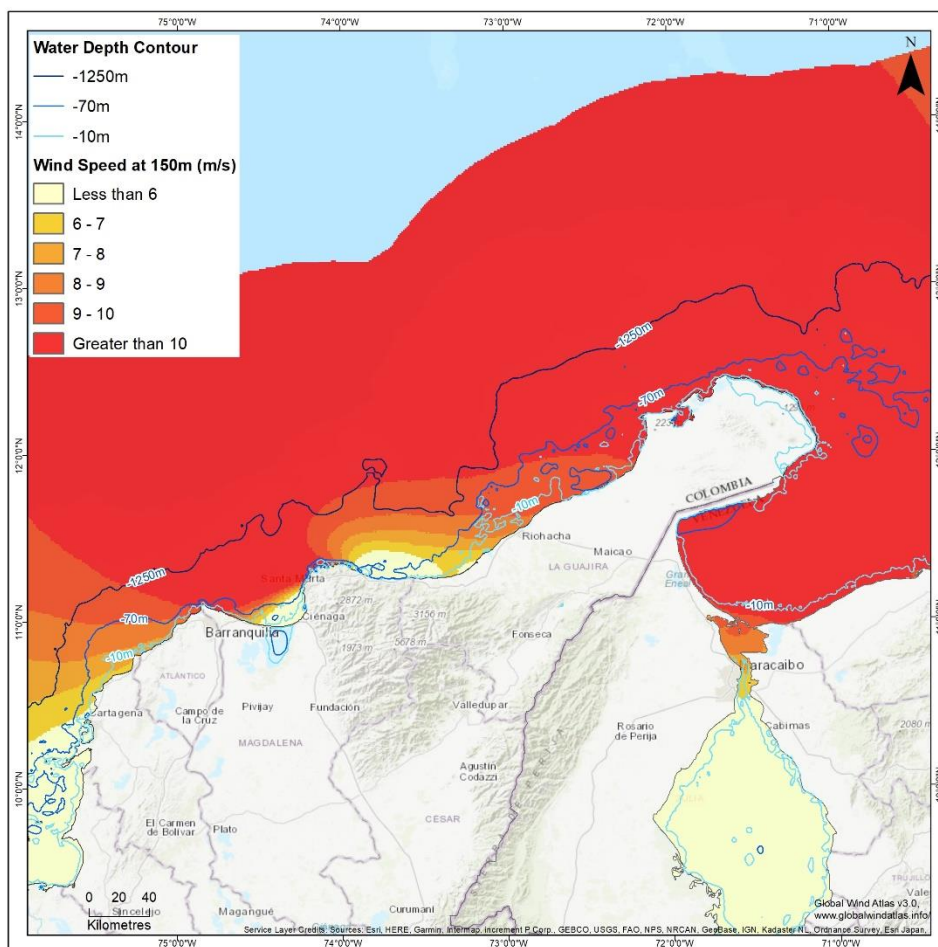
El equipo del proyecto no tiene conocimiento de que dichos datos estén disponibles para las zonas de alta mar en Colombia, excepto por los ejemplos individuales de estudios realizados para fines privados o actividades específicas de exploración de petróleo y gas que son menos aplicables a las necesidades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

4.3.3 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



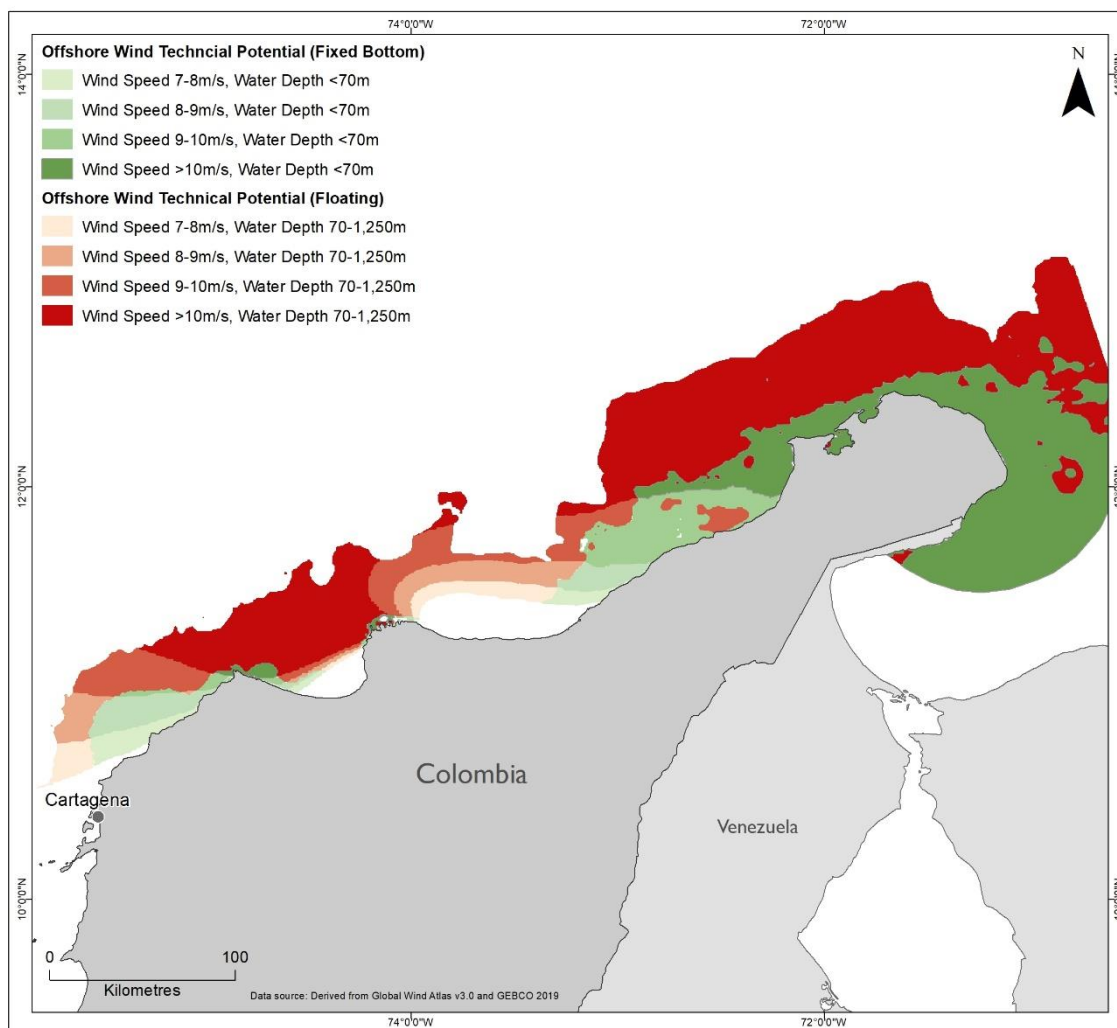
Source: RCG- ERM, 2021

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.

4.3.4 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 fija y 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.

4.3.5 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

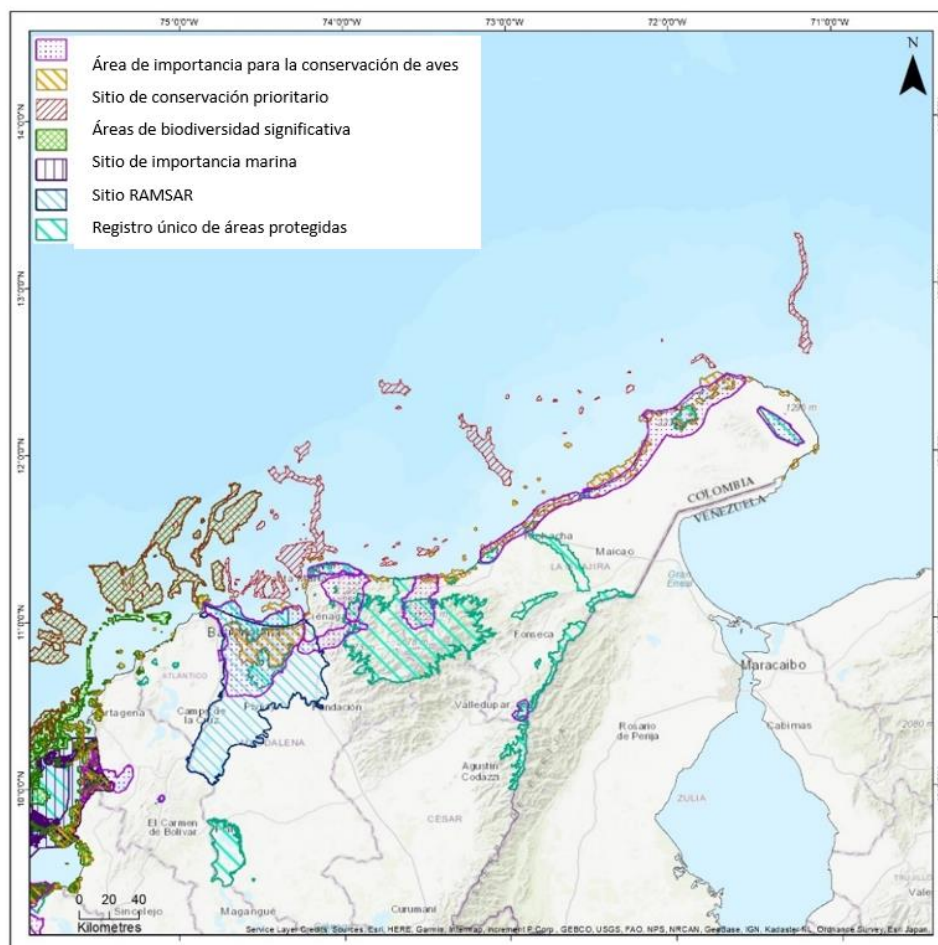
Conjunto de datos	Fuente
Batimetría	GEBCO 2019
Velocidad del viento	Global Wind Atlas 3.0
Actividades de transporte marino	Tráfico Marino(www.marinetraffic.com) <u>Fondo Monetario Internacional (IMF's World Seaborne Trade monitoring system (Cerdeiro, Komaromi, Liu and Saeed, 2020)</u>
Infraestructura de transmisión	OpenStreetMap
Áreas protegidas y sensibles medio ambientalemte	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)

4.3.5.1 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



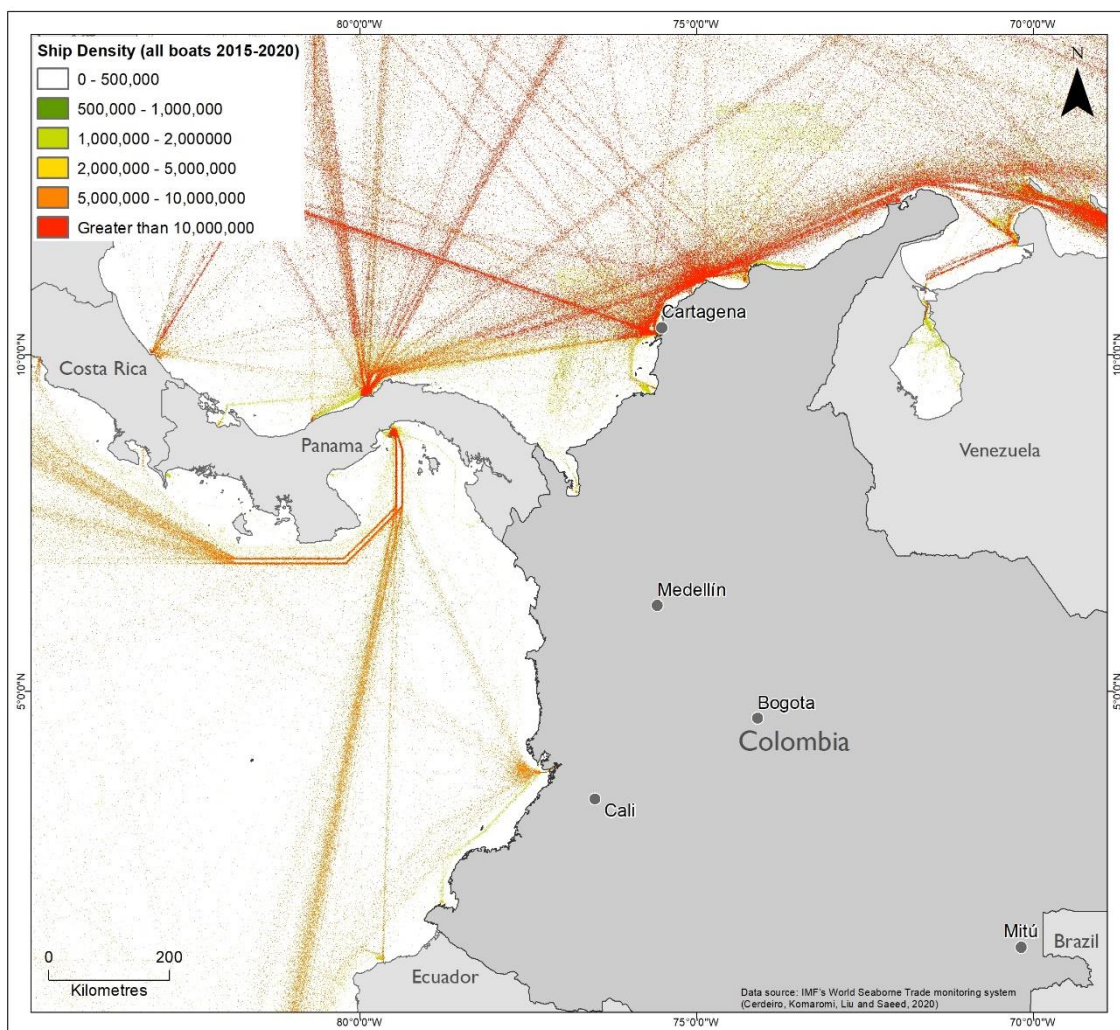
Fuente: RCG- ERM, 2021

4.3.5.2 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



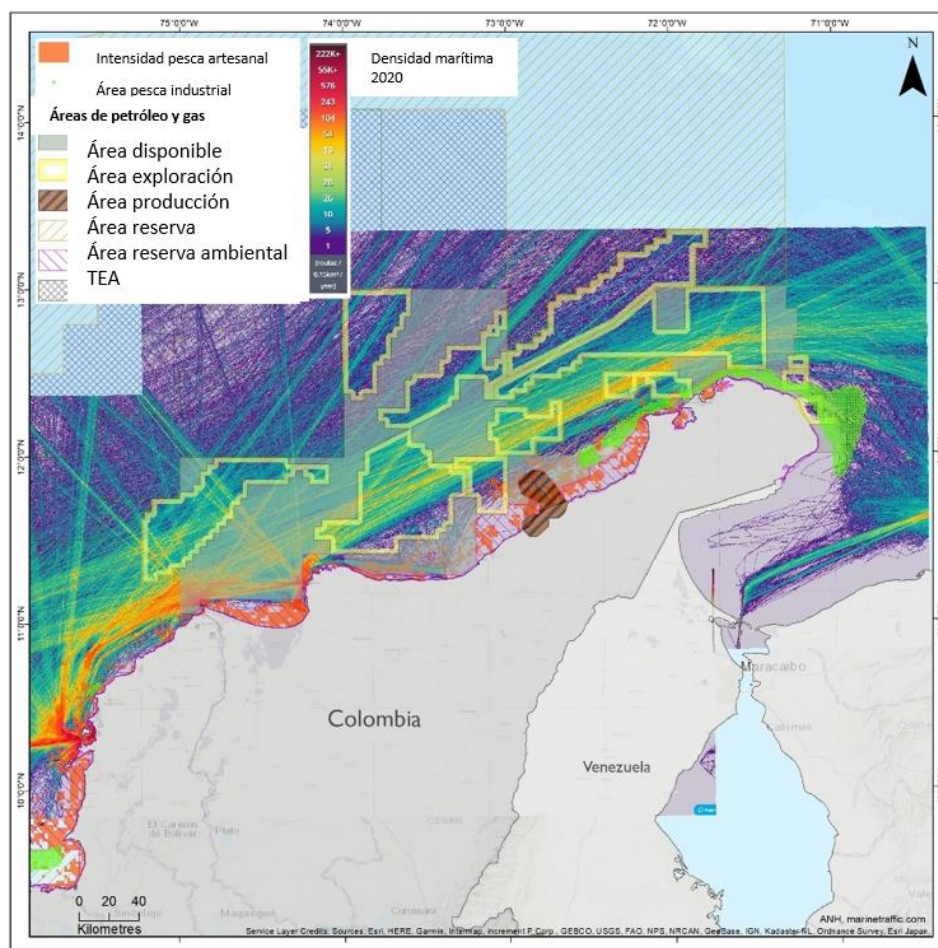
Fuente: RCG- ERM, 2021

*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 Pesca comercial y artesanal



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.

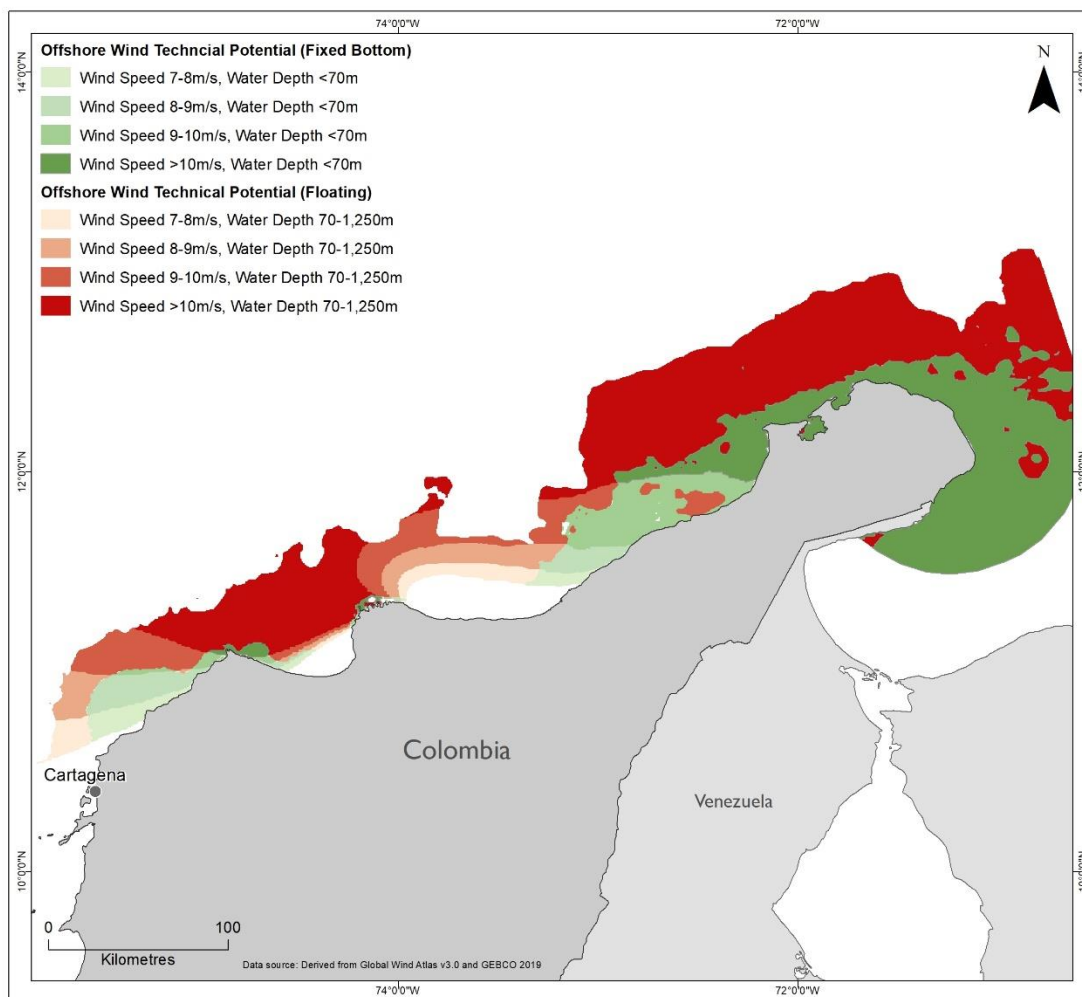
4.3.6 Identificación del sitio: Áreas de exploración inicial

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.

4.3.6.1 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



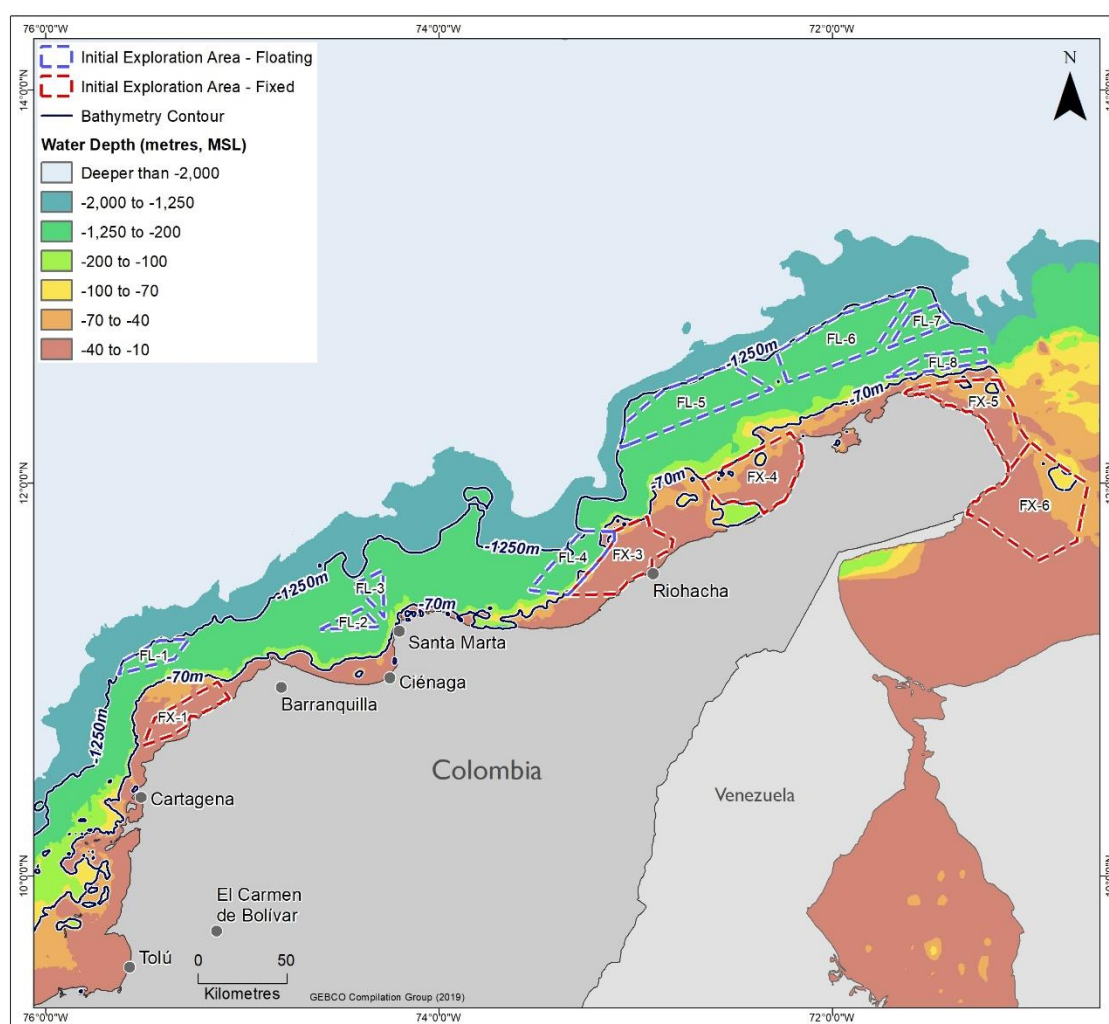
Fuente: RCG- ERM, 2021

*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.

4.3.6.2 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.

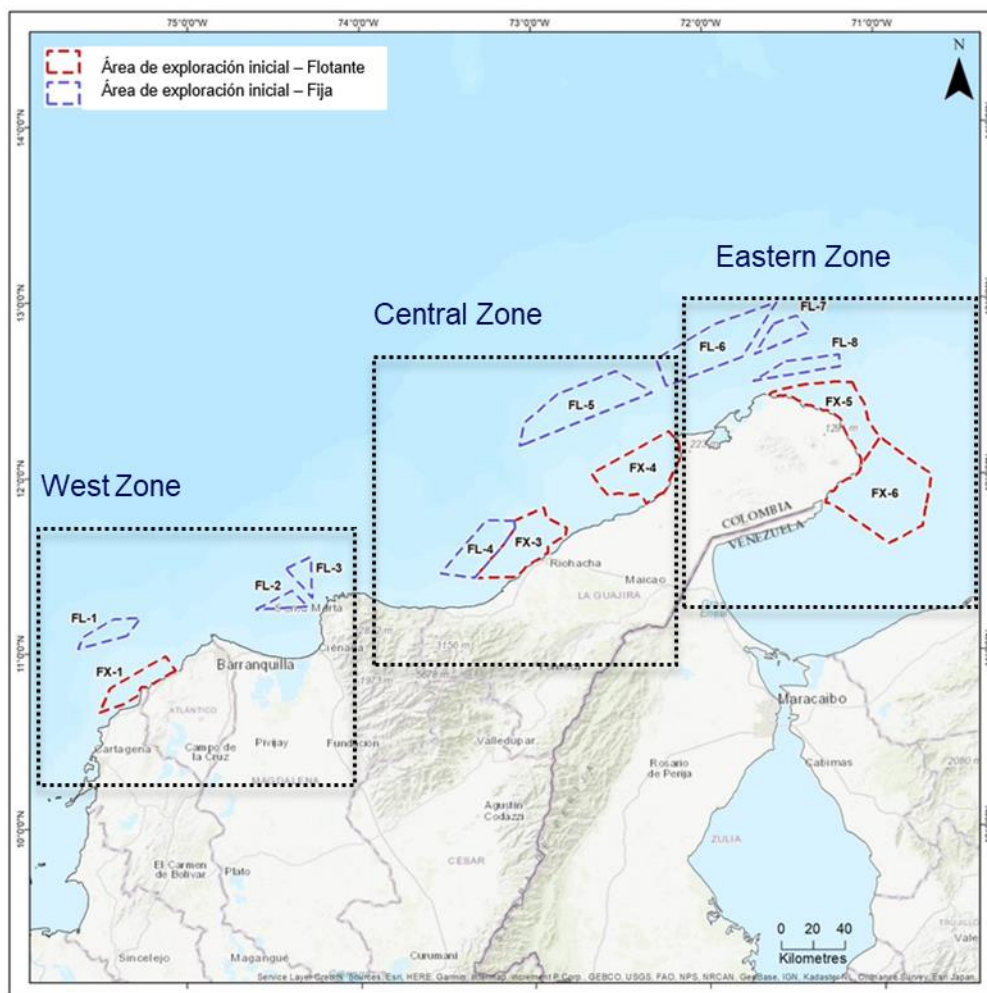
Imagen 21 Áreas de interés: con batimetría y recursos eólicos.



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

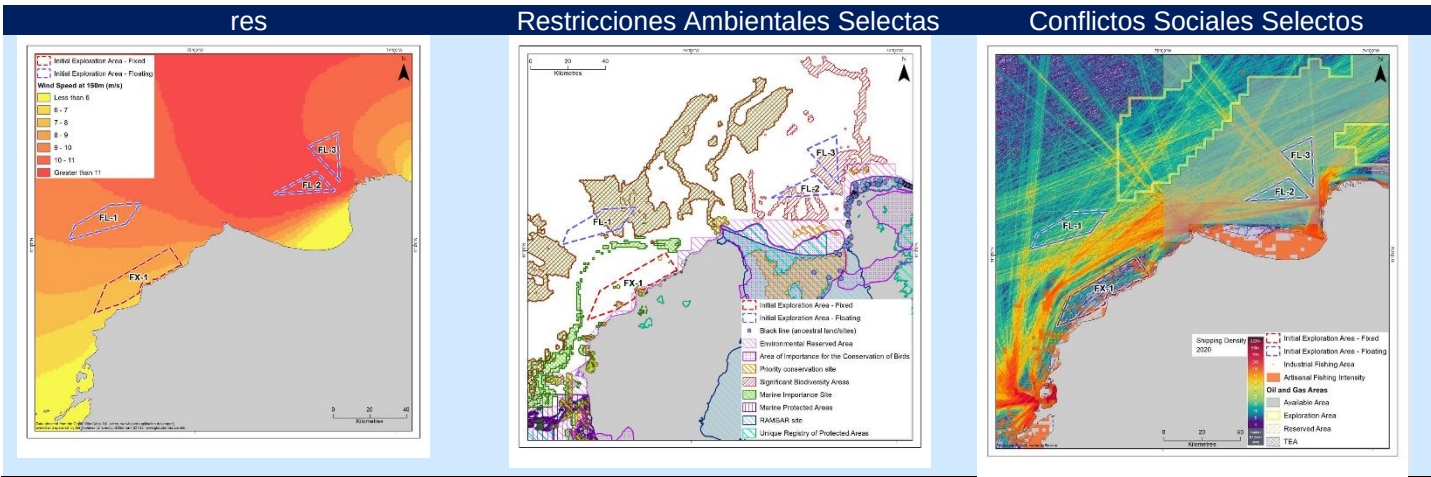


Fuente: RCG- ERM, 2021

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.

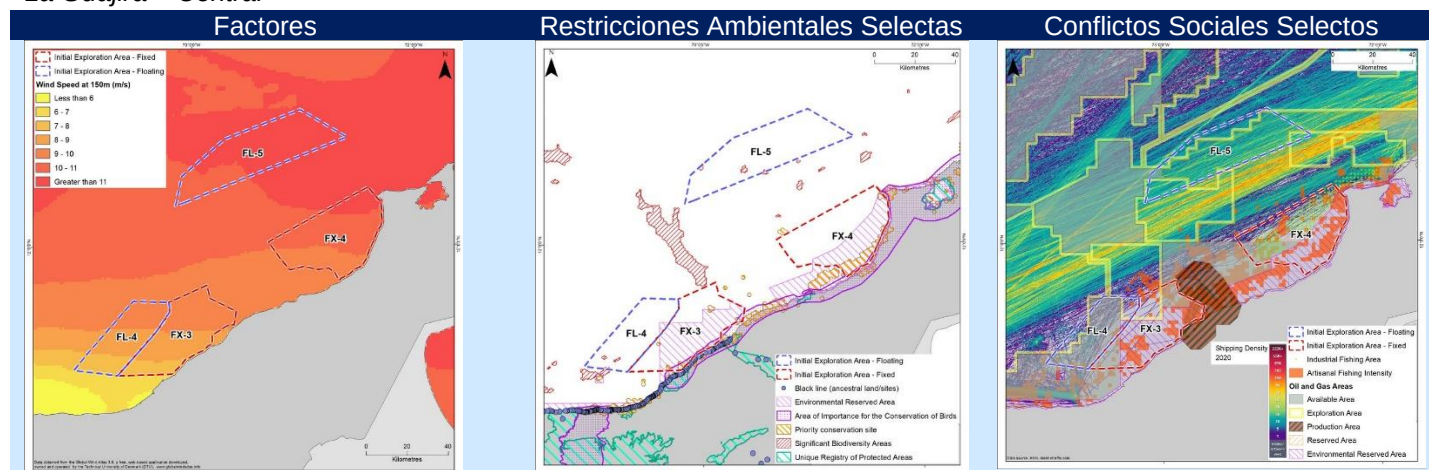
Los principales factores en las regiones son el recurso eólico, así como la proximidad a posibles puntos de interconexión de la red en el futuro. Aunque los recursos eólicos son solo modestos en las zonas identificadas en Cartagena, en comparación con las áreas del oriente, todavía son velocidades de 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.

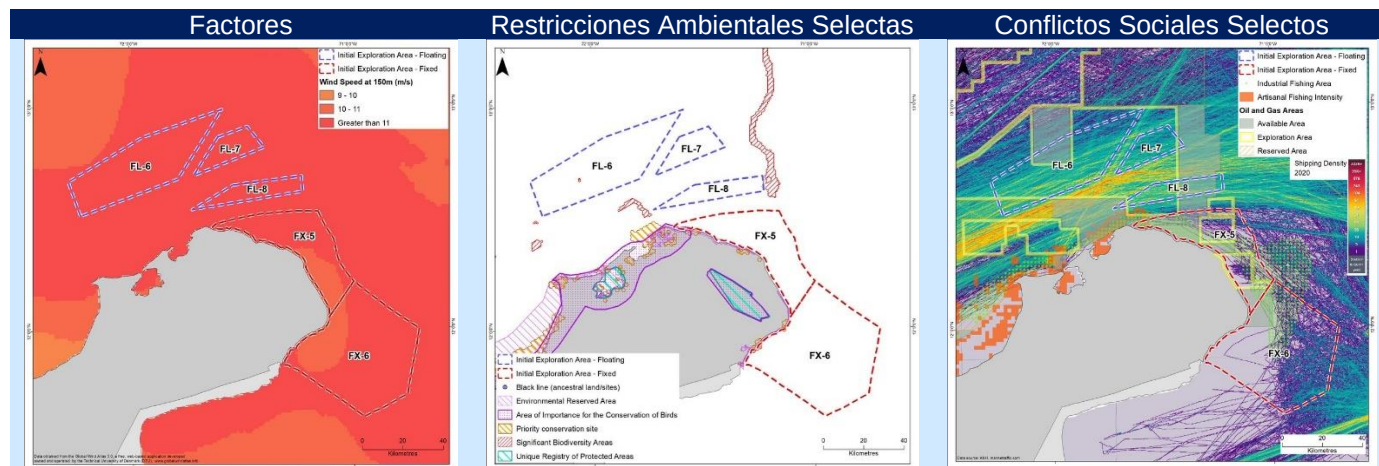
Resumen La Guajira (Central)

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

4.3.6.3 Impacto Visual

El impacto visual de los parques eólicos costa afuera es una consideración relativa a la perspectiva del grupo de interés o actor 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

4.3.7 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 Plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022 estableció un objetivo de 10% de energía comprada en el mercado a partir de energía de FNCER. Esto se aplica a la energía comprada a partir de 2023.

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 Referencia Generación Transmisión 2020-2035¹⁵ de la UPME, 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

¹⁵ 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). Zonas de pesca industrial (desde 5 millas náuticas hasta la Zona Económica Exclusiva).
Acuicultura	Social	A	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).

Los mamíferos marinos son importantes en la biodiversidad del Caribe y desempeñan papeles fundamentales en los ecosistemas. El Caribe colombiano alberga una alta diversidad de mamíferos marinos, como delfines, cachalotes, ballenas y manatíes, entre otros. Actualmente se han registrado 29 especies de mamíferos marinos, es decir, el 83% de las especies registradas en Colombia y el 24% de las especies registradas a nivel mundial (Ávila & Giraldo 2022).

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 Nacionales 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 marinas 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

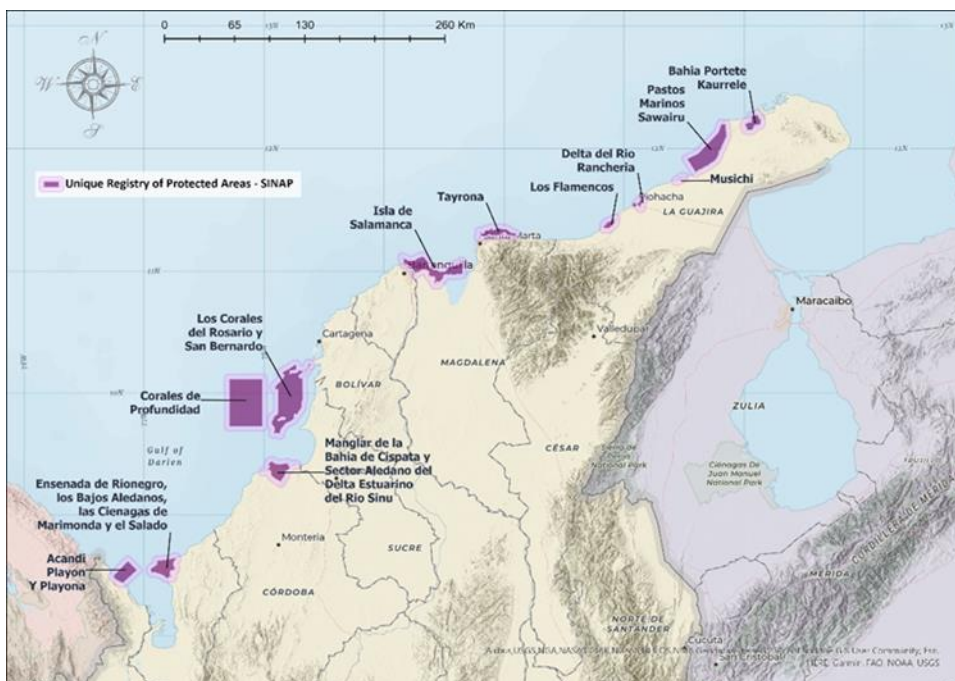
Área Legalmente Protegida	Área declarada total (ha)
Parque Nacional Bahía Portete Kaurrele	14,08
Distrito regional de manejo integrado de pastos marinos - Sawairu *	67,177
Distrito Regional de Gestión Integrada Musichi	1,494
Distrito Regional de Gestión Integrada Delta del Rio Ranchería	3,609
Santuario 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-SIAC¹⁶

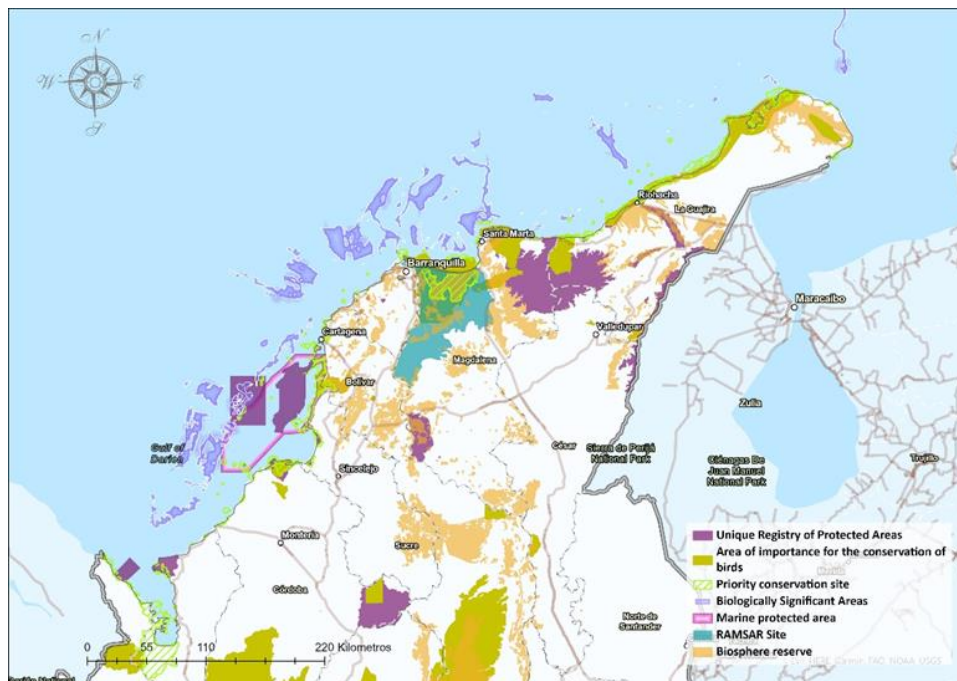
Adicionalmente, existen otras categorías de protección diferentes a las que forman parte del SINAP, como ecosistemas estratégicos: sitios RAMSAR (Convención sobre Humedales de Importancia Internacional), manglares, arrecifes de coral, pastos marinos, humedales, bosque seco tropical, entre otros así como las estrategias complementarias de conservación y desarrollo sostenible: Reserva

¹⁶ [https://ukc-word-](https://ukc-word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=en%2DUS&rs=en%2DGB&wopisrc=https%3A%2F%2Frenewables.sharepoint.com%2F_vti_bin%2Fwopi.ashx%2Ffiles%2F7e78221a586d42b18e43406a4769fbb7&wdenableroaming=1&wdfr=1&mscc=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&sfpr=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)

[edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=en%2DUS&rs=en%2DGB&wopisrc=https%3A%2F%2Frenewables.sharepoint.com%2F_vti_bin%2Fwopi.ashx%2Ffiles%2F7e78221a586d42b18e43406a4769fbb7&wdenableroaming=1&wdfr=1&mscc=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&sfpr=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](https://ukc-word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=en%2DUS&rs=en%2DGB&wopisrc=https%3A%2F%2Frenewables.sharepoint.com%2F_vti_bin%2Fwopi.ashx%2Ffiles%2F7e78221a586d42b18e43406a4769fbb7&wdenableroaming=1&wdfr=1&mscc=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&sfpr=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)

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).

Imagen 36 Zonas ambientalmente sensibles del Caribe colombiano



Fuente: ERM-RCG,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 AoI, 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 AoI. 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 AoI. 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
AICAComplejo 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.
Reserva de Biosfera RAMSAR Ciénaga Grande, Isla de Salamanca y Sabana Grande (ACB/IBA, AZE-Áreas de Cero Extinción)	251,656	Colibrí vientre zafiro - <i>Amazilia lilliae</i> , Tordo marrón bronce - <i>Molothrus armenti</i>	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>).
AICA Valle de San Salvador (ACB/IBA)	58,000	<i>Paujil de pico azul Crax alberti</i> , Colibrí de vientre zafiro <i>Amazilia lilliae</i> , Tororoi de Santa Marta <i>Grallaria bangsi</i> , Rastrojero Serrano <i>Synallaxis fuscorufa</i>	<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>
AICA Región Ecodeltáica Fluvio-	42,952	<i>Chicagüire- Chauna chavaria</i>	<i>Se recomienda una evaluación de las áreas de manglar en las costas al sur</i>

Estuarina del Canal del Dique (ACB/IBA)			<i>de Bolívar y al norte de Sucre donde posiblemente exista <i>Lepidopyga lilliae</i>.</i>
AICAZona Deltáica-Estuarina del Río Sinú(ACB/IBA)*	10,000	<i>Tres especies se encuentran en alguna categoría de 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 (<i>Eudocimus albus</i>), garza roja (<i>Agamia agami</i>) y muchas otras garzas.</i> <i>En la bahía de Cispata existe una población estable del delfín Tucuxi . Además, se está llevando a cabo un programa de reintroducción e instalación de nidos artificiales de caimanes (<i>Crocodylus acutus</i>).</i>	<i>Esta área comprende el antiguo y actual delta del río Sinú, con su correspondiente 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>
Reserva de Biósfera Seaflower(ACB/IBA)*.	350,000	Paloma coroniblanca - Patagioenas leucocephala, Vireo de San Andrés - Vireo caribaeus, Vireo piquigrueso - Vireo crassirostris, Turpial jamaicano	Las diferencias en la formación geológica de las islas generan una gran diversidad de especies de fauna y flora, algunas especies amenazadas.

		-Icterus leucopteryx	
--	--	----------------------	--

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

Los mamíferos marinos en el Caribe de Colombia están en riesgo debido a las amenazas relacionadas con las actividades de pesca, caza/captura y transporte marítimo, principalmente en las zonas costeras, siendo el Golfo de Urabá, Golfo de Darién, Golfo de Morrosquillo, frente a Barranquilla, La Ciénaga Grande de Santa Marta y el Golfo de Coquivacoa las zonas con mayor exposición al riesgo en el Caribe (Avila & Giraldo 2022)¹⁷. Por lo tanto, es importante tener en cuenta esta condición al momento de definir el área de exploración y las medidas de manejo, para este tipo de proyectos

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

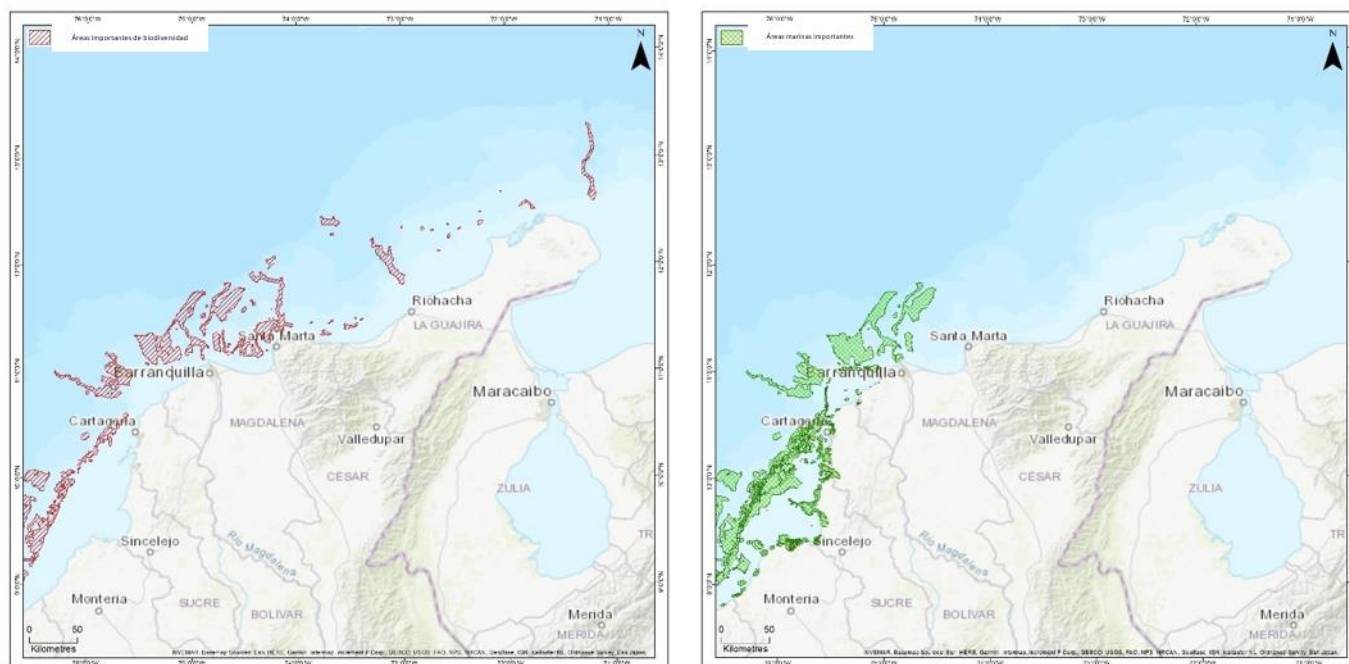
¹⁷ Avila, I., & Giraldo, A. (2022). Risk areas for marine mammals in Colombia. *Journal of Tropical Biology*, 70(1), 96-113. <https://doi.org/10.15517/rev.biol.trop.v70i1.48553>.

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).

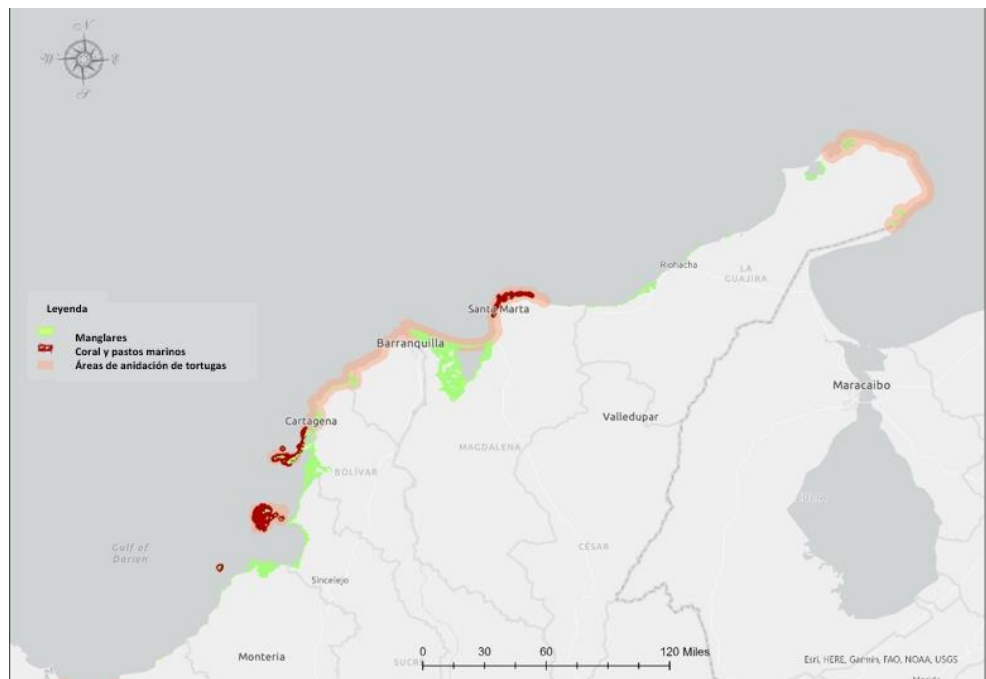
Imagen 39 Áreas importantes de biodiversidad e importancia marina



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 EBSA18.

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*, *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)¹⁹.

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-WCMC20.

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).

¹⁸ ASU 2021

¹⁹ https://daac.ornl.gov/CMS/guides/CMS_Global_Map_Mangrove_Canopy.html

²⁰ <https://doi.org/10.34892/x6r3-d211>

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 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.

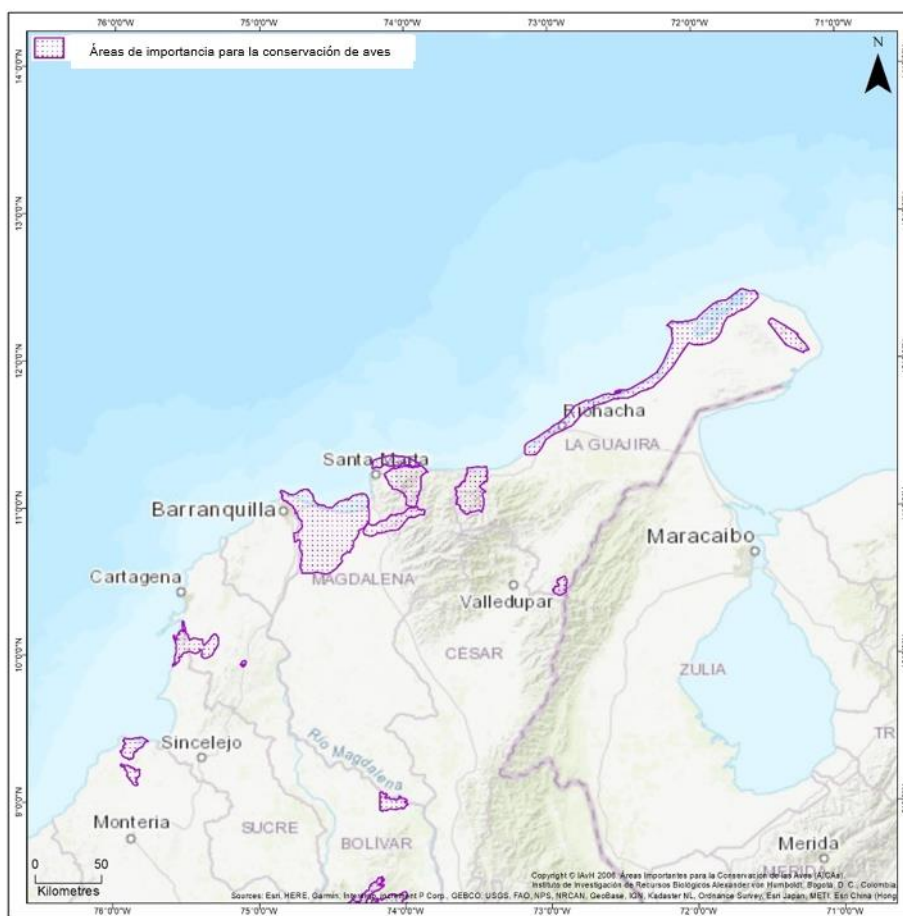
6.3.1.3 Aves migratorias y murciélagos

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, por lo que es importante tener en cuenta los patrones migratorios de las aves y los murciélagos. 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 (Huppop et al, 2006).

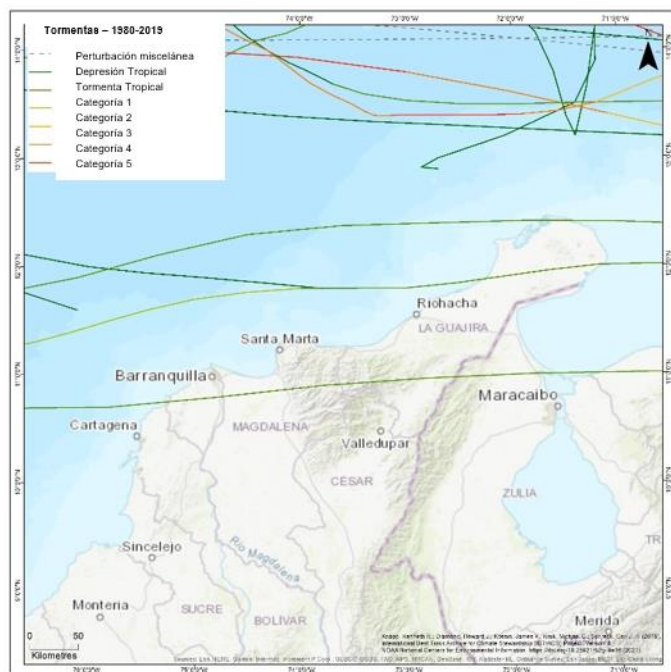
Varias especies de murciélagos están presentes a lo largo de la costa caribe colombiana y, en general, su interacción con los parques eólicos en tierra es motivo de preocupación. Se aplicarán consideraciones similares a los proyectos eólicos marinos, aunque es probable que esto solo sea relevante para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

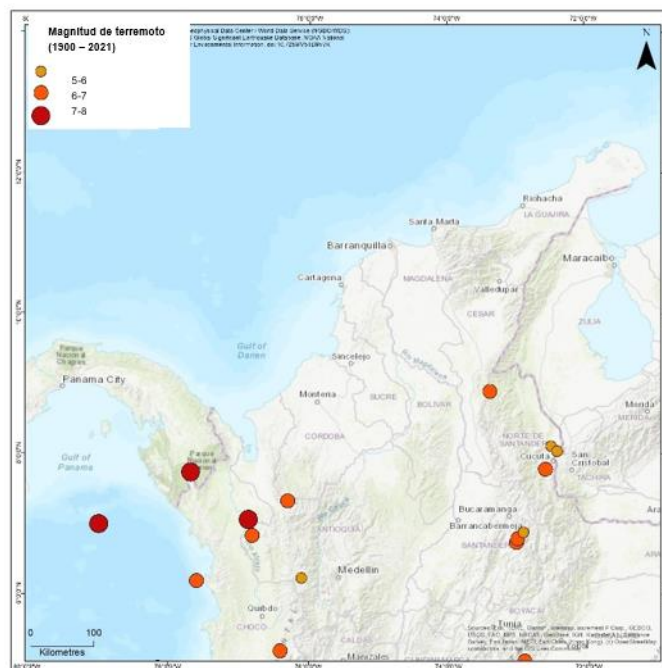
El potencial de eventos climáticos severos y la probabilidad de que ocurran condiciones extremas también impactan el desarrollo de parques eólicos costa afuera en una región. Entre las condiciones climáticas extremas más pertinentes consideradas para el desarrollo de parques eólicos costa afuera se encuentran: (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.

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), NOAARCG, 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

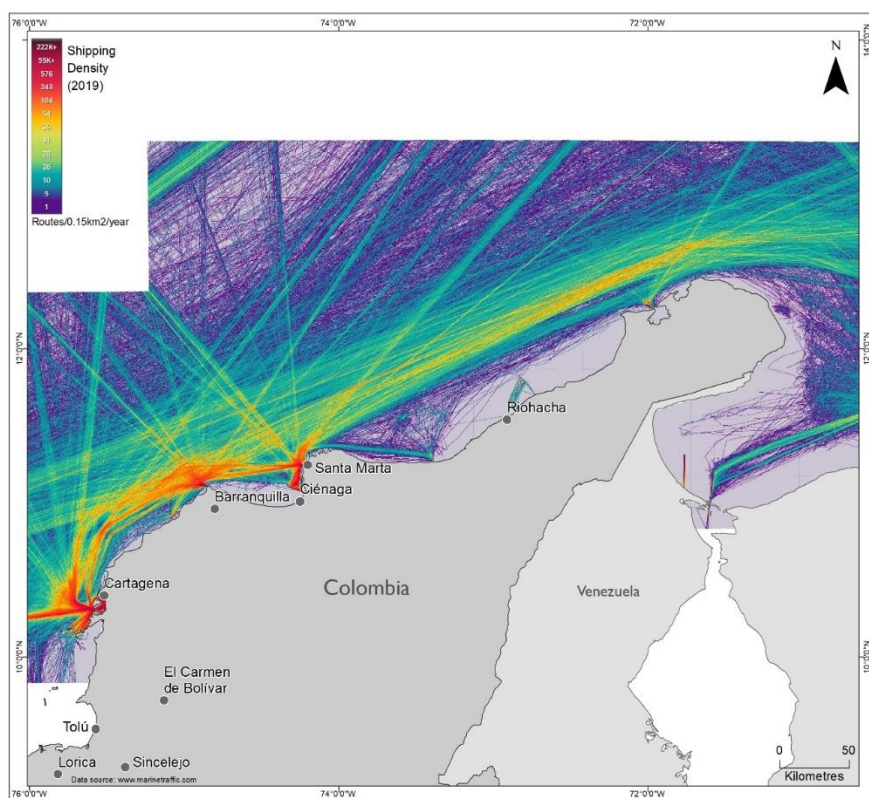
jurisdicciones, como el Reino Unido, recomendaron que, por razones de seguridad de navegación, haya una zona de influencia de 3,5 millas náuticas para evitar colisiones.

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.

Todos los buques que participen en el desarrollo, la construcción y la operación y mantenimiento de proyectos eólicos costa afuera deben cumplir los requisitos de MARPOL y presentar las certificaciones correspondientes.

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.

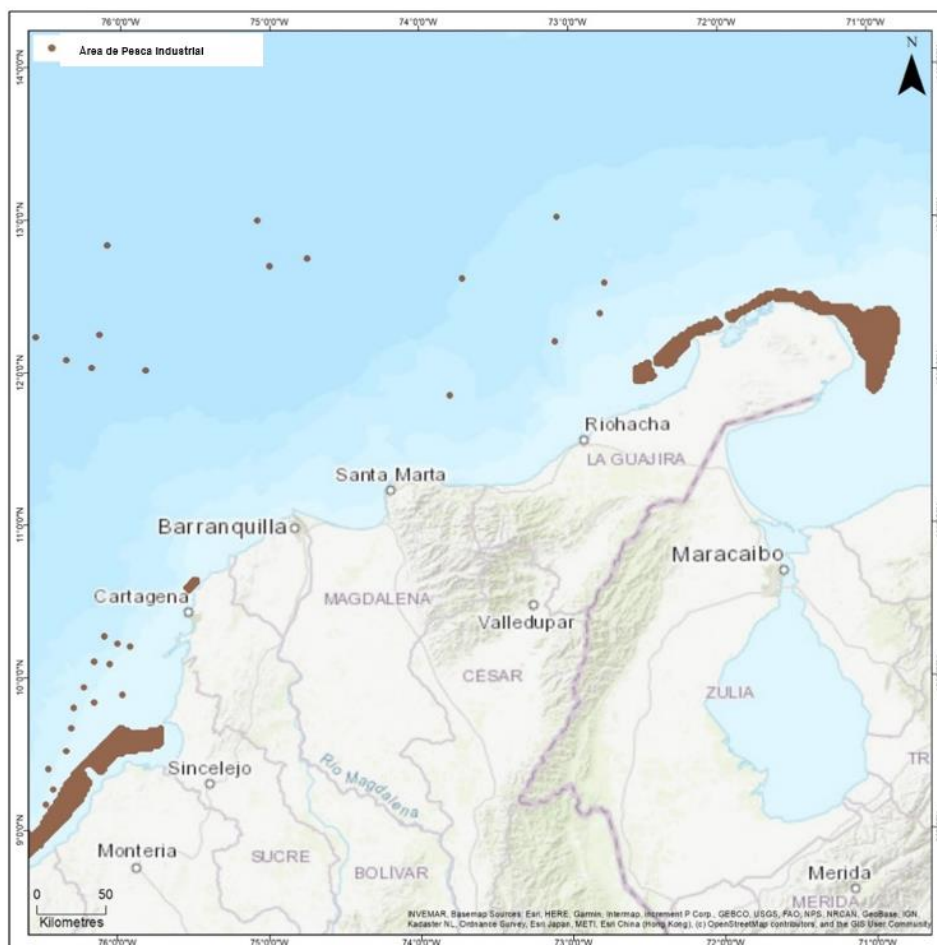
6.3.3.3 Pesca Industrial

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 Galerás-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 áreas marinas 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 áreas protegidas, la consulta con las comunidades locales, la aclaración de requisitos y restricciones para colocar parques eólicos costa afuera dentro de áreas protegidas 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 con 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.

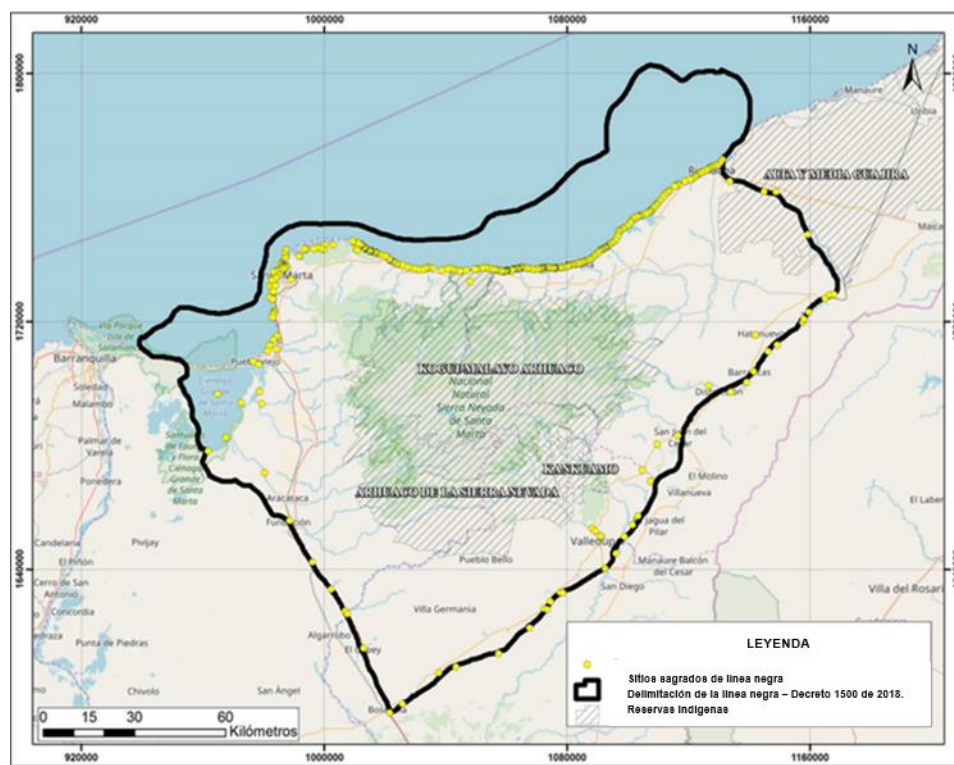
Es importante resaltar que Cartagena también se caracteriza por las fortalezas y murallas declaradas por la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO) como Patrimonio Mundial de la Humanidad. Entre las fortificaciones cercanas a Cartagena destacan:

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

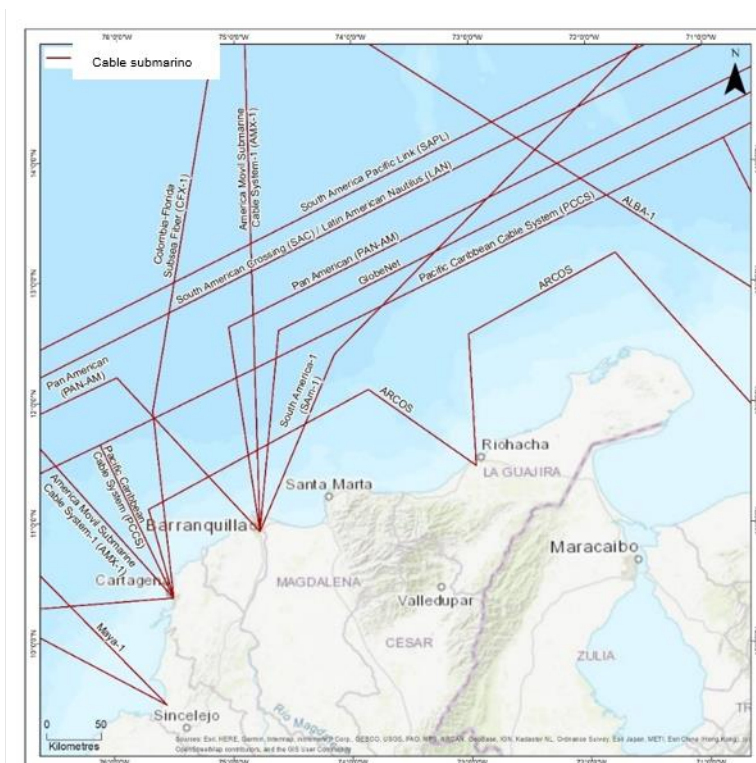
El Caribe colombiano es líder en turismo, siendo Cartagena, San Andrés y Santa Marta los principales destinos del turismo nacional e internacional (cruceros). El Caribe colombiano cuenta con 1.932 kilómetros de costa para el turismo recreativo -sol y playa- (Ardila, 2005) y otros tipos de turismo: cultural, 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 marino²¹. 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.

²¹ 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>

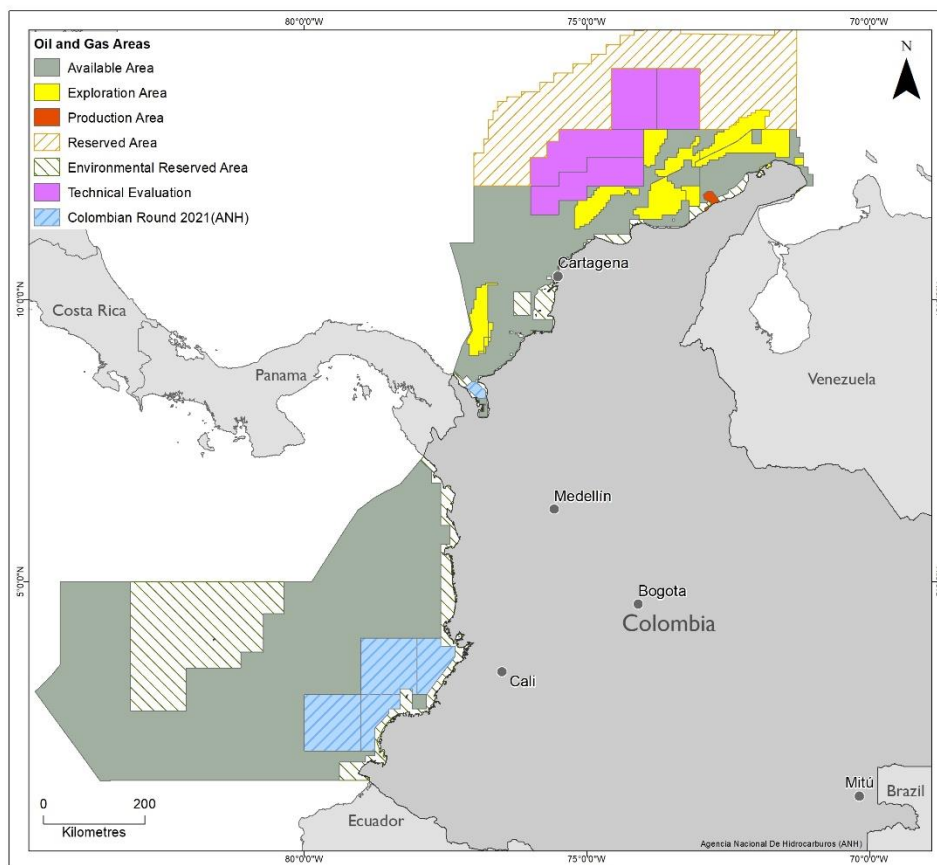
6.3.3.9 Infraestructura de petróleo y gas

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 vigentes²². 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 ECOPEPETROL 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.

²² 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 autoridades militares 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, las autoridades militares han 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 las autoridades militares para determinar la exclusión, particularmente con la Base Naval en Cartagena y la Escuela Naval de Suboficiales en Barranquilla. 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 navegación²³. 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.

²³ 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 a nivel mundial. 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 costa afuera 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 barcasas), 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 costas 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)²⁴

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

²⁴ 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 Desmantelamiento

A medida que el proyecto se acerque al final de su vida útil, se considerará la posibilidad de:

- Prolongar la vida útil de las turbinas existentes
- Repotenciar el proyecto sustituyendo o revisando sustancialmente los aerogeneradores, utilizando los cimientos, la infraestructura eléctrica y la conexión a la red existentes (cuando sea técnicamente posible)

La prolongación de la vida útil y la repotenciación están sujetas a la concesión de las autorizaciones necesarias para seguir operando el proyecto más allá de su vida útil prevista. Cuando estas opciones no sean técnica o económicamente viables, o cuando no se concedan los permisos para seguir explotando el proyecto, éste será desmantelado.

Los impactos ambientales y sociales derivados del proceso de desmantelamiento se suelen considerar como parte de la EIAS y el proyecto se diseñará para garantizar que las actividades de desmantelamiento no tengan un impacto ambiental o social significativo, o que dichos impactos puedan mitigarse adecuadamente. Es probable que se realice otra EIAS antes del desmantelamiento, una vez que se conozca el proceso de desmantelamiento (y los componentes que se retirarán y los que se dejarán in situ). Esta ESIA se basará en estudios de las condiciones ambientales presentes en ese momento. Normalmente se elabora un plan de desmantelamiento detallado para su aprobación como parte del proceso de solicitud de permiso. El plan suele incluir el programa y la secuencia, la opción de desmantelamiento propuesta para cada componente, la evaluación de los impactos ambientales, los estudios de verificación, el seguimiento y la gestión del emplazamiento después del desmantelamiento, la gestión del proyecto, la salud y la seguridad y el medio ambiente, y los detalles de la consulta a las partes interesadas sobre el plan.

El plan de desmantelamiento se revisa y actualiza periódicamente durante la vida del proyecto para tener en cuenta la evolución de las soluciones tecnológicas y las mejores prácticas del sector, así como cualquier decisión relativa a la prolongación de la vida útil o la repotenciación.

7.2.6 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

7.2.7 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)**
WTG (Nivel 1)	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
	Palas de turbina	1	1	2	1	11
	Góndola, buje, montaje	1	1	2	1	11
	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

Transporte e instalación	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
	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	Materias primas (acero)	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 RCG

*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 sola²⁵.

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>

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.

Imagen 60 Evaluación de disponibilidad de suministro de componentes de góndola

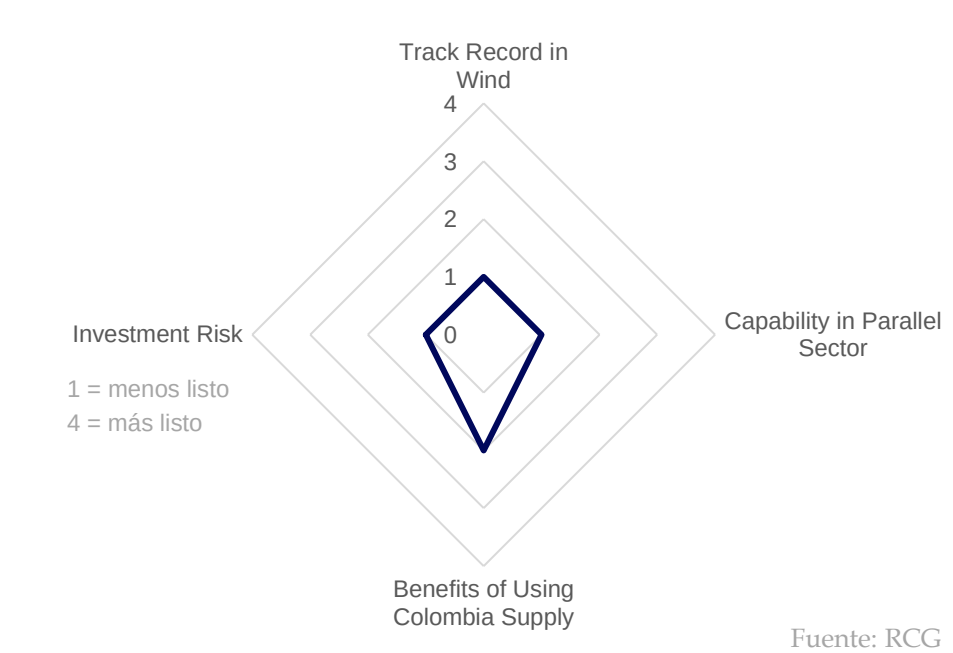


Imagen 61 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: componentes de góndola

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

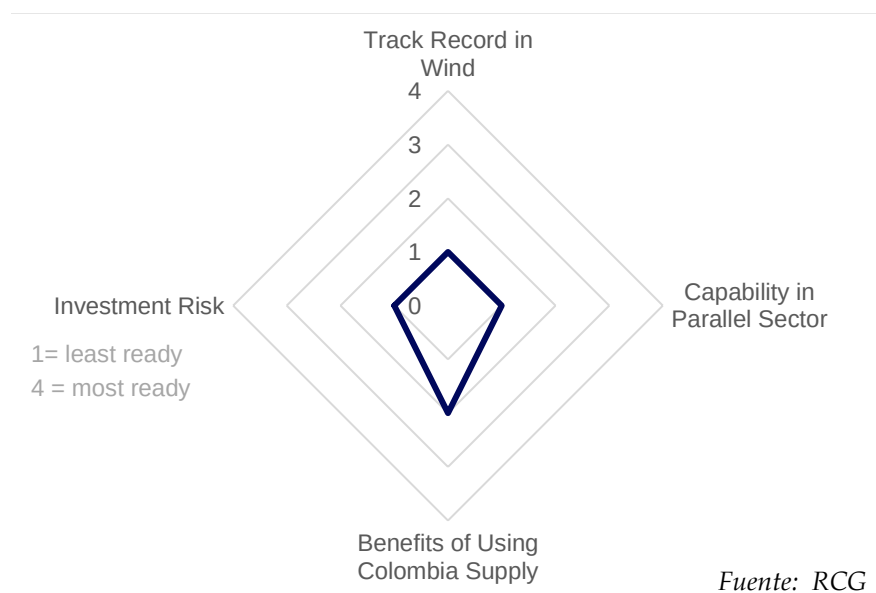


Imagen 63 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: monopilotes

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

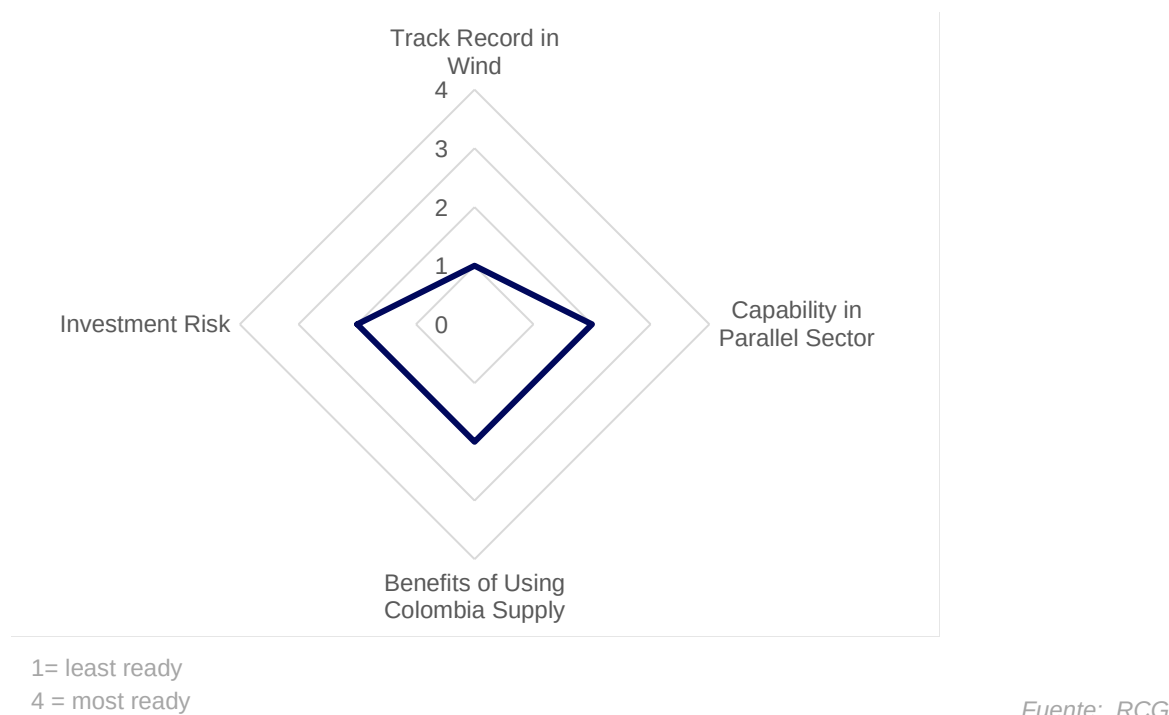


Imagen 65 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: cubiertas

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

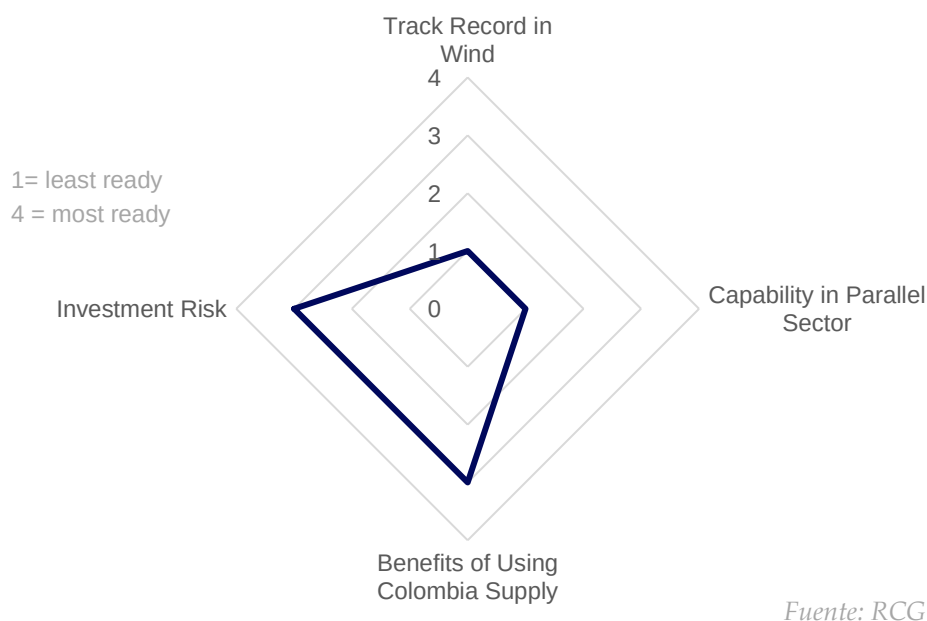


Imagen 67 Empresas potenciales de la cadena de suministro local: pieza de transición

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

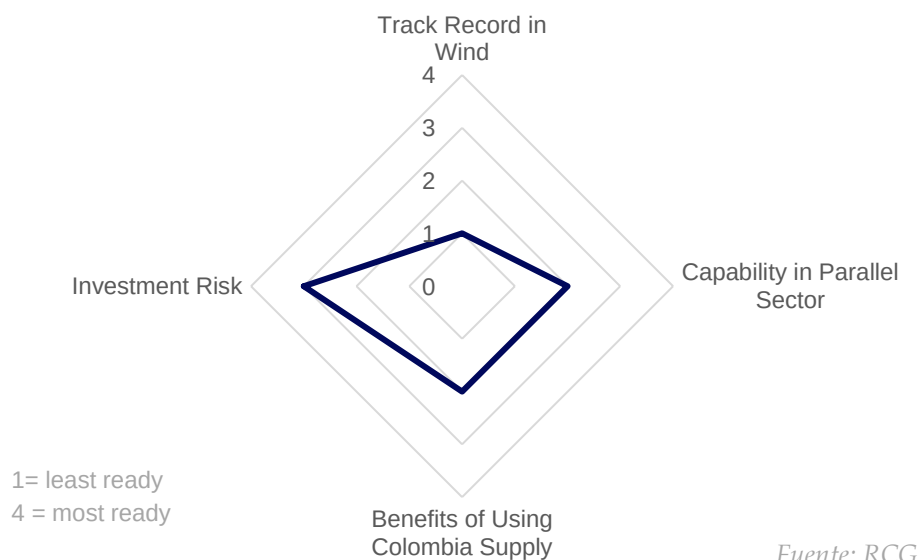


Imagen 69 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: cables submarinos

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

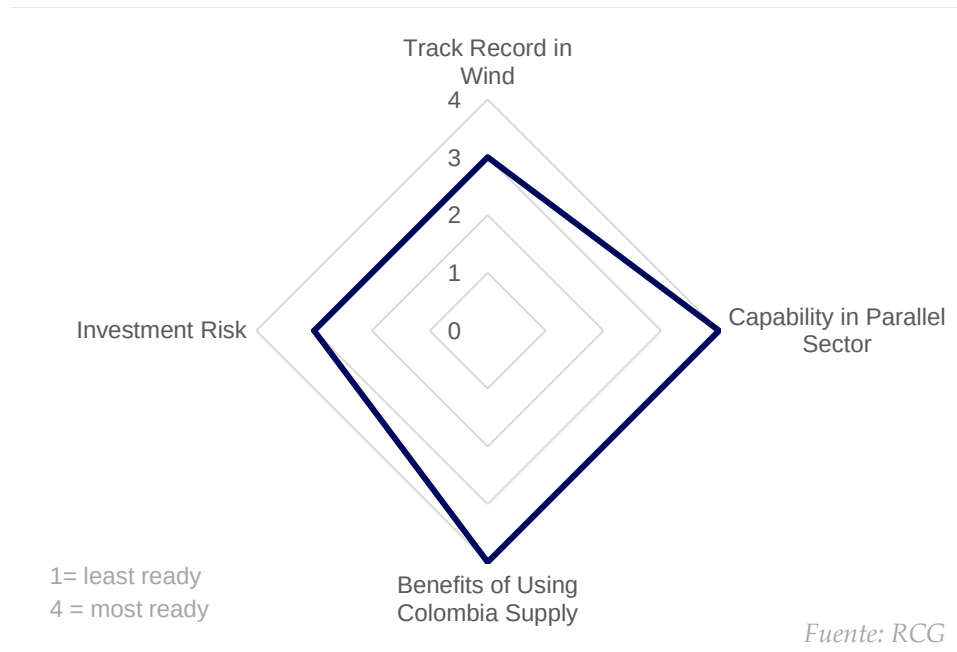


Imagen 71 Compañías potenciales de la cadena de suministro local: subestación en tierra

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	- 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.		
2	Contecar, Mamonal	Apto con actualizaciones menores	Apto con actualizaciones menores	- 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		
3	Terminal Marítimo Muelles El Bosque - CCTO	Apto con actualizaciones menores	Apto con actualizaciones menores	- 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		
4	Cartagena SPRC - Magna	Apto con actualizaciones menores	Apto con algunas actualizaciones	- 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		

#	Puerto	Idoneidad para la construcción	Idoneidad para la fabricación	Justificación	FBOW	FOW
				- 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	- 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		
6	Puerto de Barranquilla	Apto con actualizaciones menores	Apto con algunas actualizaciones	- 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.		
7	Puerto de Brisa	Apto con algunas actualizaciones	Apto con actualizaciones mayores	- 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		

#	Puerto	Idoneidad para la construcción	Idoneidad para la fabricación	Justificación	FBOW	FOW
				el manejo de contenedores y carga general, se detuvo como resultado de la pandemia de coronavirus. - 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	- 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.	☒	☐
9	Puerto de Bahía	Apto con algunas actualizaciones	Apto con actualizaciones mayores	- 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	☒	☒

#	Puerto	Idoneidad para la construcción	Idoneidad para la fabricación	Justificación	FBOW	FOW
				como puerto de fabricación para proyectos eólicos marinos. Maquinaria portuaria moderada en su lugar.		
10	Puerto de Buenavista	Apto con actualizaciones mayores	Apto con actualizaciones mayores	- 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.	☒	☒
11	Puerto de San Andrés Isla	Apto con actualizaciones mayores	No apto para fabricación	- 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	☒	☒
12	Puerto de Turbo Antioquia	No apto para fabricación	No apto para fabricación	- 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.	☒	☒

Fuente: RCG

Leyenda de la tabla

Símbolos	Comentario
	El puerto seleccionado se puede utilizar para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera.
	El puerto seleccionado se puede utilizar para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera, pero existen algunas limitaciones.
	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	- 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.		
2	Puerto de Bolívar	Apto con actualizaciones mayores	No apto para fabricación	- 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.		
3	Puerto de Drummond	Apto con actualizaciones mayores	No apto para fabricación	- 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		

#	Puerto	Idoneidad para la construcción	Idoneidad para la fabricación	Justificación	FBOW	FOW
				- Importante inversión requerida para la remodelación del puerto, ampliando el atracadero actual y aumentando la capacidad portante tanto de los muelles como de la zona de almacenamiento de carbón. - Instalaciones y equipos portuarios muy limitados.		
4	Puerto de Pozos Colorados	Apto con actualizaciones mayores	No apto para fabricación	- 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.		

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 almacenamiento	Longitud del muelle	Profundidad del canal	Calado de muelle	Área de almacenamiento	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

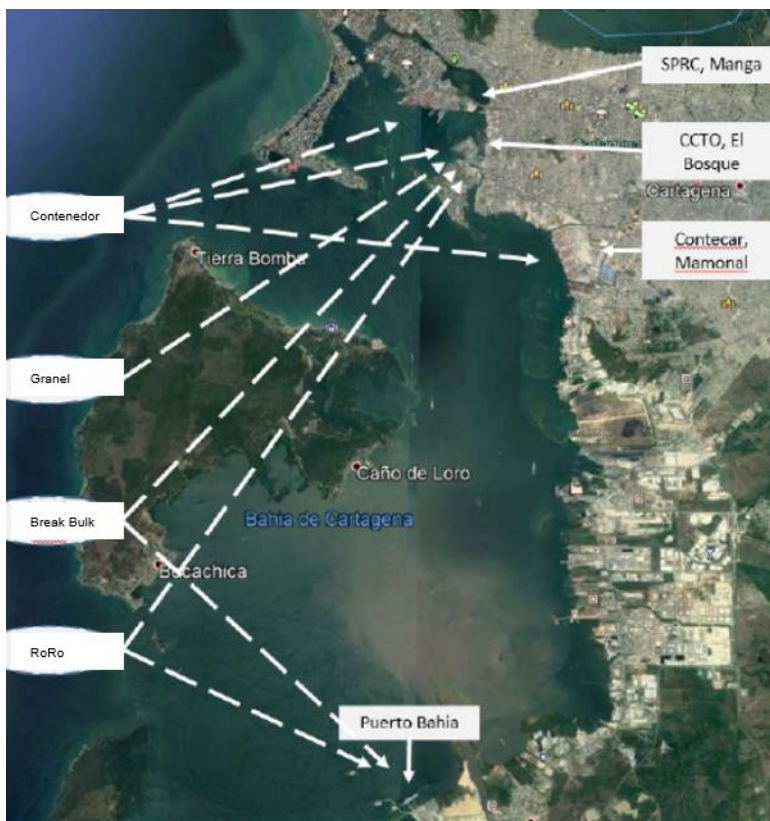
Varias instalaciones portuarias han sido identificadas y evaluadas favorablemente con respecto a su capacidad física para soportar actividades de fabricación o construcción de parques eólicos flotantes costa afuera o de fondo fijo a largo plazo en Colombia.

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 ²⁶

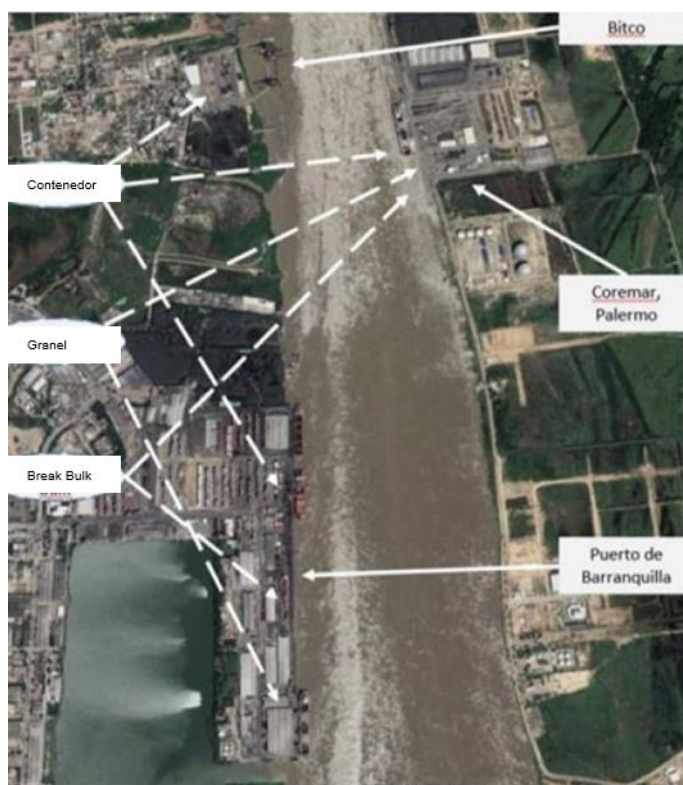
Puerto de Barranquilla, ubicado aproximadamente a 75 millas al oriente del Puerto de Cartagena, consta de varias instalaciones portuarias, en su mayoría de propiedad privada, ubicadas a lo largo de las orillas del río Magdalena. Las instalaciones portuarias incluyen una gran terminal multipropósito y 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.

²⁶ Fuente: base de datos de logística de acceso abierto. www.dcla.logcluster.org

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 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 logística²⁷

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

²⁷ Fuente: base de datos de logística de acceso abierto. www.dcla.logcluster.org

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

Imagen 81 Imagen aérea del puerto de Santa Marta



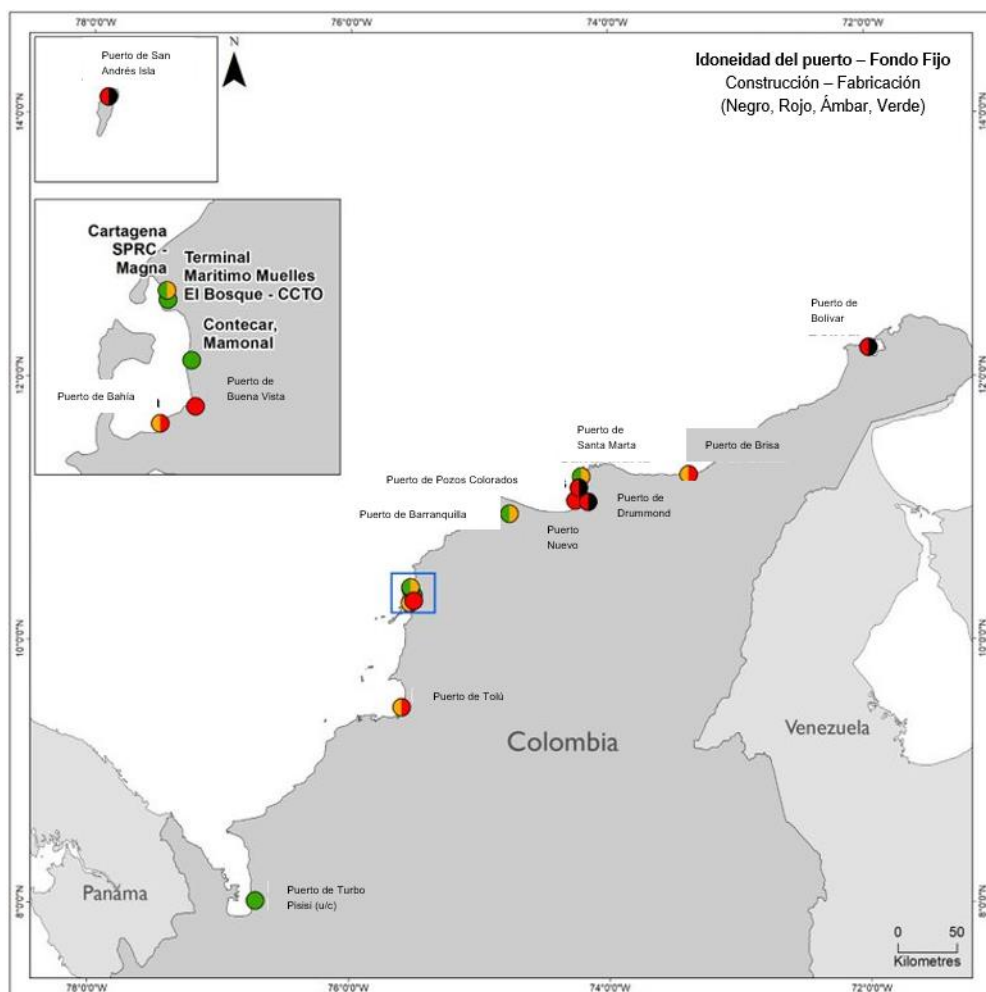
Fuente de la imagen: Clúster de logística – Evaluación de la capacidad logística ²⁸

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.

²⁸ 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.

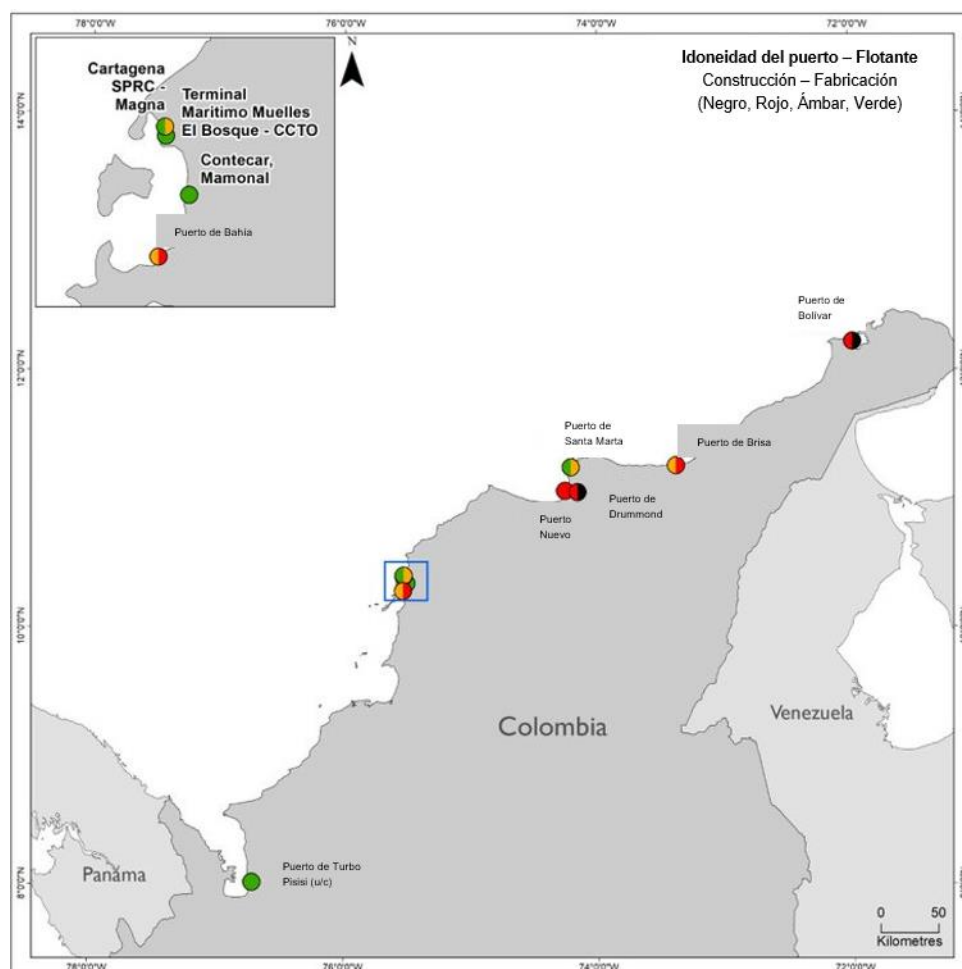


Fuente: Análisis

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.

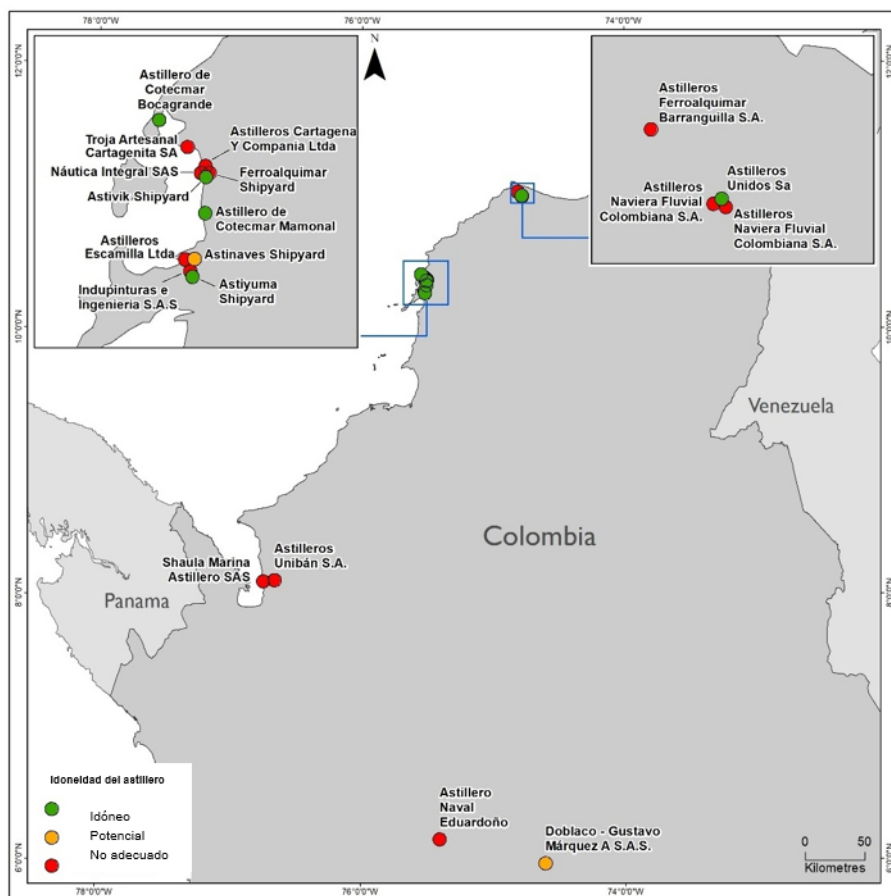
Actualmente, hay 32 astilleros operativos a lo largo de la costa de Colombia en el Mar Caribe y el Océano Pacífico, como se muestra en la imagen 84. De estos 32 astilleros, 22 están ubicados a lo largo de la mitad suroccidental de la costa caribeña de Colombia, de los cuales 11 están directamente en 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)	• 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	• 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	• Fabricación de lanchas y botes a motor, botes de fibra de vidrio, botes recreativos y deportivos
Bogotá / Cundinamarca	4	• 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.

Barranguilla 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.

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)

Etapas del proyecto/Resumen del documento de área	Etapas del proyecto/Resumen del documento de área	Etapas 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	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.

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.

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 Mundial²⁹. 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.

²⁹ 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 Clave³⁰) 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

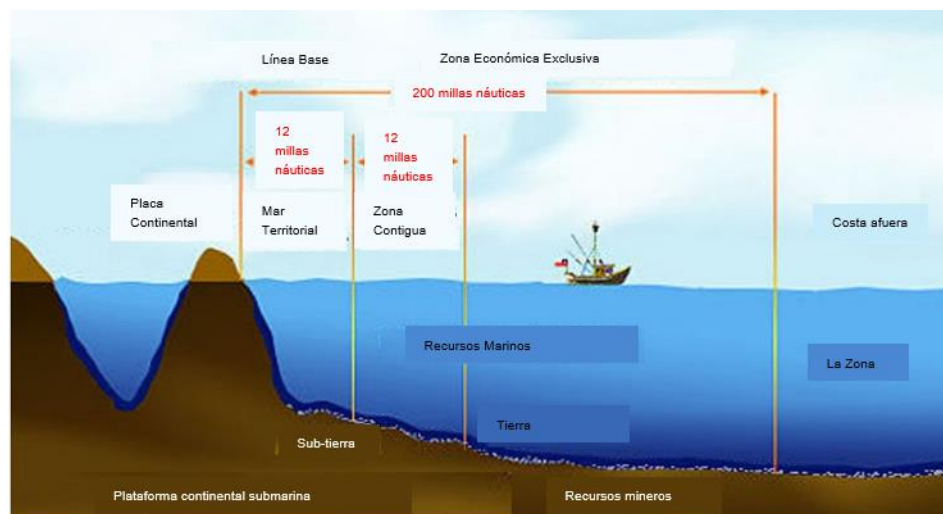
Aunque las primeras etapas del desarrollo de proyectos eólicos costa afuera son viables sin una zona de concesión designada, el camino hacia la capacidad operativa, y la certeza de inversión necesaria para que la adquisición y la instalación avancen, puede eventualmente requerir que un desarrollador 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 prefactibilidad, que no implican la concesión (derechos exclusivos) ni la prioridad para conseguir una concesión en su momento.

³⁰ 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>

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 geoestacionaria, 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 la 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 zona³¹.

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 Cultura³².

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 Nacional³³.

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.

³¹ En el párrafo 11.2.3.3 se describe el nivel de alineación de la EIAS con los estándares internacionales.

³² En el párrafo 11.2.3.3 se describe el nivel de alineación de la EIAS con los estándares internacionales.

³³ 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.³⁴
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

³⁴ 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 2019³⁵,
- 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.

³⁵ En el apartado 10.3.2.1 se describe el nivel de adecuación de la EISA a las normas internacionales

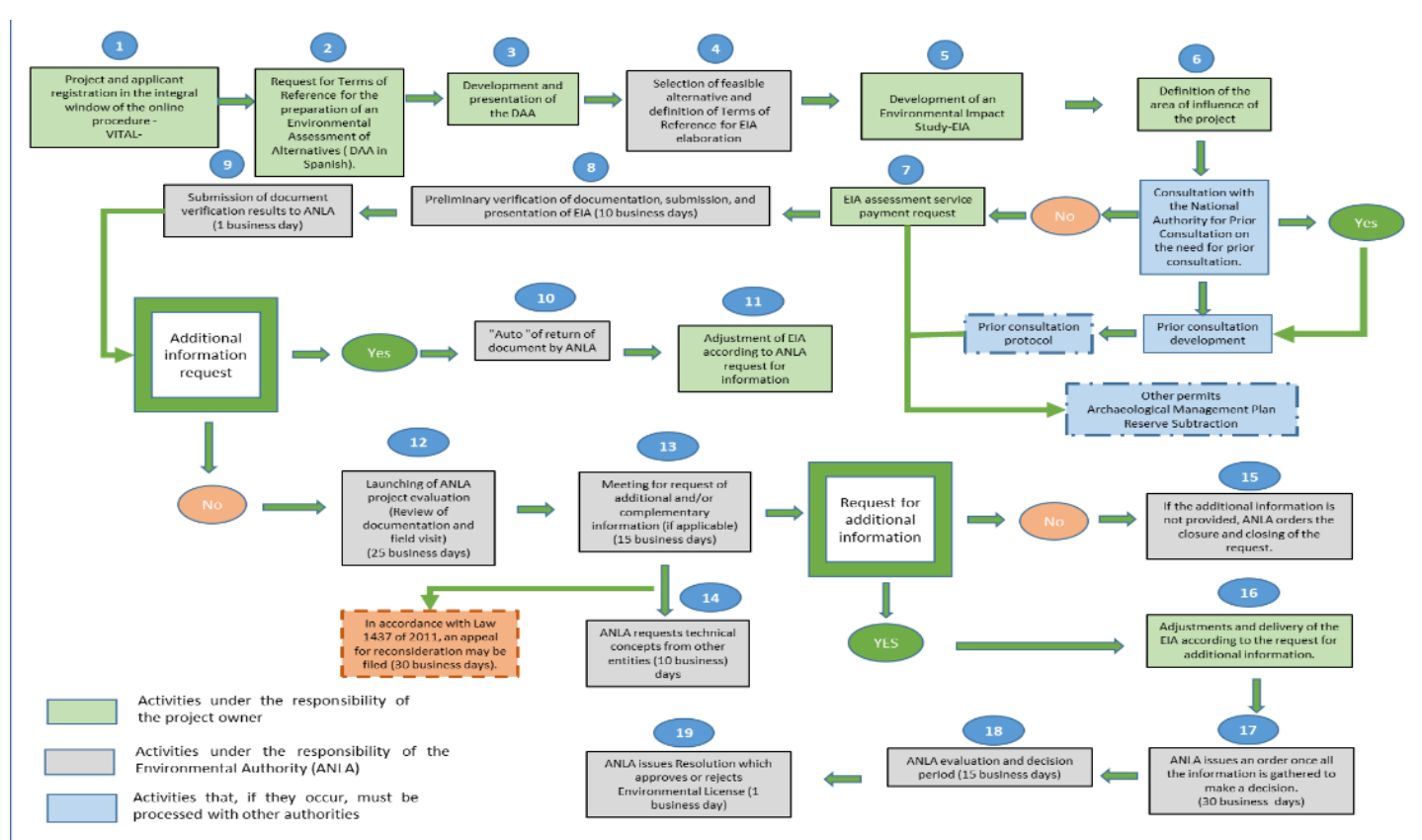
10.3.2 Licencias y permisos ambientales

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 afuera³⁶, las 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.

³⁶ Los términos de referencia genéricos son emitidos por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. Es importante señalar que, en ausencia de un mandato genérico, se pueden solicitar términos específicos a la ANLA.

Imagen 89 Proceso de arrendamiento ambiental en Colombia



Fuente: RCG-ERM 2021

De acuerdo con lo establecido en la normativa nacional, los proyectos de generación no necesitan un diagnóstico ambiental de alternativas (DAA), pero para las líneas de transmisión de energía y subestaciones se requiere presentar el DAA.

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 verificación y registro del 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.

10.3.2.1 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 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.
1.4 Programas de gestión	Parcialmente alineado	
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; complemento para identificar los impactos (ruido, colisión, etc.).
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

10.3.3 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).
- Si la conexión es al Sistema de Transmisión Regional, el proyecto debe cumplir además con lo estipulado en la Resolución CREG 075-2021.

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

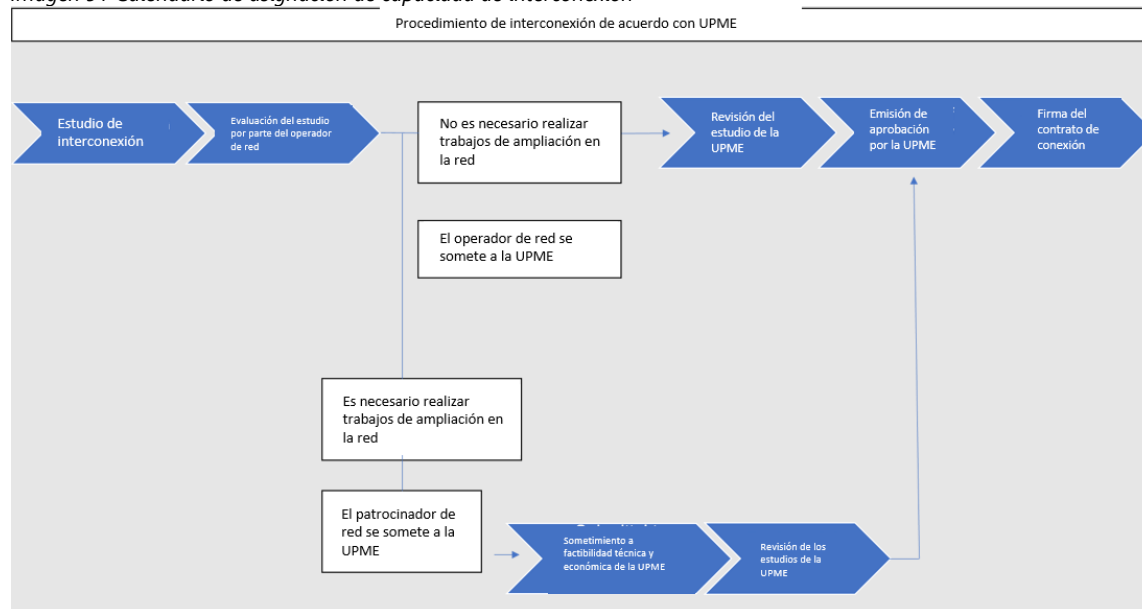
Hitos de cumplimiento Curva S:

- 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 países³⁷ 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 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 clave³⁸), 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	Desarrollador: trabajo de viabilidad inicial para identificar y seleccionar un sitio. Solicita al gobierno los derechos de concesión del sitio. Gobierno: responde a la solicitud y evalúa la aplicación de forma aislada a otras posibles solicitudes futuras.	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	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.

³⁷ Countries include; Belgium, China, Denmark, Finland, France, Germany, Ireland, Japan, Netherlands, Portugal, South Korea, Spain, Sweden, United Kingdom, USA, and Vietnam.

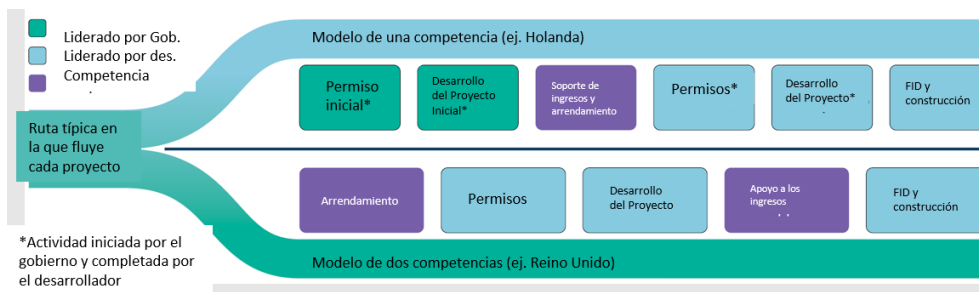
³⁸ World Bank. Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets (English). Washington, D.C. : <http://documents.worldbank.org/curated/en/343861632842395836/Key-Factors-for-Successful-Development-of-Offshore-Wind-in-Emerging-Markets>

	Ambos: Negociar términos. Después de la adjudicación: el desarrollador avanza en todas las etapas del desarrollo del proyecto para obtener permisos, un acuerdo de conexión a la red y asegurar un acuerdo de compra.	y términos de la concesión. Desarrolladores: Responden evaluando áreas del proyecto y licitando en el concurso de concesión siguiendo sus reglas. 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).	Gestiona la competencia, brindando reglas y términos de acuerdos. Desarrolladores: responden evaluando los sitios, el paquete de datos y pujando siguiendo las reglas de la competencia. 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.
Pros (desde la perspectiva del gobierno)	- Se requiere muy poco esfuerzo ya que el desarrollador asume toda la responsabilidad y el riesgo - No hay competencia para diseñar o administrar	- 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	- 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.
Contras (desde la perspectiva del gobierno)	- 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	- Necesidad de diseñar cuidadosamente el concurso de concesión y sus reglas. - Requiere cierta planificación y coordinación de concursos de	- Alto riesgo y responsabilidad para el gobierno - Requiere un gran compromiso, coordinación, recursos y financiación del gobierno para las actividades previas al desarrollo.

	proyectos, por lo que no es posible planificar estratégicamente - Es poco probable que resulte en los proyectos más óptimos y de bajo costo.	concesión y venta de energía.	- 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 criterios de cualificación son útiles para seleccionar a las empresas y asegurarse de que tienen las capacidades técnicas y/o financieras necesarias. Un proceso de precalificación también fomenta la asociación entre actores locales e internacionales para crear las capacidades necesarias.
- 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 concesión³⁹ 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 unos términos de referencia específicos). 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.

³⁹ Lit 21 art 5° y art 166 dec 2324/1984 y art 169 dec 2324/1984 y art 65 dec 2106/2019

- 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 competencias, similar al modelo utilizado en el Reino Unido (sección 10.4). Las recomendaciones específicas sobre los pasos a seguir se recogen en el anexo 5 y en el capítulo 3.2.

La opción alternativa es apartarse del marco regulatorio actual y diseñar un nuevo enfoque como competencia única, similar al modelo utilizado en Dinamarca (ver sección 10.4).

Este enfoque de competencia única sería considerablemente más exigente para el gobierno. , Encargar los trabajos de estudio y evaluación en los primeros lugares del proyecto, 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

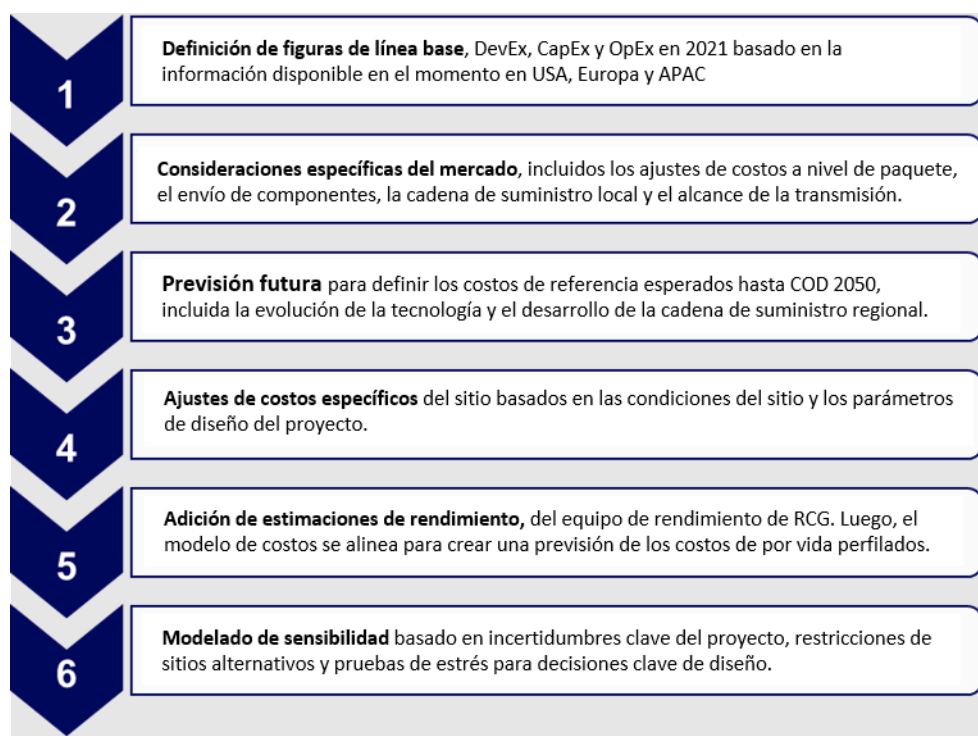
La metodología de modelado de RCG se centra en crear una estimación técnica sólida de LCoE. Este enfoque significa que los LCoE representan el valor actual de los costes técnicos y la producción de energía a lo largo de la vida útil, excluyendo los incentivos y los factores comerciales (por ejemplo, la indexación de los ingresos, el panorama competitivo, etc.) que sustentan los precios de la energía en las subastas. El modelo de previsión de costes de RCG utiliza una serie de líneas de base de costes construidas a partir de datos de alta confianza de parques eólicos marinos de América, Europa y Asia. Este enfoque de costes se ha adaptado a las condiciones técnicas y de la cadena de suministro conocidas en Colombia, basándose en los enfoques estándar de la industria de los mercados eólicos costa afuera más maduros.

Los costos actuales están proyectados hacia adelante para adaptarse a las tendencias del mercado y la tecnología clave para el panorama de costos en la COD. 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 (GWA) 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.
- Impuestos, incentivos fiscales, aranceles de importación u otras tasas de mercado.
- 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.
Profundidad del agua	Específico del proyecto	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. 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

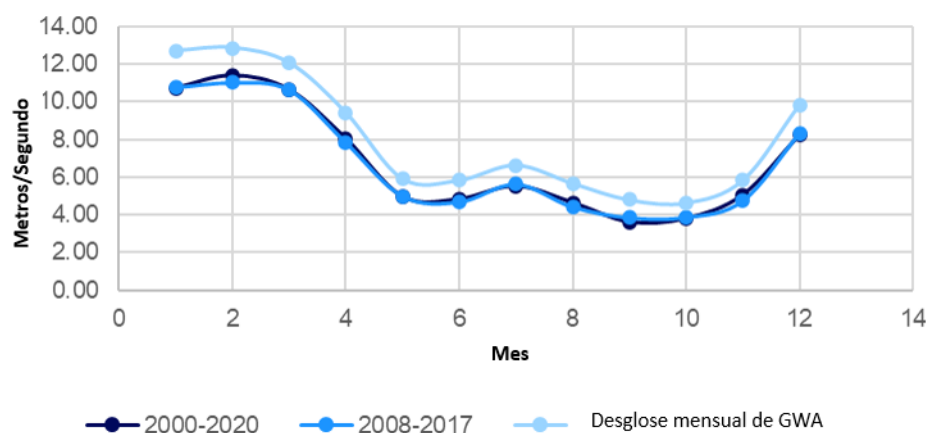
11.1.2.2 Perfiles de rendimiento energético representativos

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):

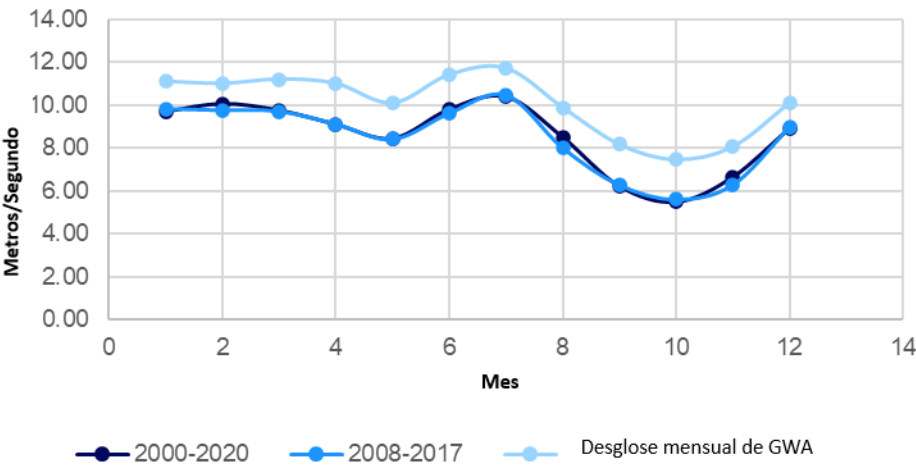
- Zona Occidental: 37.5% a 48% (Nota: en la zona occidental, se esperan NCF de cimientos fijos en la parte más baja de este rango dependiendo de la ubicación y de las zonas de exploración modeladas; el extremo alto representa flotante. Esta diferencia no es tan sustancial en otras zonas.)
- Zona Central: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

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



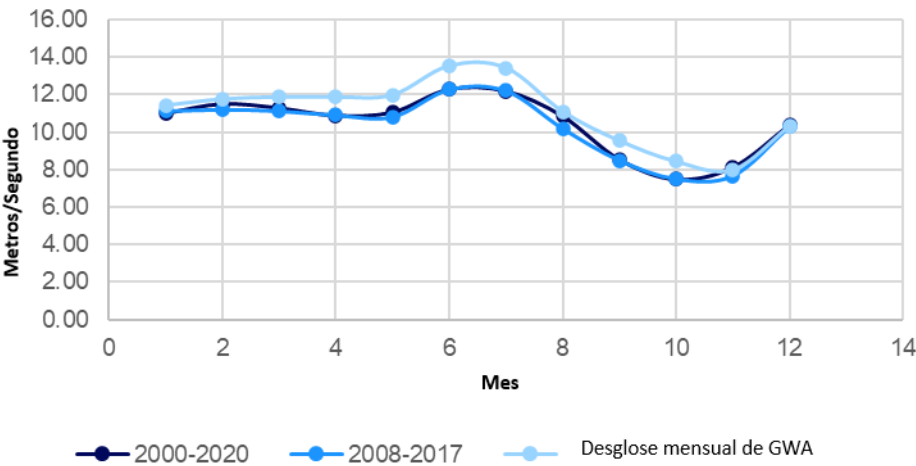
Fuente: Análisis RCG, Global Wind Atlas

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



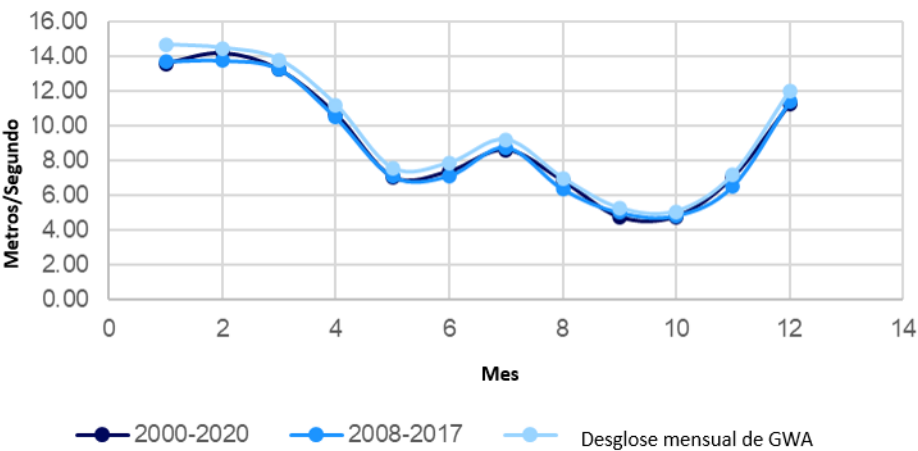
Fuente: Análisis RCG, Global Wind Atlas

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



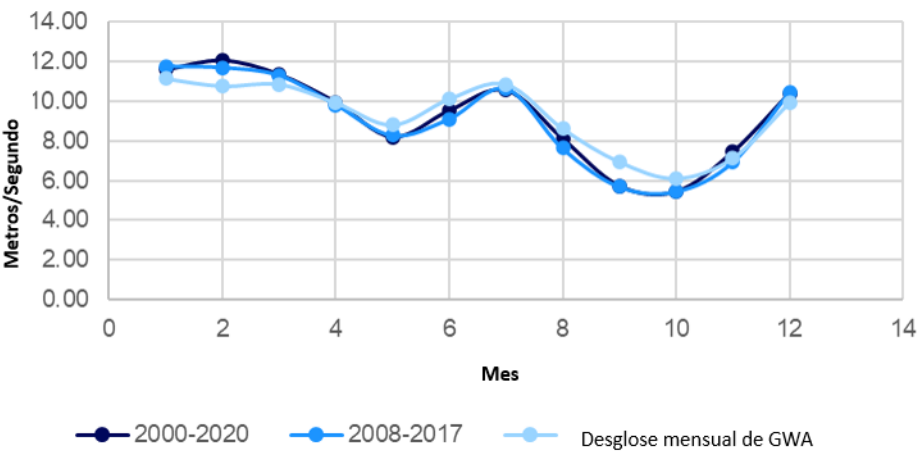
Fuente: Análisis RCG, Global Wind Atlas

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



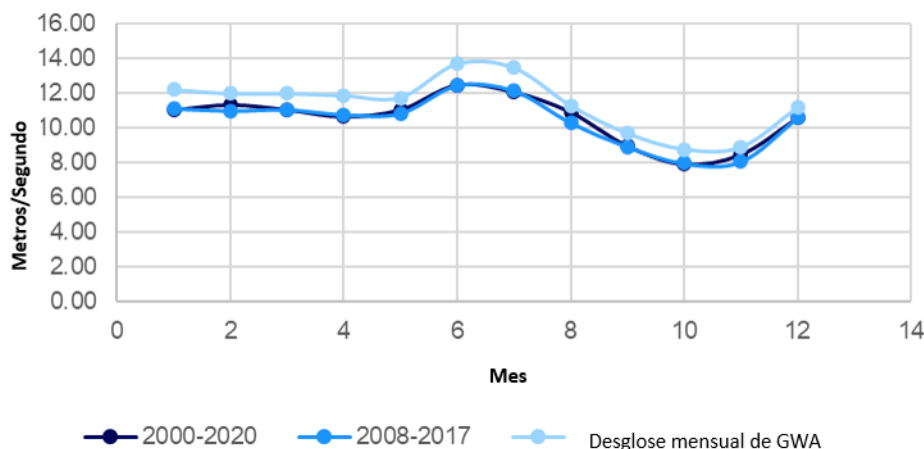
Fuente: Análisis RCG, Global Wind Atlas

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. Como se indica en la ilustración 96, las condiciones del proyecto, como los proyectos de menor escala, las distancias de transmisión en alta mar más largas y las aguas más profundas, se asocian a valores de Capex más altos. En particular, cuando se comparan proyectos individuales de menos de 1 GW, el tamaño del proyecto es el principal factor de predicción de la posición de los proyectos en los rangos de Capex indicados a continuación.

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

Categoría de costo	Unidad	2030 COD, 15MW WTG	2040 COD, 20 MW WTG	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	2030 COD, 15MW WTG	2040 COD, 20 MW WTG	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 la imagen 105, el LCoE central oscila entre \$ 117 USD - \$ 76 USD en 2030. Con el paso del tiempo, los LCoE, tanto en el caso bajo como en el alto, descienden significativamente, hasta \$74 USD - \$60 USD en 2040 y hasta \$60 y \$ 54 USD en 2050, lo que refleja la reducción de las primas del nuevo mercado, las reducciones de costes globales y la mayor concentración de la construcción en las zonas central y oriental (con un recurso eólico mejorado en comparación con la zona occidental) para alcanzar los objetivos de construcción acumulados.

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 proyectos de tamaño pequeño 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.

La ilustración 106 presenta la previsión del LCoE de la energía eólica costa afuera, con casos bajos y altos que van de \$134 dólares a \$131 dólares respectivamente en 2030 y de \$69 dólares a \$61 dólares en 2050. Al igual que en el caso de la eólica de cimentación fija, se espera una reducción significativa de los costes durante el periodo 2030-2050 a medida que mejoren las primas de los nuevos mercados, los costes globales y la economía de los proyectos. La prima para la eólica flotante en comparación con la eólica costa afuera fija se sitúa en el rango de +10-30% durante el periodo 2030-2050, con una mayor divergencia en las cifras de 2030; dada la naturaleza de la tecnología eólica flotante en su fase inicial, se esperan reducciones más pronunciadas del LCoE con el tiempo en comparación con la tecnología de cimentación fija más madura.

Imagen 105 Cimentación fija Eólica costa afuera LCoE - Casos de baja y alta construcción

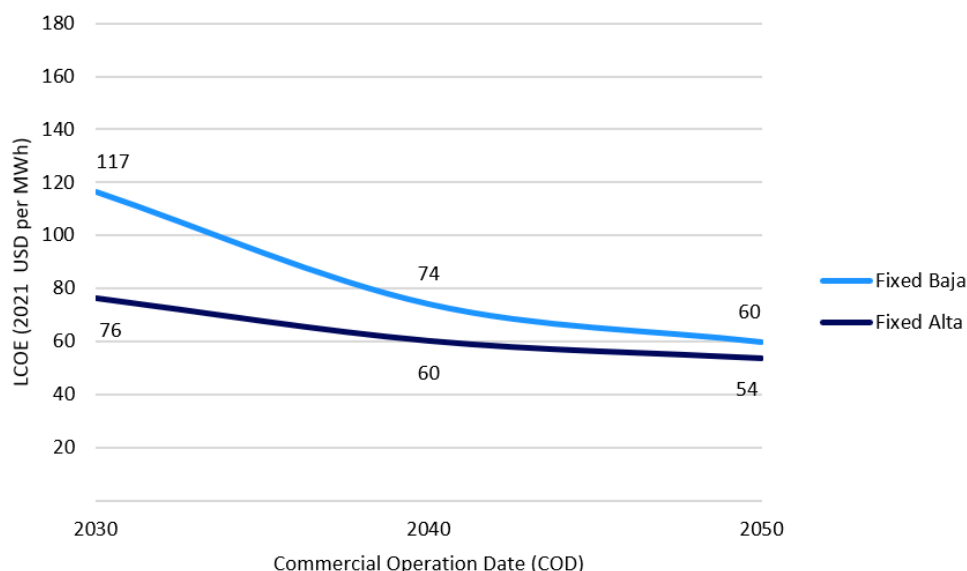
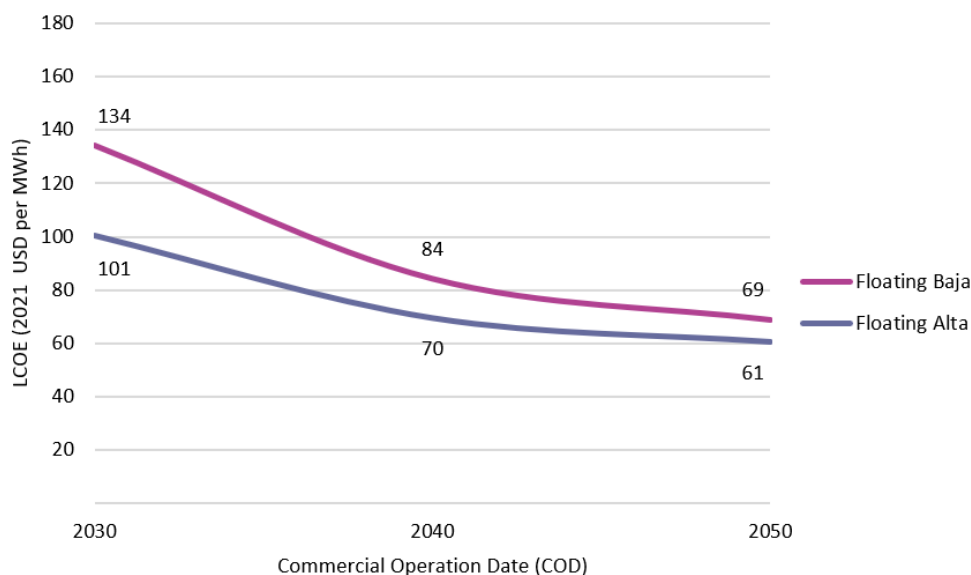


Imagen 106 Cimentación flotante Eólica costa afuera LCoE - Casos de baja y alta construcción

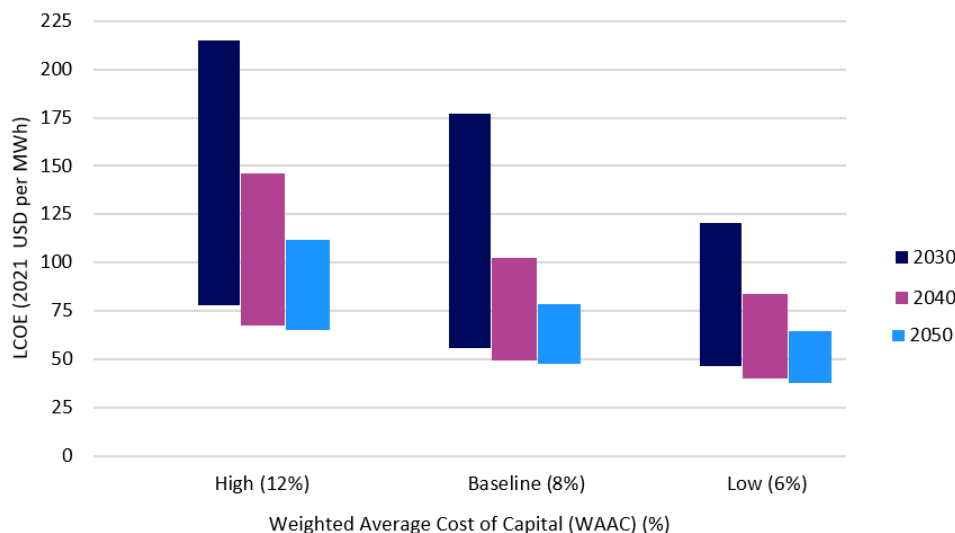


Fuente: Análisis RCG

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, que es representativo de los proyectos típicos y tempranos en Colombia, haciendo uso tanto de la deuda local (de mayor coste) como de la internacional. Hemos presentado el 6% como un caso de WACC bajo, que podría lograrse mediante medidas de reducción del riesgo, como garantías, madurez de mercado y financiación mixta en condiciones favorables para reducir los costes de la deuda. También hemos demostrado el impacto que puede tener un WACC alto, de hasta el 12%, en el LCoE del proyecto. En todos los casos, se asume que los proyectos son financiados con base en su utilidad, en un modelo de *non-recourse project finance*. En algunos casos, es posible que el WACC se reduzca aún más si un patrocinador financia un proyecto en su balance.

Dentro de cada año COD, los rangos representan los valores altos y bajos de LCoE en los más de 300 casos de proyectos individuales evaluados, impulsados principalmente por las diferencias en CapEx (principalmente una función de las economías de escala) y el factor de capacidad (principalmente una función de la ubicación del sitio).

Imagen 107 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

La amplia gama de factores de capacidad neta estimados en las tres zonas de energía eólica significa que las diferentes ubicaciones de los emplazamientos presentan variaciones sustanciales en el LCoE estimado. En esta sensibilidad, controlamos tanto el año COD como el tamaño de la capacidad para crear una comparación directa del LCoE entre cada una de las tres zonas, eliminando efectivamente la consideración de la capacidad de transmisión on-shore como una restricción clave.

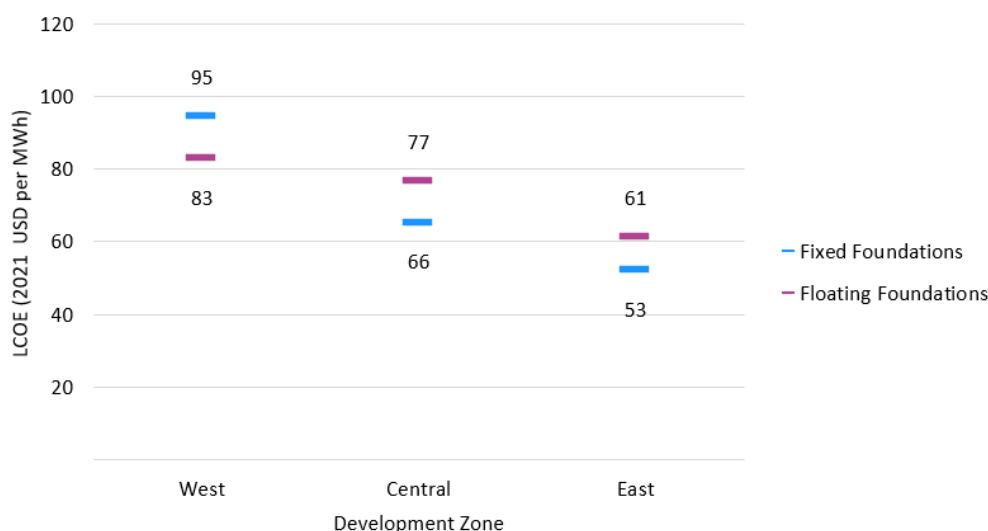
Los supuestos fundamentales para esta sensibilidad son los siguientes:

- COD 2040
- Tamaño del proyecto de 1GW, , 20MW WTG
- WACC 8% (equivalente a casos pasados)

- CapEx/OpEx se caracteriza de abajo hacia arriba a nivel de proyecto utilizando puntos de interconexión 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. De acuerdo con los supuestos de casos anteriores, en estas cifras del LCoE no se incluyen los costes de transmisión en tierra ni de mejora de la red.

En particular, se espera que los LCoE de 2040 en la zona occidental sean menores para los proyectos de fondo flotante que para los de fondo fijo, debido al mayor rendimiento relativo de los emplazamientos flotantes frente a los fijos en esta zona.

Imagen 108 Sensibilidad de la ubicación del emplazamiento en el LCoE estimado para un proyecto de 1GW en 2040



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 109 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 barcas) 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*.⁴⁰ Entre los resultados regionales relevantes que extrajo el equipo del proyecto en la revisión de la literatura, Simas y Pacca⁴¹ 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.⁴²

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 megavatio 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.

⁴⁰ Aldieri, Luigi, Grafstrom, Sundström, Kristoffer, and Paolo Vinci, Concetto. Wind Power and Job Creation. Sustainability 2020, 12, 45; doi:10.3390/su12010045

⁴¹ 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)

⁴² 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

- **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.

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.

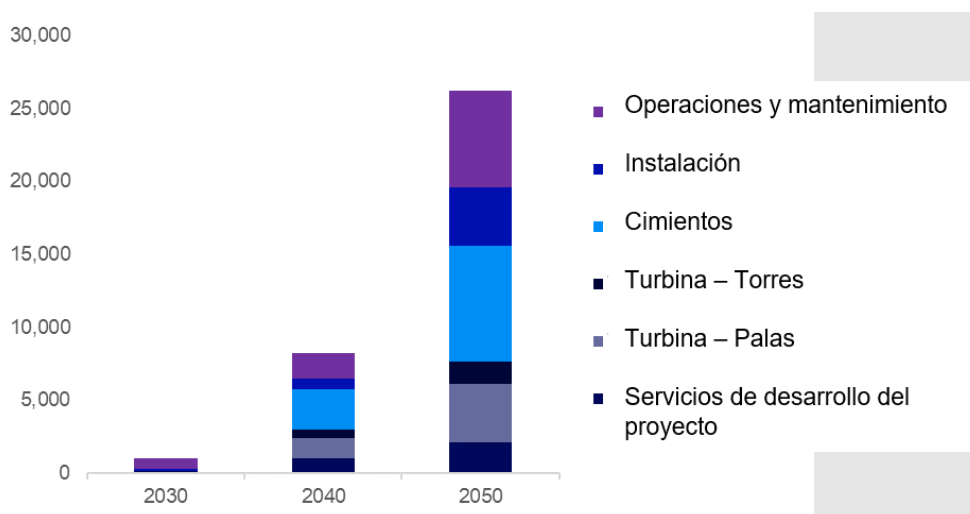
Escenario de alto crecimiento y alto contenido local

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.

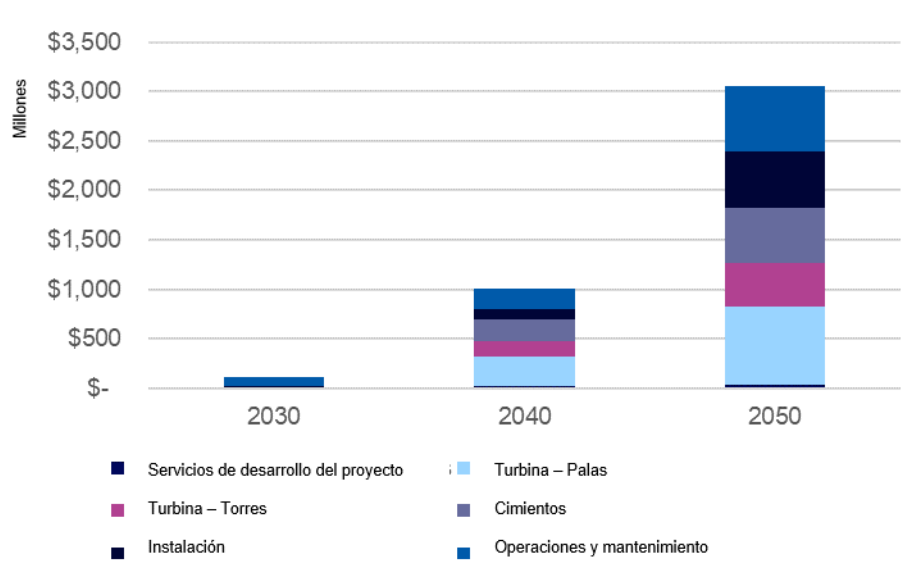
En el escenario de alto crecimiento, *proporciones seleccionadas* de servicios de desarrollo de proyectos, servicios de instalación, suministro local parcial de componentes, incluidos cimientos (principalmente estructuras secundarias de acero), palas, torres y operaciones y mantenimiento, contribuyen 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 110 FTE-años en escenario de alto crecimiento y alto contenido local



Fuente: Análisis RCG

Imagen 111 Gasto local directo: escenario de alto crecimiento y alto contenido local



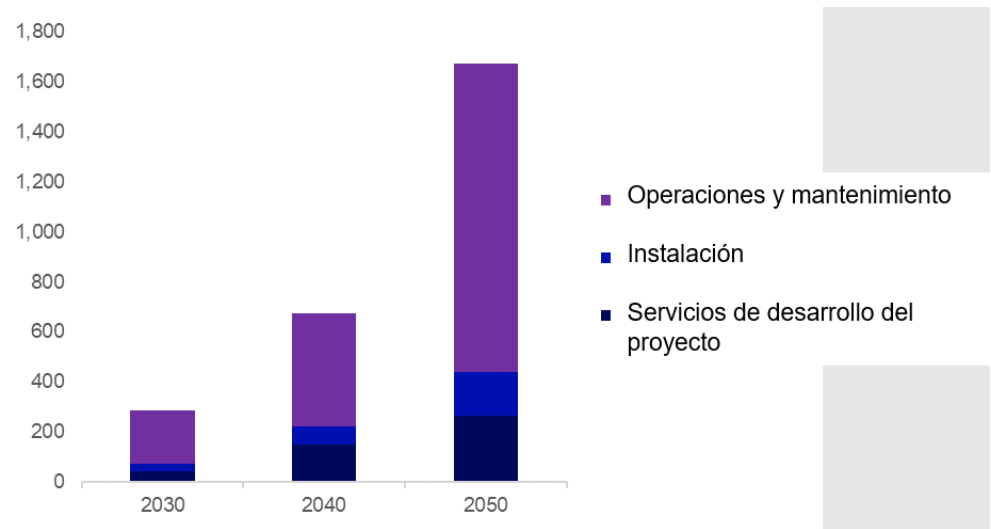
Fuente: Análisis RCG

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.

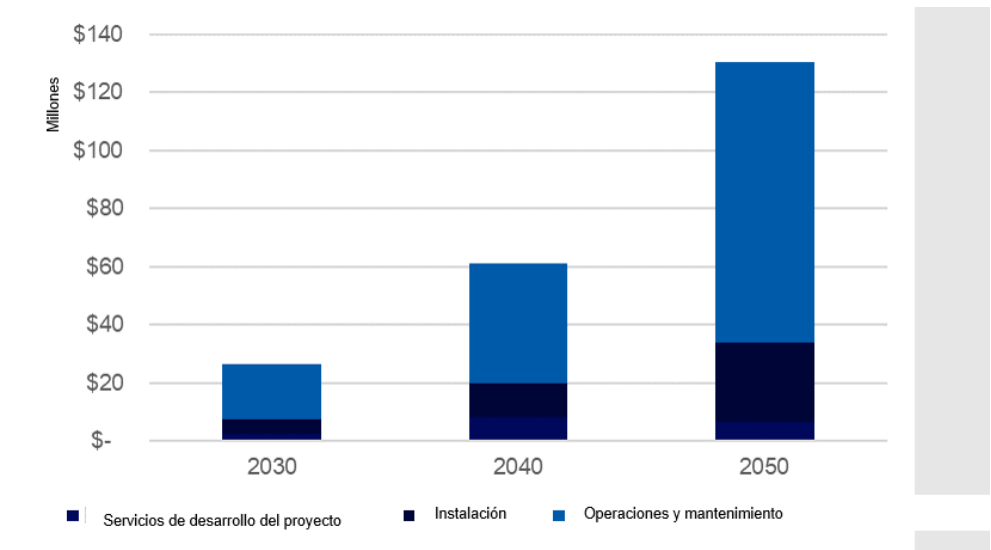
En el escenario de bajo crecimiento, *proporciones seleccionadas* de servicios de desarrollo de proyectos, servicios de instalación y operaciones y mantenimiento contribuyen al contenido local y los años FTE. Los resultados del escenario de bajo crecimiento consideran aspectos del desarrollo, la construcción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

Imagen 112 FTE-años en escenario de bajo crecimiento y bajo contenido local



Fuente: Análisis RCG

Imagen 113 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 asumirllos 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 proyectos⁴³, 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.

⁴³ 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 114 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.

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 ⁴⁴ y la generación ⁴⁵ 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

⁴⁴ 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.

⁴⁵ 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

APÉNDICES

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

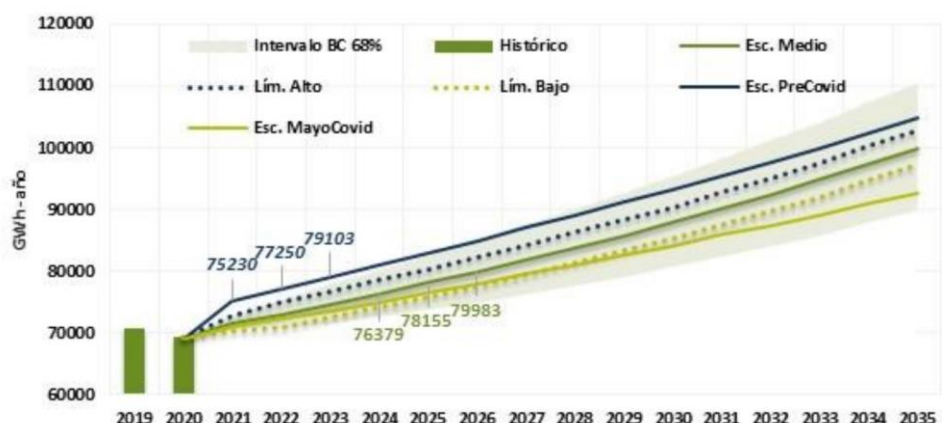
12.5.1 Demanda

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 países⁴⁶. 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 %⁴⁷. 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.

⁴⁶ 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

⁴⁷ UPME, 2021, Proyecciones de demanda, obtenido de: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

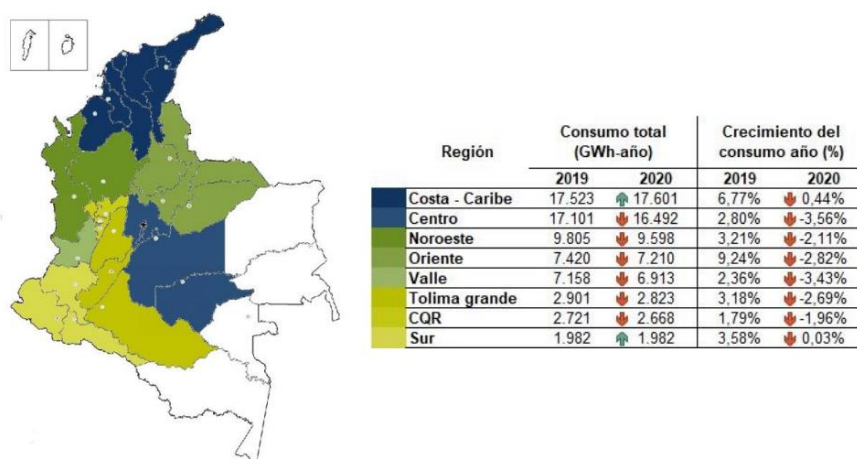
Imagen 115 Proyección de la demanda eléctrica anual (GWh-año)



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 116 Demanda Eléctrica Anual por Región (2019-2020)



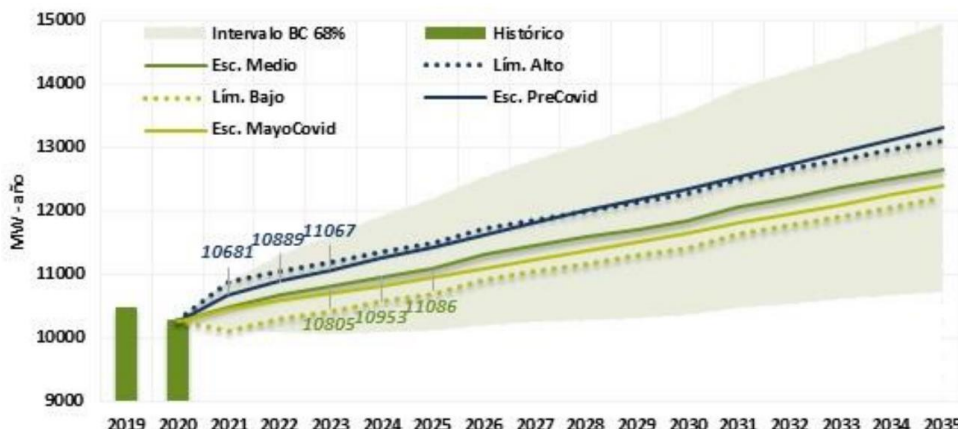
Fuente: UPME, Proyecciones de Demanda Eléctrica y de Gas Natural, 2021-2035 (junio 2021).⁴⁸

⁴⁸ UPME, 2021

12.5.2 Capacidad

La capacidad de generación de electricidad de Colombia en 2019 fue de 18 GW⁴⁹, 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 %⁵⁰

Imagen 117 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 TWh4F restantes⁵¹.

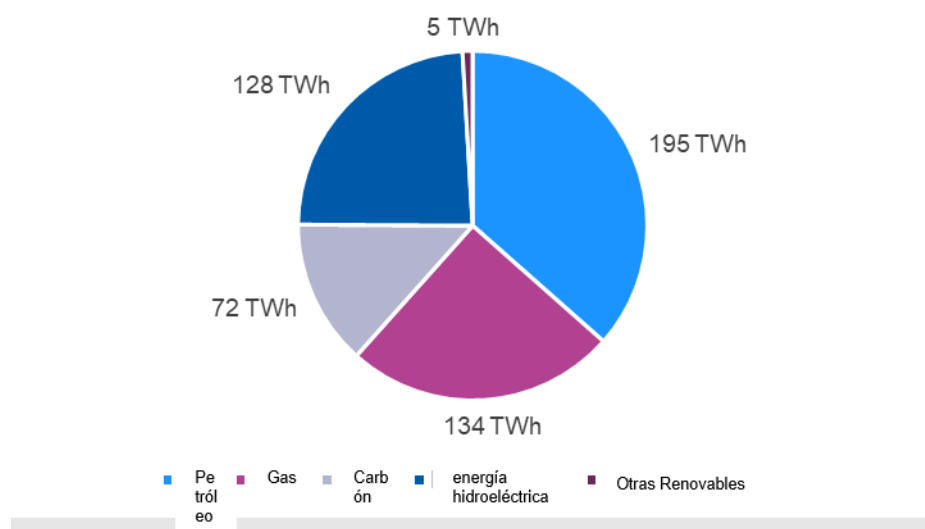
Consumo de energía 2019

⁴⁹ UPME, 2020

⁵⁰ UPME, 2021

⁵¹ 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>

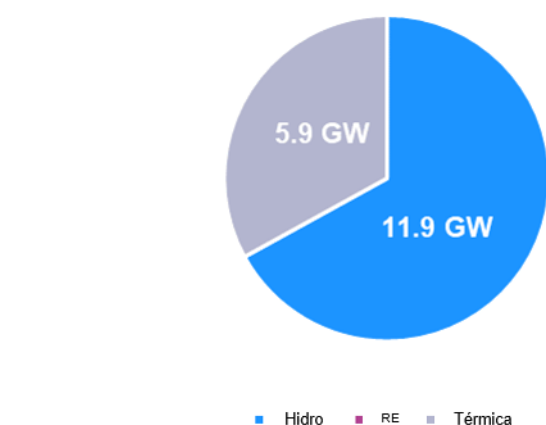
Imagen 118 Consumo de energía 2019



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 generación⁵², aunque se espera que alcance 1 GW a fines de 2019.

Imagen 119 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.

⁵² 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)⁵³ 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:

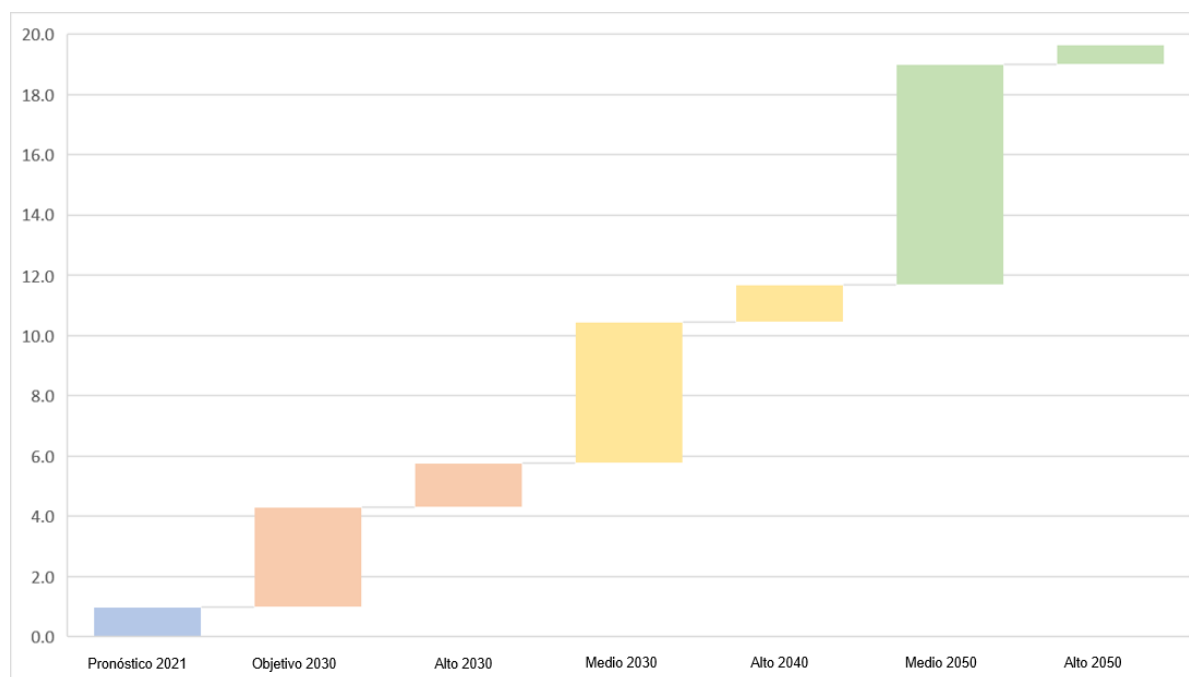
- Actualización: Escenario en sintonía con las tendencias actuales
- Modernización: La gasificación como paso hacia la descarbonización
- Inflexión: Inicio de la electrificación de la economía
- Disrupción: Innovación para encaminar al sector hacia la neutralidad en carbono

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.

⁵³ UPME, 2020

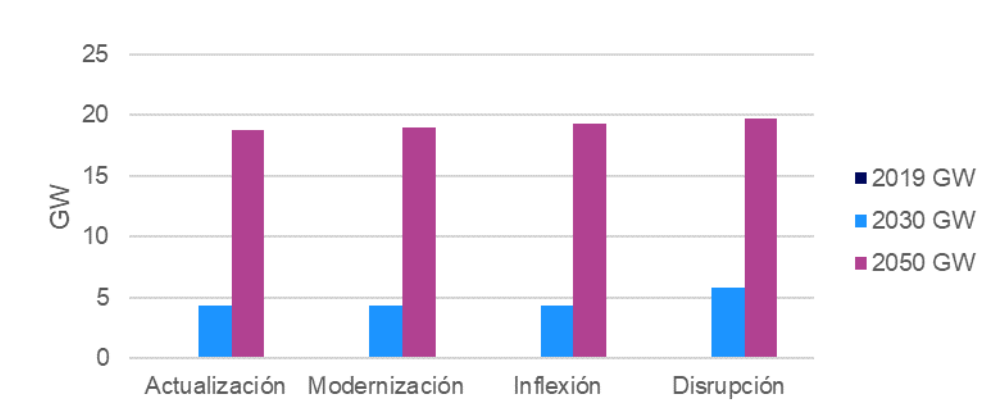
Imagen 120 Crecimiento Pronosticado de Renovables No Hidroeléctricas en Colombia (GW Operativos, 2021 – 2050)



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.⁵⁴ 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 121 Proyección de capacidad de generación de electricidad renovable no hidroeléctrica

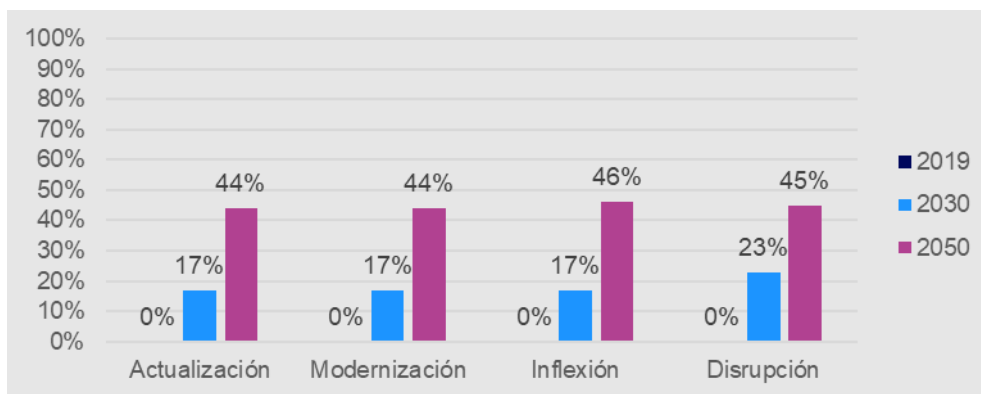


Fuente: Minenergía y UPME, Plan Nacional de Energía 2020 – 2050

⁵⁴ 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 122 Proyección de la mezcla de generación de energía renovable

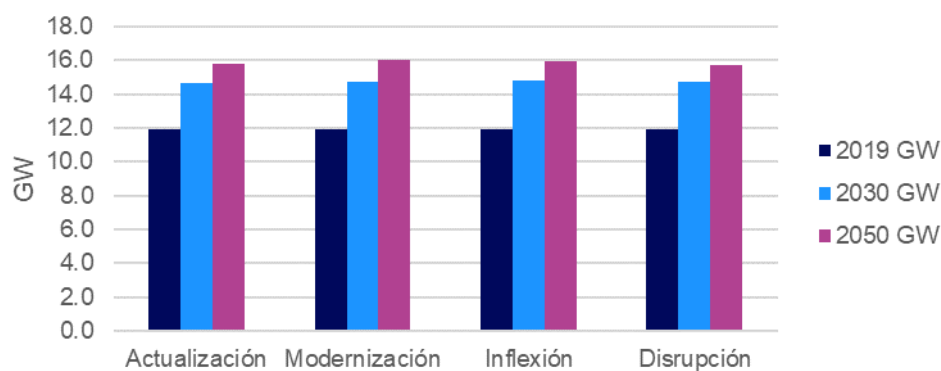


Fuente: Minenergía y UPME, Plan Nacional de Energía 2020 – 2050 (UPME, 2020)

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.⁵⁵ Como resultado, en 2019 la energía hidroeléctrica contribuyó con el 24 % del consumo total de energía del país⁵¹ 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 123 Proyección de capacidad de generación de electricidad hidroeléctrica

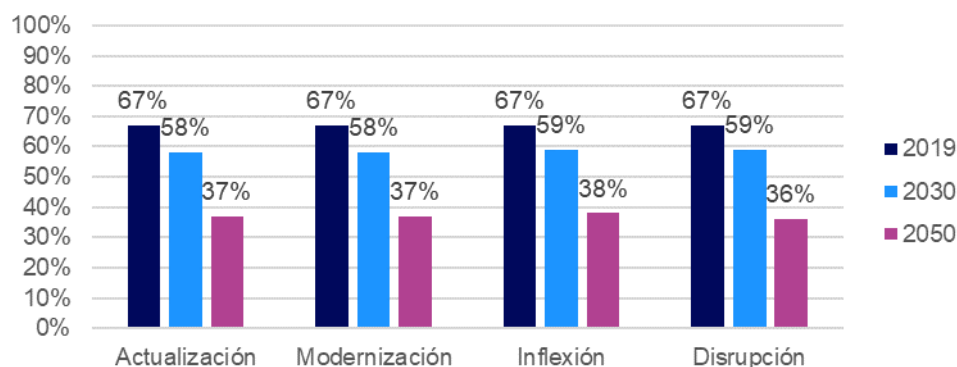


Fuente: Minenergía y UPME, Plan Nacional de Energía 2020 – 2050

⁵⁵ 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 124 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 Sur⁵⁶. 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 precipitaciones⁵⁷.

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 Colombia⁵⁸. 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

⁵⁶ National Geographic, El Niño, obtenido de: <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/el-nino/>

⁵⁷ 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>

⁵⁸ 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 finales⁵⁸.

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 respaldo⁵⁹. 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.

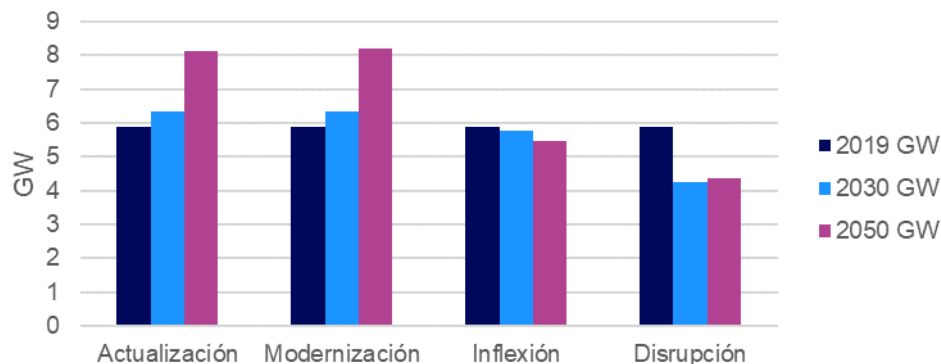
Los mercados colombianos de energía y capacidad están dominados por la energía hidroeléctrica, y los desafíos de política que han surgido en Colombia desde 1993 se han relacionado principalmente con los problemas de suministro específicos que surgen de la interfaz entre una red eléctrica dominada por 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.

⁵⁹ 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/>

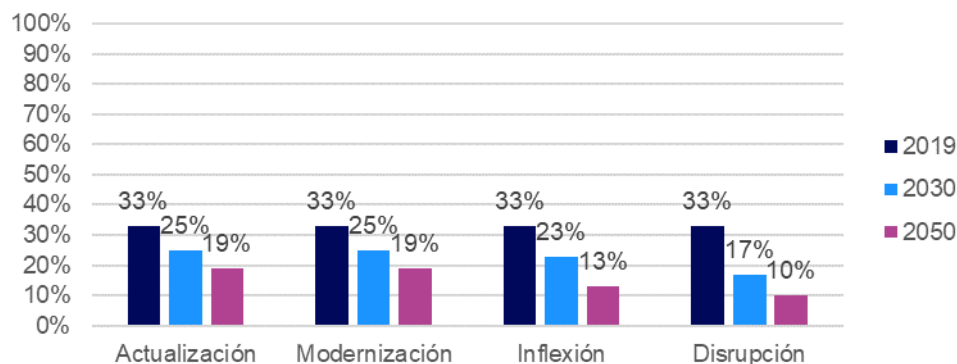
Imagen 125 Proyección de capacidad de generación de electricidad de energía térmica



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 126 Proyección de la mezcla de Generación de Electricidad Térmica



Fuente: Minenergía y UPME, Plan Nacional de Energía 2020 – 2050

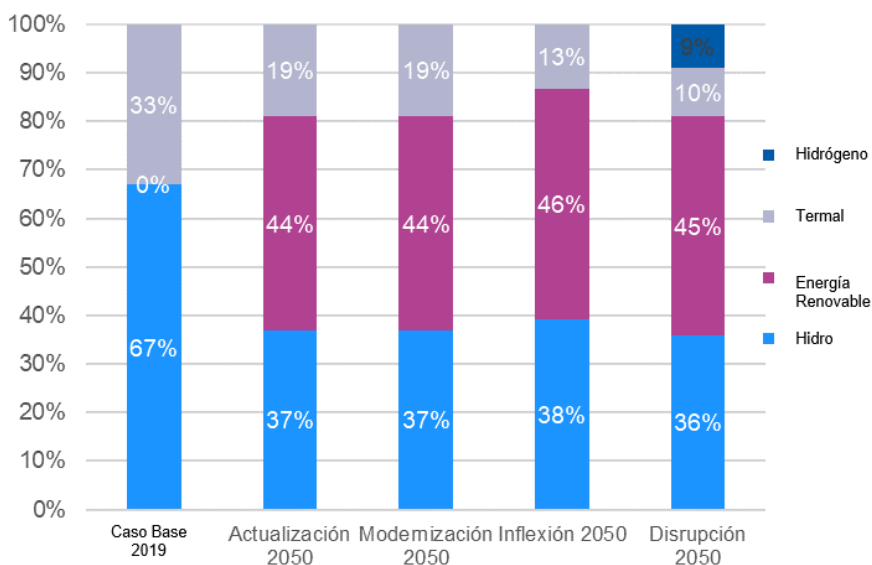
Existe un objetivo a largo plazo para reducir la proporción de generación térmica en la mezcla de generación de electricidad, con metas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 en un 51% en comparación con 2014⁶⁰. Sin embargo, como resultado de la necesidad de diversificarse más allá de la energía hidroeléctrica, recientemente se ha puesto en línea la generación adicional de gas y carbón⁵⁸.

⁶⁰ 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 127 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 kWh⁶¹, lo que convierte a Colombia en el 63° país más caro del mundo según esta métrica⁶¹. 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 MWh⁶².

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 2050.⁶³

⁶¹ Precios mundiales del petróleo, 2021, precios de la electricidad en Colombia, extraído de: https://www.globalpetrolprices.com/Colombia/electricity_prices/

⁶² 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

⁶³ 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