

Máster Universitario en Energías Renovables
Escuela de Arquitectura

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**Estudio de Prefactibilidad para el Aprovechamiento del Recurso Eólico y Solar en la
Cobertura de la Demanda Eléctrica en la Islas de San Andrés**

Tutor:	José Miguel Márquez Martinon
Autores:	Harold Enrique Arroyo Barros
	Diego Alberto López Osorio
	Alejandro Castro Álzate
	Sergio Augusto Beltrán Gómez
	Fabián Miguel Contreras García

Abril 2025

ANEXO I: Estudio de caracterización del recurso eólico. Estudio de micrositing.

Contenido

1	Objeto.....	8
1.1	Objetivo Principal	8
1.2	Objetivos	8
2	Alcance.....	8
3	Emplazamiento.....	8
3.1	Descripción Preliminar de las zonas de estudio	9
3.2	Análisis de Energético y Técnico de las zonas de estudio	12
3.2.1	Análisis Técnico y Energético SITE01	13
3.2.2	Análisis Técnico y Energético SITE02.....	13
3.2.3	Análisis Técnico y Energético SITE03.....	14
3.3	Análisis Oceanográfico de las zonas de estudio	15
3.3.1	SITE01 (12.564031°N, -81.732464°W)	15
3.3.2	SITE02 (12.530164°N, -81.736912°W)	15
3.3.3	SITE03 (12.485830°N, -81.743523°W)	16
3.4	Análisis Ambiental de las zonas de estudio	16
3.4.1	Análisis específico de las zonas de estudio	17
3.4.2	Resultados Análisis ambiental de zonas de estudio.....	19
3.4.3	Resultados de la selección del emplazamiento	20
3.4.4	Emplazamiento Alternativo SITE04.....	22
4	Datos de Partida.....	25
4.1	Datos de series temporales de viento en el emplazamiento.	26
4.2	Orografía del emplazamiento.....	27
4.2.1	Contexto Climático General	27
4.2.2	Características Orográficas	28
4.2.3	Análisis específico de emplazamiento seleccionado y alternativo	28
4.3	Rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo.....	31
4.3.1	Análisis específico de rugosidad del emplazamiento seleccionado y el alternativo	33
4.4	Densidad del aire.....	33
4.5	Curvas de potencia y coeficientes de empuje.	34
4.5.1	Curva de Potencia y Empuje MHI Vestas V164-9.5: 9.5 MW.....	35
4.5.2	Curva de Potencia y Empuje Siemens Gamesa SG164-8.0: 8.0 MW	35
4.5.3	Curva de Potencia y Empuje Adwen AD8-180: 8.0 MW.....	36

5	Localización de los aerogeneradores.....	37
6	Resultados de la campaña de medición.	39
6.1	Función distribución de probabilidad (Weibull).	42
6.2	Rosa de viento de frecuencia, velocidad, energía e intensidad de turbulencia.	45
6.3	Distribución direccional de frecuencia, velocidad, energía e intensidad de turbulencia.	46
6.4	Variación horaria de la velocidad del viento.....	50
6.5	Variación mensual de la velocidad del viento.....	52
6.6	Análisis de turbulencia.	53
7	Variación de la velocidad del viento con la altura.	56
8	Conclusiones de la campaña de medición.	58
8.1	Calidad y Estabilidad del Recurso Eólico.....	59
8.2	Viabilidad Técnica y Económica de la Instalación	59
8.3	Aspectos Ambientales y Regulatorios	59
8.4	Validación y Complementación de Datos.....	60
8.4.1	Optimización del Diseño del Aerogenerador.....	60
8.4.2	Optimización y selección del diseño de la cimentación	60
9	Simulación del campo de vientos.	63
9.1	Análisis específico Curvas Isoventas SITE02.....	64
9.2	Análisis específico Curvas Isoventas SITE04.....	65
10	Estimación de la energía eléctrica.	66
10.1	Energía eléctrica producida simulación preliminar (análisis de cobertura de demanda horaria)	67
10.2	Energía eléctrica producida (libre, bruta y efecto estela).....	71
10.2.1	Energía eléctrica producida (libre, bruta y efecto estela) SITE02.....	71
10.2.2	Energía eléctrica producida (libre, bruta y efecto estela) SITE04.....	72
10.2.3	Comparación de Producciones energéticas (libre, y efecto estela) SITE02 y SITE04	73
10.3	Escenario de pérdidas de producción de energía.	74
10.3.1	Estimación de Pérdidas para aerogeneradores Offshore en la Isla de San Andrés	75
10.4	Energía eléctrica vertida en la Red.....	76
10.4.1	Determinación de Energía Neta vertida a red del SITE02.....	76
10.4.2	Determinación de Energía Neta vertida a red del SITE04.....	77
11	Conclusiones.....	77

12	Bibliografía.....	78
----	-------------------	----

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1	Ubicación SITE01	9
Ilustración 2	Ubicación SITE02	10
Ilustración 3	Ubicación SITE03	11
Ilustración 4	Densidad Energética y velocidad de viento San Andrés Isla	12
Ilustración 5	Densidad de potencia SITE01	13
Ilustración 6	Densidad de potencia SITE02	14
Ilustración 7	Densidad de potencia SITE03	14
Ilustración 8	impacto visual Ubicación SITE02	21
Ilustración 9	Impacto visual ubicación emplazamiento alternativo SITE04	22
Ilustración 10	Ubicación SITE04	23
Ilustración 11	Densidad de potencia SITE04	24
Ilustración 12	Recurso eólico costa afuera. Fuente: RCG- ERM, 2021	25
Ilustración 13	Recurso eólico disponible en el archipiélago de San Andrés	26
Ilustración 14	Batimetría del archipiélago de San Andrés	26
Ilustración 15	Datos preliminares de NASA Power	26
Ilustración 16	Ubicación de estimación de medida de vientos de NASA Power	27
Ilustración 17	Calculadora de densidad de aire de WAsP	34
Ilustración 18	WAsP Turbine Editor: Vestas V164-9.5: 9.5 MW	35
Ilustración 19	WAsP Turbine Editor: SG164-8.0: 8.0 MW	36
Ilustración 20	WAsP Turbine Editor: AD8-180: 8.0 MW.....	37
Ilustración 21	Localización Aerogenerador AD8-180 en SITE02	38
Ilustración 22	Ubicación aerogenerador AD8-180 en SITE04.....	39
Ilustración 23	40
Ilustración 24	Carga del dataset al software Windographer	41
Ilustración 25	Correlación datos extrapolados altura de buje deseada	42
Ilustración 26	Histograma de distribución de frecuencias (Weibull)	42
Ilustración 27	Métodos de Ajuste de Weibull de distribución de frecuencia de velocidad de viento	44
Ilustración 28	Rosas de los vientos.....	46
Ilustración 29	Perfil diurno medio	51
Ilustración 30	Perfil medio diurno mensual.....	52

Ilustración 31 Perfil mensual por año	53
Ilustración 32 Rutas, categorías y máximas velocidades registradas durante huracanes en San Andrés NOAA	54
Ilustración 33 Plataforma tipo Jacket con Pilotes	62
Ilustración 34 Plataforma semi-sumergible y sistemas de amarre (BVGAssociates et al., 2025)	63
Ilustración 35 Curvas isoventas y densidad energética SITE02	65
Ilustración 36 curvas isoventas y densidad energética SITE04	66
Ilustración 37 Comparación aerogeneradores preseleccionados	67

Índice de Tablas

Tabla 1 Comparativo ubicaciones seleccionadas.....	16
Tabla 2 Comparativo análisis ambiental preliminar de emplazamientos	19
Tabla 3 Características de los emplazamientos seleccionados	20
Tabla 4 Análisis cualitativo para selección del emplazamiento	21
Tabla 5 Análisis Orográfico y de Superficie para SITE02	29
Tabla 6 Análisis Orográfico y de Superficie para SITE04	30
Tabla 7 Categorías de Rugosidad de los cuadrantes de los emplazamientos	32
Tabla 8 Clasificación de rugosidad según distancia de la costa	32
Tabla 9 Ubicación Geográfica coordenadas UTM WGS 1984 SITE02.....	37
Tabla 10 Ubicación Geográfica coordenadas UTM WGS 1984 SITE04.....	38
Tabla 11 Frecuencias de dirección de vientos	47
Tabla 12 Velocidad de viento en diferentes direcciones	48
Tabla 13 Energía (%) de dirección del viento	49
Tabla 14 Desviación estándar en las diferentes direcciones de viento	50
Tabla 15 Huracanes que con mayores velocidades de viento registradas en San Andrés NOAA	54
Tabla 16 Parámetros básicos para la clasificación de aerogeneradores según IEC 61400-1 ...	56
Tabla 17 Criterios de selección cimentación fija para SITE02	61
Tabla 18 Criterios de selección cimentación flotante para SITE04.....	63
Tabla 19 Energía producida calculada en WAsP para SITE02	72
Tabla 20 Energía producida calculada en WAsP para SITE04	73
Tabla 21 Comparación de producción energética entre SITE02 y SITE04.....	73
Tabla 22 Rangos de estimados de pérdidas en el Caribe y Zonas cercanas	74
Tabla 23 Rangos de pérdidas para un aerogenerador Offshore en San Andrés según estudios previos.....	75

Tabla 24 Estimación de pérdidas de energía del aerogenerador offshore en San Andrés76

Índice de Gráficas

Grafica 1 Distribución de frecuencia de velocidad de viento	43
Grafica 2 Frecuencia de dirección de vientos	47
Grafica 3 Velocidad de vientos en las diferentes direcciones	48
Grafica 4 Energía (%) de dirección del viento	49
Grafica 5 Turbulencia en las diferentes direcciones de viento	50
Grafica 6 Perfil de Cizalladura del viento	57
Grafica 7 atención de la demanda horaria aerogenerador GE Heliade X 12.0 MW.....	67
Grafica 8 atención de la demanda horaria aerogenerador Siemens Gamesa SG167-8.0 DD ...	68
Grafica 9 atención de la demanda horaria aerogenerador Vestas V164-9.5.....	68
Grafica 10 demanda horaria aerogenerador Vestas V164-8.0.....	69
Grafica 11 Atención demanda horaria aerogenerador Shanghái Electric EW236-18.0 MW ..	69
Grafica 12 atención demanda horaria aerogenerador Adwen AD8-180 8.0 MW	70
Grafica 13 comparación producción energética horaria de aerogeneradores y demanda horaria San Andrés	70
Grafica 14 porcentajes de cobertura de la demanda horaria de cada aerogenerador	71

1 Objeto.

1.1 Objetivo Principal

La finalidad del presente estudio es caracterizar el recurso eólico para determinar la prefactibilidad de su aprovechamiento energético en la zona costera de la isla de San Andrés.

1.2 Objetivos

- Realizar un análisis del viento en las áreas de la zona marina donde se planea instalar el parque eólico.
- Utilizar mediciones y estimaciones de velocidades, dirección y variabilidad en el tiempo del recurso eólico, tomando como referencia estudios y mediciones de bases de datos reconocidas y validados internacionalmente.
- Determinar la capacidad de energía a generar en el emplazamiento.
- Detectar los posibles desafíos y/o restricciones ambientales, técnicas y logísticas del aprovechamiento eólico del emplazamiento.
- Fijar el curso de acción con base en los datos obtenidos, con el fin de definir las posibles alternativas de la posible factibilidad, su optimización o su descarte para la producción de energía eólica en la isla de San Andrés.

2 Alcance.

Este estudio considera el análisis del recurso eólico de tres posibles emplazamientos costa afuera, esto a diferentes distancias de la costa, tomando como base en las zonas de mayor densidad energética, mayores velocidades medias de viento y presenten profundidades menores a 70 metros. Lo anterior teniendo en cuenta las restricciones ambientales, sociales, turísticas y técnicas para definir la prefactibilidad para la instalación de un parque eólico marino en la isla de San Andrés.

El parque eólico contara con una potencia instalada aproximada entre 8 y 16 MW brutos, dicha potencia se encuentra limitada por la cantidad de energía generada para atención de la demanda horaria de la isla, esto para garantizar la estabilidad de la red de la isla sin inversiones adicionales.

Se estima una altura de buje de 100 metros, se realizará la preselección de los posibles aerogeneradores de acuerdo con la mayor cantidad de energía, mejor factor de capacidad sin superar el 35% de la demanda horaria.

Los aerogeneradores que se encuentran dentro del rango seleccionado, que presentan suficiente información disponible y que serán analizados en el estudio son:

- Adwen AD8-180 de 8.0 MW de potencia
- Siemens Gamesa SG167-8.0 DD de 8.0 MW de potencia
- MHI Vestas V164-9.5 de 9.5 MW de potencia
- General Electric GE Heliade X-12.0 de 12 MW de potencia
- Shanghai Electric EW263-18 de 18 MW de potencia

Mediante una simulación inicial se realizará la preselección de los aerogeneradores aptos para los requerimientos del emplazamiento y posteriormente se realizará la comparación mediante un análisis detallado para definir el de mejores características energéticas.

3 Emplazamiento.

Para determinar las zonas marinas de posible aprovechamiento energético con energía eólica, se tiene en cuenta que San Andrés hace parte de la reserva de la biosfera Seaflower declarada por la UNESCO (UNESCO, 2000). De acuerdo con lo anterior y tomando nota de las zonas de restricción establecidas en el Anexo 3 [Estudio de Impacto Ambiental] se realiza el análisis en las áreas de menor impacto que presenten densidad energética favorable y velocidades medias de viento óptimas para el desarrollo de un parque eólico.

Como se observa en la Ilustración 4 se encuentran varias zonas con posibilidad de aprovechamiento energético: dos áreas al noroeste de la isla, una al oeste de la isla en cercanías del mirador de las letras y una al suroeste de la isla.

Para determinar las zonas de estudio se tuvieron en cuenta factores que faciliten la implementación del proyecto, tales como:

- Mitigación o disminución de los riesgos
- Menor requerimiento de presupuesto de inversión
- Control, mitigación de impactos ambientales, sociales y/o económicos
- Asequibilidad de conexión a la red del Archipiélago de San Andrés
- Cercanía a los centros de consumo
- Acceso a vías y puertos

La zona de mayor densidad energética del área norte de la isla se descarta por esta en la costa de la pista del aeropuerto Gustavo Rojas Pinilla por lo cual no es viable.

3.1 Descripción Preliminar de las zonas de estudio

Las zonas de análisis se han definido como SITE, la del extremo norte es SITE01, la oeste como SITE02 y la del extremo sur como SITE03 con las siguientes coordenadas:

SITE01 (Latitud: 12.564031, Longitud: -81.732464, Profundidad: -24.3 m)

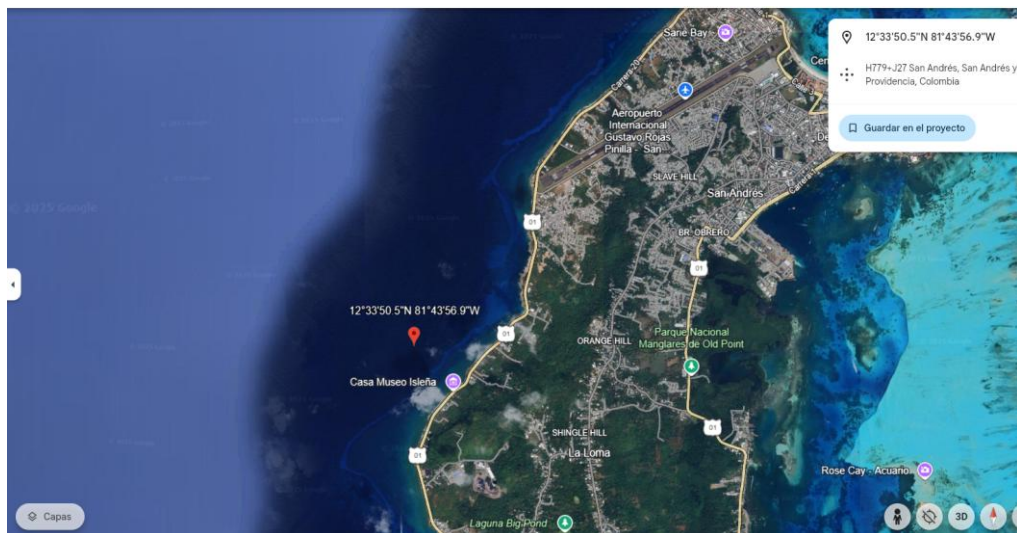


Ilustración 1 Ubicación SITE01

Geográficos y Usos:

- Proximidad al Aeropuerto: Cercanía aproximada de 1.8 Km del Aeropuerto Internacional Gustavo Rojas Pinilla, ubicado en la zona norte de la isla.

- Playas y Hoteles: Situado en el sector de Rock Shore, en proximidad se encuentran algunas playas turísticas y con varios eco hoteles de la zona.
- Vías de Acceso: presenta proximidad con la red vial que conecta el aeropuerto con el centro de la ciudad y otras áreas de la isla.
- Rutas Marítimas: Colindante a la bahía de San Andrés, utilizada para actividades comerciales y turísticas.
- Uso Militar: No se identifican instalaciones militares significativas en esta área.
- Puntos de Referencia Cercanos: Cerca de Casa Museo Isleña.
- Cercanía al Puerto: Lejano al puerto principal de la isla.

Sociales:

- Cercanía Urbana: Ubicado en un área de baja condición urbanística de la isla, en general con dispersión residencial, presenta una mezcla de población local y visitantes, con su mayor concentración demográfica en la zona norte que bordea con el aeropuerto.
- Grupos Raizales: Presencia de población raizal, aunque con una mayor influencia de residentes continentales y turistas.
- Aspectos Culturales y Arquitectónicos: Zona con edificaciones locales y eco hoteles, reflejando la actividad turística y pesca artesanal.

Económicos Locales:

- Turismo: Presencia de actividades ecoturísticas y más tranquilas acorde con las condiciones paisajísticas de la zona.
- Pesca Artesanal e Industrial: Actividad presente tanto para abastecimiento de residentes como comercialización.
- Deportes Náuticos: En las playas de la zona se realizan paseos en lancha, así como también inmersivos como buceo y snorkel y por otro lado actividades tales como: kayak, paddleboard y, en algunas ocasiones, windsurf.

SITE02 (Latitud: 12.530164, Longitud: -81.736912, Profundidad: -10.1 m)

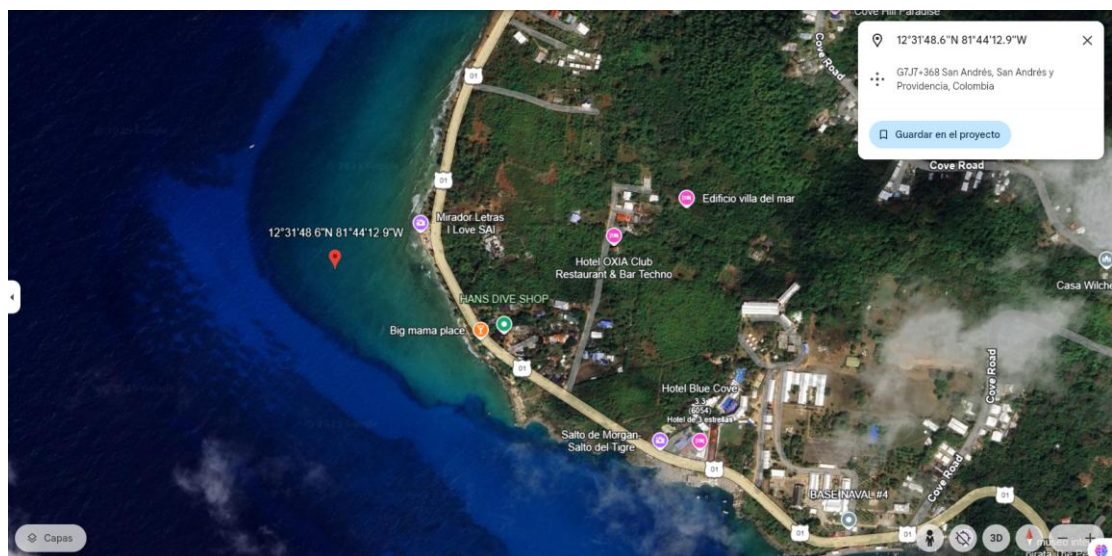


Ilustración 2 Ubicación SITE02

Geográficos y Usos:

- Proximidad al Aeropuerto: Aproximadamente a 5.5 km al sur del aeropuerto.
- Playas y Hoteles: Cercano a la zona de La Loma (The Hill), la oferta turística en La Loma es limitada. Se pueden encontrar algunas posadas, casas de huéspedes y pequeños hostales (estimados entre 3 y 5 establecimientos), orientados a turistas que buscan una experiencia auténtica y cultural.
- Vías de Acceso: Accesible mediante la Ruta Nacional 1, que circunda la isla.
- Rutas Marítimas: Área utilizada para actividades de pesca y navegación recreativa.
- Uso Militar: Cercano a la Base Naval de San Andrés.
- Puntos de Referencia Cercanos: Próximo al mirador de las letras, Salto de Morgan y Centros de Buceo.
- Cercanía al Puerto: A una distancia moderada del puerto principal, pero con acceso a embarcaderos locales y Base Naval.

Sociales:

- Cercanía Urbana: Zona menos urbanizada, con comunidades locales y menor afluencia turística.
- Grupos Raizales: Predominantemente habitada por población raizal, conservando tradiciones culturales.
- Aspectos Culturales y Arquitectónicos: Arquitectura tradicional isleña con casas de madera y una fuerte influencia cultural afrocaribeña.

Económicos Locales:

- Turismo: menor escala y más orientado al ecoturismo y turismo cultural.
- Pesca Artesanal e Industrial: Actividad significativa para la subsistencia local.
- Deportes Náuticos: Práctica de snorkel y buceo en áreas cercanas como La Piscinita y West View.

SITE03 (Latitud: 12.485830, Longitud: -81.743523, Profundidad: -44 m)

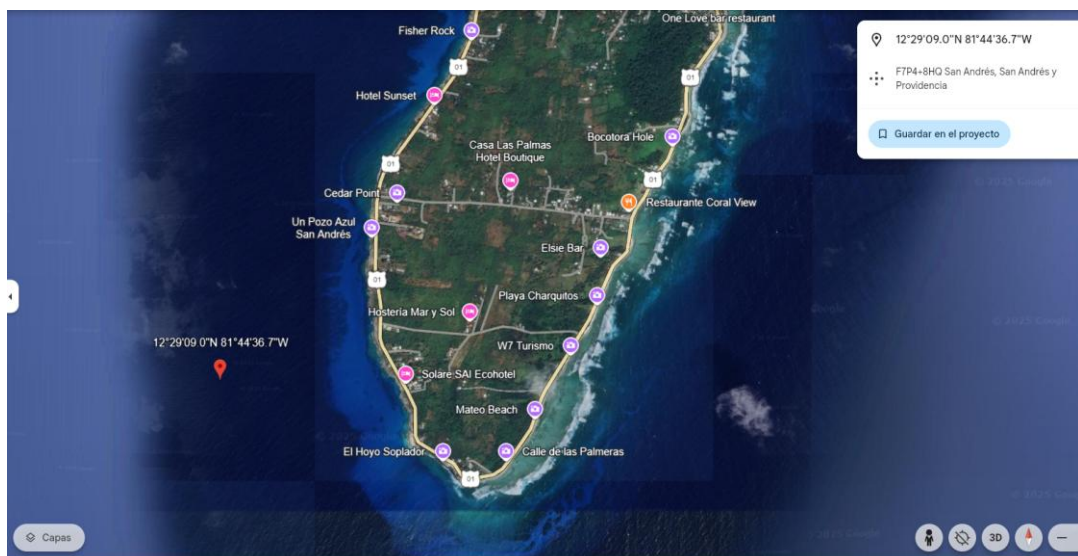


Ilustración 3 Ubicación SITE03

Geográficos y Usos:

- Proximidad al Aeropuerto: A unos 10.4 km al sur del aeropuerto.
- Playas y Hoteles: Cercano a la zona de Punta Sur, conocida por playas como Charquitos y Sound Bay.
- Vías de Acceso: Accesible mediante la Ruta Nacional 1.
- Rutas Marítimas: Área utilizada para actividades de buceo y exploración marina.
- Uso Militar: Centro de Atención Inmediata de la policía.
- Puntos de Referencia Cercanos: Hoyo Soplador, Playa South End.
- Cercanía al Puerto: Lejos del puerto principal, pero con acceso a embarcaderos locales.

Sociales:

- Cercanía Urbana: Zona semiurbana con comunidades locales, mezcladas con construcciones modernas (hoteles y restaurantes).
- Grupos Raizales: Alta presencia de población raizal, manteniendo un estilo de vida tradicional.
- Aspectos Culturales y Arquitectónicos: Predominan las construcciones tradicionales y una fuerte identidad cultural.

Económicos Locales:

- Turismo: escala moderada con turismo, ecoturismo y turismo cultural debido a la incidencia del hoyo soplador, Playa Charquitos y Punta Sur, eco hoteles y restaurantes
- Pesca Artesanal e Industrial: Actividad significativa en esta área para la subsistencia local y comercial en los restaurantes.
- Deportes Náuticos: Práctica de snorkel, buceo, pesca deportiva, windsurfing, kitesurfing y veleros.

3.2 Análisis de Energético y Técnico de las zonas de estudio

El presente análisis tiene el objeto de determinar las características de aprovechamiento energético de una de las zonas preseleccionadas y poder realizar un comparativo con base en los datos obtenidos y cuáles son las restricciones técnicas de cada posible emplazamiento.

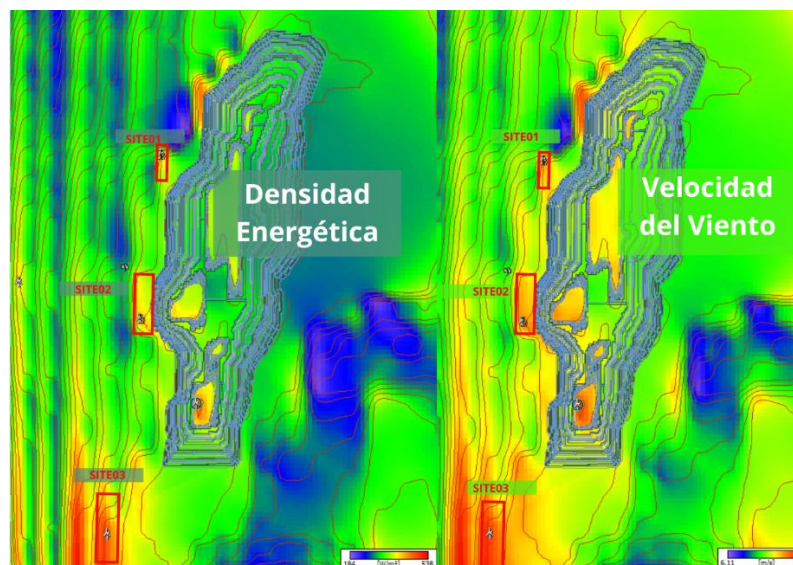


Ilustración 4 Densidad Energética y velocidad de viento San Andrés Isla

3.2.1 Análisis Técnico y Energético SITE01

- Densidad de Potencia: el emplazamiento presenta una densidad de potencia media de 418 w/m² como se visualiza en la Ilustración 5
- Velocidad del viento a 100 m: 8.06 m/s
- Dirección predominante del viento: Sector 3 a un Angulo de 60° con frecuencia del 56.6%
- Cercanía Punto de Conexión a red: 1.4 km (línea submarina 532 m, 868 m de línea terrestre)
- Cimentación: Monopilote o Jacket (dependiendo geotecnia y geología)

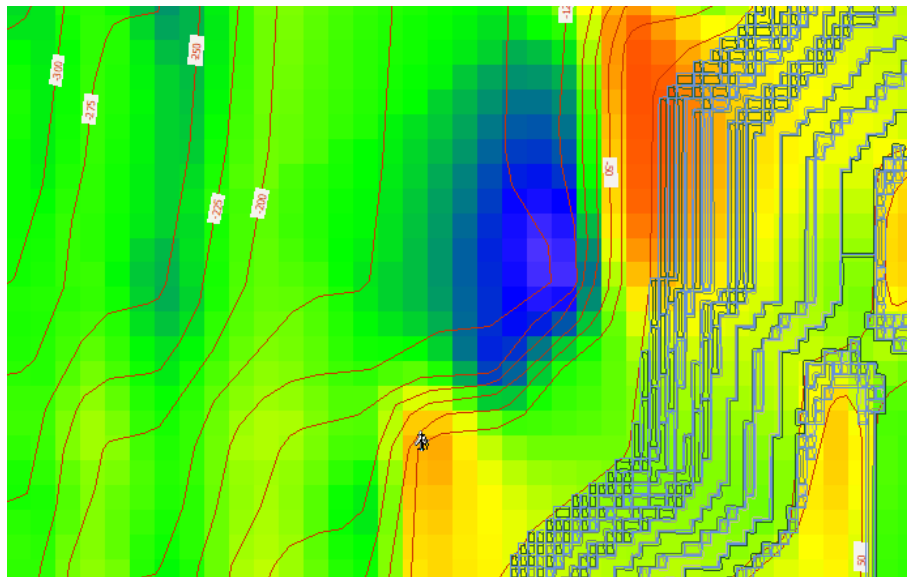


Ilustración 5 Densidad de potencia SITE01

3.2.2 Análisis Técnico y Energético SITE02

- Densidad de Potencia: el emplazamiento presenta una densidad de potencia media de 431 w/m² como se visualiza en la Ilustración 6
- Velocidad del viento a 100 m: 8.16 m/s
- Dirección predominante del viento: Sector 3 a un Angulo de 60° con frecuencia del 54.1%
- Cercanía Punto de Conexión a red: 2.95 km (línea submarina 151 m, 2800 m de línea terrestre)
- Cimentación: Monopilote

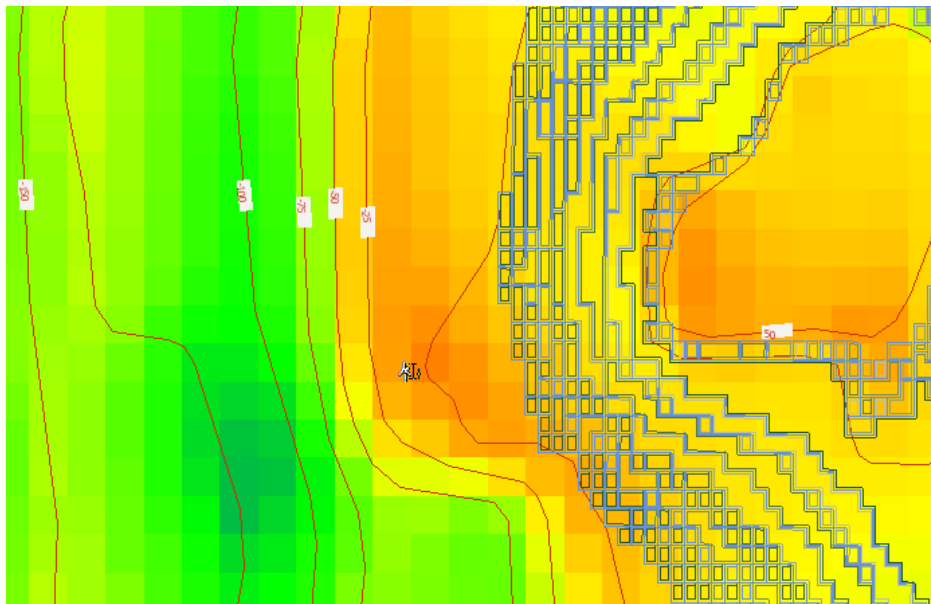


Ilustración 6 Densidad de potencia SITE02

3.2.3 Análisis Técnico y Energético SITE03

- Densidad de Potencia: el emplazamiento presenta una densidad de potencia media de 469 w/m² como se visualiza en la Ilustración 7
- Velocidad del viento a 100 m: 8.37 m/s
- Dirección predominante del viento: Sector 3 a un Angulo de 60° con frecuencia del 52%
- Cercanía Punto de Conexión a red: 2.95 km (línea submarina 151 m, 2800 m de línea terrestre)
- Cimentación: Jacket o Monopilote (dependiendo de estudio geotécnico y geológico)

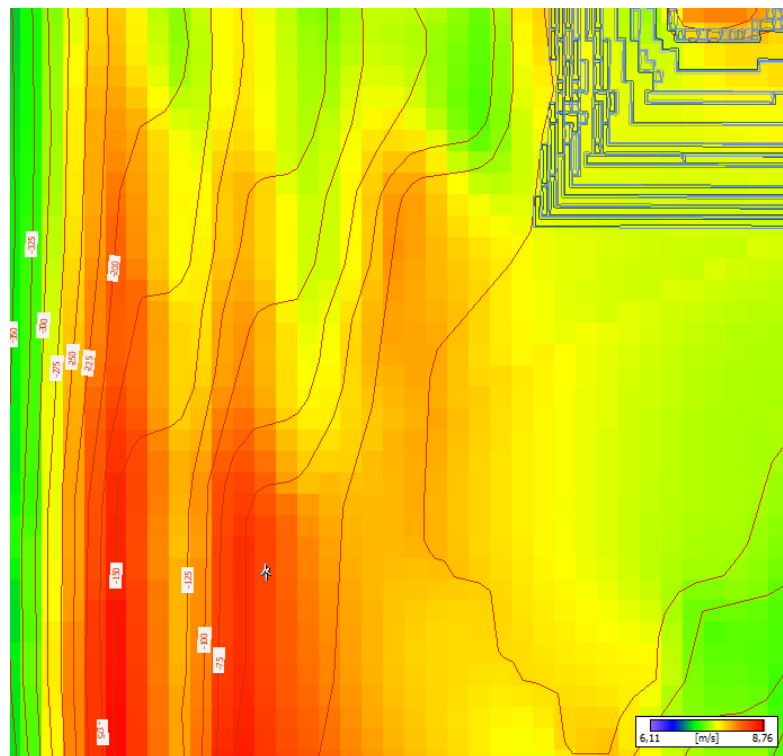


Ilustración 7 Densidad de potencia SITE03

3.3 Análisis Oceanográfico de las zonas de estudio

Huracanes y tormentas tropicales: San Andrés está en una zona propensa a ciclones, lo que exige turbinas con diseños resistentes a vientos extremos.

Corrientes marinas: Las fuertes corrientes en el Caribe pueden afectar la estabilidad de las estructuras.

Salinidad y corrosión: El ambiente marino acelera el deterioro de los equipos, requiriendo materiales especializados.

3.3.1 SITE01 (12.564031°N, -81.732464°W)

Oleaje

- Altura significativa (H_s) promedio: 1.8m (rango: 0.5–3.5m en condiciones normales).
- Dirección predominante: Este (85°) debido a los vientos alisios.
- Eventos extremos (50 años):
 - Altura máxima: 14.2 m (registrada durante el huracán Iván, 2004).
 - Período de ola: 12–14 s en tormentas.

Corrientes Marinas

- Velocidad promedio: 0.7 m/s (rango: 0.3–1.2 m/s).
- Dirección predominante: Noroeste (310°) influenciada por la Corriente del Caribe.
- Eventos extremos (50 años):
 - Velocidad máxima: 2.3 m/s (asociada a tormentas rápidas como Huracán Dean, 2007).

Características del Sitio

- Batimetría: Plataforma continental suave (24 m de profundidad).
- Fondo marino: Arena compacta con presencia de coral disperso.
- Exposición a tormentas: Moderada (protegida parcialmente por bancos submarinos).

3.3.2 SITE02 (12.530164°N, -81.736912°W)

Oleaje

- Altura significativa (H_s) promedio: 1.9 m (rango: 0.6–3.8 m).
- Dirección predominante: Este-Noreste (75°) con mayor refracción costera.
- Eventos extremos (50 años):
 - Altura máxima: 13.8 m (registrada durante el huracán Matthew, 2016).
 - Período de ola: 11–13 s en tormentas.

Corrientes Marinas

- Velocidad promedio: 0.65 m/s (rango: 0.2–1.1 m/s).
- Dirección predominante: Oeste-Noroeste (290°) con menor intensidad que SITE01.
- Eventos extremos (50 años):
 - Velocidad máxima: 2.1 m/s (durante el huracán Wilma, 2005).

Características del Sitio

- Batimetría: Leve pendiente (10 m de profundidad).
- Fondo marino: Mezcla de arena gruesa y roca fracturada.

- Exposición a tormentas: Ligera protección por arrecifes cercanos.

3.3.3 SITE03 (12.485830°N, -81.743523°W)

Oleaje

- Altura significativa (Hs) promedio: 2.1 m (rango: 0.8–4.5 m).
- Dirección predominante: Este-Sureste (105°) por mayor exposición a mar abierto.
- Eventos extremos (50 años):
 - Altura máxima: 15.5 m (registrada durante el huracán Mitch, 1998, extrapolado a 50 años).
 - Período de ola: 14–16 s en tormentas.

Corrientes Marinas

- Velocidad promedio: 0.8 m/s (rango: 0.4–1.5 m/s).
- Dirección predominante: Noroeste (310°) con influencia de la Corriente de Panamá-Colombia.
- Eventos extremos (50 años):
 - Velocidad máxima: 2.6 m/s (durante el huracán Félix, 2007).

Criterio	SITE01	SITE02	SITE03
Ventajas	- Menor exposición a tormentas.	- Corrientes más estables.	- Mayor recurso eólico (vientos constantes).
	- Fondo marino estable.	- Protección parcial por arrecifes.	- Profundidad ideal para monopilote.
Similitudes	- Dirección de oleaje predominante del Este.	- Influencia de la Corriente del Caribe.	- Alta probabilidad de huracanes (Cat. 3+).
Desafíos	- Corrientes moderadas en tormentas.	- Requiere refuerzo anti-vórtice.	- Alto riesgo de erosión y cargas extremas.
Recomendación	Ideal para instalación estándar.	Balance entre riesgo y costo.	Requiere diseño reforzado y monitoreo continuo.

Tabla 1 Comparativo ubicaciones seleccionadas

3.4 Análisis Ambiental de las zonas de estudio

En la zona occidental de San Andrés, el uso de la plataforma insular para generar energía eólica marina enfrenta varios desafíos y restricciones importantes:

- **Profundidad del Mar:** La plataforma insular en el Caribe colombiano es estrecha y de pendiente pronunciada, lo que significa que, a poca distancia de la costa, las

profundidades aumentan rápidamente. Esto dificulta la instalación de aerogeneradores fijos (como los de cimentación monopilote o jacket), que son viables solo en aguas someras (entre 50-60 m). Para zonas más profundas, se requerirían turbinas flotantes, una tecnología aún en desarrollo y más costosa.

- **Restricciones Ambientales y Protección de Ecosistemas** Arrecifes de coral: La zona occidental de San Andrés alberga ecosistemas sensibles (como la Reserva de Biosfera Seaflower). Instalar turbinas podría afectar estos hábitats.
- **Aves migratorias:** Las rutas de aves marinas podrían verse impactadas por los aerogeneradores.
- **Regulaciones estrictas:** La CORALINA (Corporación para el Desarrollo Sostenible del Archipiélago) impone normas rigurosas para proyectos en el área.

Además, los aspectos mencionados también puede ocasionar riesgo de implementación y licenciamiento y posibles conflictos con Otros Usos del Mar como lo son:

- **Turismo:** Las zonas costeras son vitales para el turismo, y los parques eólicos podrían ser percibidos con un impacto visual negativo.
- **Pesca artesanal:** Podría haber resistencia de comunidades pesqueras por posibles efectos en sus áreas de trabajo.

3.4.1 Análisis específico de las zonas de estudio

Con base en los anteriores aspectos se realiza la evaluación de los emplazamientos preseleccionados para analizar las características propias de cada uno tomando como referencia el estudio realizado por Coralina:

3.4.1.1 **SITE01** Ubicado en la Zona norte, cerca de Big Reef (barrera de arrecife de barlovento), 1.8 km del aeropuerto Gustavo Rojas Pinilla.

Impactos Ambientales

- Ecosistemas marinos: Esta ubicación presenta riesgo de afectación de arrecifes coralinos debido a su proximidad con la barrera de *Millipora complanata* y *Acropora palmata* según (Geister & Díaz, 2007), así mismo, las vibraciones y ruido submarino pueden afectar a larvas de coral y peces del área.
- Aves marinas: La ubicación puede presentar interferencia con rutas migratorias de aves como fragatas (*Fregata magnificens*) y pelícanos (*Pelecanus occidentalis*).
- Calidad del agua: Posible sedimentación durante la instalación de cimientos marinos.

Impactos Geológicos y Geotécnicos

- Estabilidad del suelo: Subsistencia activa (0.25 cm/año en flanco oriental, (Geister & Díaz, 2007)). Fracturas extensionales NNE-SSW (Geister & Díaz, 2007), riesgo de hundimiento diferencial.

Impactos Socioeconómicos y Culturales

- Turismo: Impacto visual desde playas turísticas (ej.: Spratt Bight). Rechazo de operadores de buceo por afectación a arrecifes.
- Seguridad aérea: Restricción regulatoria, la Norma OACI (Organización de Aviación Civil Internacional) exige mínimo 3 km de distancia de aerogeneradores a pistas de aterrizaje.

Acciones de Mitigación

- Ambiental: Estudio de ruido submarino y monitoreo de corales. Instalación de pantallas acústicas durante la construcción.
- Geotécnico: Cimientos flotantes o pilotes profundos para compensar subsidencia.
- Socioeconómico: Compensación a pescadores y operadores turísticos.

Conclusión: No es viable por proximidad al aeropuerto y alto impacto ambiental.

3.4.1.2 **SITE02** Ubicado al oeste de la parte central de San Andrés, cerca de La Loma, 151 m del Mirador de las Letras (hito turístico).

Impactos Ambientales

- Vegetación terrestre: Remoción de matorrales secos (baja biodiversidad).
- Fauna: Afectación mínima a aves residentes (ej.: *Tiaris bicolor*).
- Ruido: Impacto sonoro aéreo y ambiental por operación del aerogenerador en cercanía de la costa.

Impactos Geológicos y Geotécnicos

- Estabilidad del suelo: Calizas pleistocénicas consolidadas (Geister & Díaz, 2007), ideales para cimientos. Riesgo bajo de dolinas kársticas (requiere estudio geofísico).
- Vientos: Obstrucción parcial por edificios urbanos (potencial eólico medio).

Impactos Socioeconómicos y Culturales

- Turismo: Impacto visual crítico: El aerogenerador (100 m) supera la altura del Mirador de las Letras (15 m) y la distancia de las costas es de aproximadamente 151 m. Lo anterior puede generar un rechazo general de la comunidad por alteración del paisaje cultural. No hay precedentes en el mundo de la instalación de un aerogenerador a distancias menores de 3 km de la costa.

Acciones de Mitigación

- Ambiental: Reforestación con especies nativas en zona de construcción.
- Geotécnico: Sondeos para descartar cavidades kársticas.
- Socioeconómico: Diseño de torre con pintura camuflada (ej.: tonos azules).
- Consulta previa con líderes raizales y residentes.
- Regulación: Colombia no cuenta con regulación activa para el uso del suelo marino para proyectos de eólica marina, si se hace un estudio detallado del impacto y se consigue la aprobación por compensación a las comunidades por el impacto visual se podría conseguir el licenciamiento del proyecto.
- Mitigación sonora: Diseño especial para disminución de ruido de las palas durante la operación y planes de monitores sonoro ambiental y marino.

Conclusión: Viable con condiciones (mitigación de impacto visual y estudio kárstico).

3.4.1.3 **SITE03** Ubicado al Sur de San Andrés, cerca de Bocatora Hole (zona de colapso de plataforma).

Impactos Ambientales

- Ecosistemas marinos: La ubicación tiene riesgo de generar afectación a corales profundos (*Agaricia* spp.) y pastos marinos (*Thalassia*).
- Pesca artesanal: presenta riesgo de interferencia con zonas de pesca de langosta (*Panulirus argus*) afectando las cantidades del ecosistema y la pesca del sector

Impactos Geológicos y Geotécnicos

- Riesgo sísmico alto: Proximidad al Escarpe de Hess de acuerdo con (Geister & Díaz, 2007).
- Inestabilidad de taludes: Pendientes submarinas $>30^\circ$ en Bocatora Hole (Geister & Díaz, 2007).

Impactos Socioeconómicos y Culturales

- Comunidad local: Oposición de pescadores por pérdida de áreas de captura.
- Infraestructura militar: Posibles restricciones por cercanía a instalaciones de la Armada.

Acciones de Mitigación

- Ambiental: Exclusión de zonas de pesca durante la construcción.
- Geotécnico: Anclajes profundos para resistir sismos de acuerdo con Norma NSR-10 (Minambiente, 2010).
- Socioeconómico: Acuerdos de compensación con cooperativas pesqueras.

Conclusión: Viable con alto costo. Requiere reforzamiento sísmico y negociación comunitaria.

3.4.2 Resultados Análisis ambiental de zonas de estudio

Criterio	SITE01	SITE02	SITE03
Viabilidad técnica	No (restricción aérea)	Sí (con mitigación)	Sí (alto costo)
Impacto ambiental	Crítico	Bajo	Medio
Aceptación social	Baja	Moderada	Baja
Costo total estimado	N/A	\$\$	\$\$\$\$

Tabla 2 Comparativo análisis ambiental preliminar de emplazamientos

Para seleccionar el emplazamiento se deben tener en cuenta los aspectos e impactos ambientales, socioeconómicos y culturales, así como también, los parámetros técnicos para la producción energética y la exposición oceanográfica promedio y las condiciones extremas.

Otros parámetros para tener en cuenta:

- Limitaciones Logísticas y Técnicas Infraestructura portuaria: San Andrés no cuenta con puertos de gran calado para el transporte de turbinas y equipos pesados
- Conectividad eléctrica: Integrar la energía generada al sistema eléctrico insular (actualmente dependiente de diésel) requeriría reforzar la red.
- Documentación requerida:
 - Estudio de Impacto Ambiental (EIA) con énfasis en suelos marinos, avifauna (Licencia Ambiental ANLA).
 - Permiso de la Aeronáutica Civil (para descartar interferencia con vuelos).
 - Permiso de Coralina y Dimar para usos del fondo marino para fines de aprovechamiento de energía Eólica marina (Licencia Ambiental).
 - Aprobación de las comunidades raizales y residentes de la zona (requisito Licencia ambiental).
 - Permiso uso del suelo (secretaría de planeación de San Andrés).
 - Permisos del Plan de Ordenamiento Territorial (POT) de autoridades locales.

- Permisos de autoridades militares (zonas de operaciones y vigilancia, uso del suelo marino).
- Autorizaciones de coordinaciones y rutas marítimas y comerciales (permiso uso del suelo marino).
- Curaduría urbana para permiso de construcción (requisito POT).
- Estudios Geológicos y Geotécnicos (requisito EIA).
- Estudios Batimétricos (requisito EIA, permiso de uso del suelo marino).
- Análisis Técnico de campaña de medición de vientos en la ubicación seleccionada (viabilidad técnica para licencia Ambiental y Financiación).
- Autorización de conexión a red (Resolución CREG 015 de 2018: Requisitos técnicos para conexión a la red y Resolución CREG 030 de 2018: Requisitos técnicos para generación distribuida) de SOPESA.
- Estudios de flujo de carga y cortocircuito (requisito para autorización de conexión a red).

Cualquier elemento que afecte directa o indirectamente el cumplimiento técnico y/o regulatorio elevara los riesgos de retraso, interrupción temporal o definitiva del proyecto en cualquiera de sus etapas.

3.4.3 Resultados de la selección del emplazamiento

Para determinar la viabilidad de cada emplazamiento se realiza un análisis cualitativo como se observa en la Tabla 3 de los aspectos, riesgos y condiciones generales más relevantes para determinar la prefactibilidad de cada una de las ubicaciones preseleccionadas.

UBICACIÓN	SITE01	SITE02	SITE03
DISTANCIA COSTA (m)	532	151	990
CERCANIA AEROPUERTO (m)	1.861	5.478	10.397
CERCANIA PUERTOS	ESTUDIO LOGISTICO	ESTUDIO LOGISTICO	ESTUDIO LOGISTICO
IMPACTO PESCA	CONSULTA PREVIA	CONSULTA PREVIA	ARTESANAL
PUNTO DE CONEXION	MEDIANA	SUBESTACION CERCANA	ALEJADO
CORALINO	CERCANO	NO REPORTADO	ESTUDIO
CANTIDAD DE ENERGIA	BUENA	ALTA	MAXIMA
PROFUNDIDAD	BUENA	MEJOR	ACEPTABLE
CAPEX	ALTA	MODERADO	ALTA
TIPO DE CIMENTACION	MONOPILOTE	MONOPILOTE	MONOPILOTE
GEOTECNIA	ESTUDIO MODERADO	BAJO	ESTUDIO SISMICO
TURISMO	ESTUDIO MODERADO	ESTUDIO MODERADO	BAJO
VISUAL	MODERADO	ALTO	BAJO
ENTORNO MARINO	ESTUDIO DETALLADO	ESTUDIO MODERADO	ESTUDIO DETALLADO
SOCIAL	ALTO	ALTO	MODERADO
LARGO CABLE SUBMARINO (m)	1.000	300	1.500
RESULTADOS	NO FACTIBLE	FACTIBLE RESTRICCIONES	ALTAS RESTRICCIONES

Tabla 3 Características de los emplazamientos seleccionados

A dicho análisis se le asigna una calificación de 0 a 10 con el fin de facilitar la valoración de ítem analizado y poder cuantificar su impacto positivo o negativo en la puesta en marcha del proyecto como se observa en la Tabla 4.

UBICACIÓN	SITE01	SITE02	SITE03
DISTANCIA COSTA (m)	6	5	8
CERCANIA AEROPUERTO (m)	1	7	9,2
CERCANIA PUERTOS	6	6	6
IMPACTO PESCA	6	7	4,5
PUNTO DE CONEXION	7	10	5
CORALINO	4	8	6
CANTIDAD DE ENERGIA	7,6	9	10
PROFUNDIDAD	7,6	9	6
CAPEX	4	7	2,5
TIPO DE CIMENTACION	9	9,6	8
GEOTECNIA	6	9	1
TURISMO	6	6	8
VISUAL	6	5,5	8
ENTORNO MARINO	5	7	4,8
SOCIAL	5	5,6	6
LARGO CABLE SUBMARINO	7	9	5,5
RESULTADOS	5,83	7,48	6,16

Tabla 4 Análisis cualitativo para selección del emplazamiento



Ilustración 8 impacto visual Ubicación SITE02

En la Ilustración 8 se muestra la ubicación recomendada, que según análisis preliminar es el SITE02 por las siguientes razones:

- Estabilidad geotécnica comprobada.
- Menor impacto ambiental.

- c) Acceso a infraestructura eléctrica existente.
- d) Menores costos estimados de instalación
- e) Distancia del aeropuerto superior a 5 km
- f) Cercanía con zonas portuarias
- g) Menores costos de mantenimiento
- h) Menor profundidad
- i) Baja incidencia sísmica reportada

Condiciones para autorización del emplazamiento:

- Obtener la aceptación social de residentes, comunidad raizal y turistas mediante socialización, consultas previas y comunicación nacional.
- Conseguir articulación entre los entes de regulación y control de uso del suelo marino para realizar el hito de construcción del parque eólico cercano a la costa de la isla con base en los impactos positivos del proyecto
 - disminución de costos de la energía
 - disminución de emisiones de GEI
 - generación de empleos temporales y fijos
 - diversificación de la matriz energética de la isla
 - disminución de dependencia de los precios de los combustibles fósiles
- Regulación especial para el proyecto (CREG, CNO e IPSE)
- Licenciamiento y Autorizaciones pertinentes.

3.4.4 Emplazamiento Alternativo SITE04



Ilustración 9 Impacto visual ubicación emplazamiento alternativo SITE04

Con base en la ubicación denominada SITE02 se selecciona una ubicación alterna denominada SITE04 la cual presenta características similares a la seleccionada, pero debido la dificultad de mitigación del riesgo del impacto visual en el licenciamiento del proyecto para dicho emplazamiento. El punto de partida de la selección es la regulación internacional que limita a 3 km la distancia de la costa al aerogenerador, El emplazamiento se selecciona teniendo en cuenta la mejor densidad de potencia y velocidades de viento en esta zona que ya presenta condiciones favorables estudiadas.

Caracterización del Área y Tecnología Propuesta: Ubicado en la Latitud 12,545894 / Longitud -81,777288 en talud oceánico a -374,5 m de profundidad, a una distancia aproximada de la costa de 3.4 km de Punta Evans.

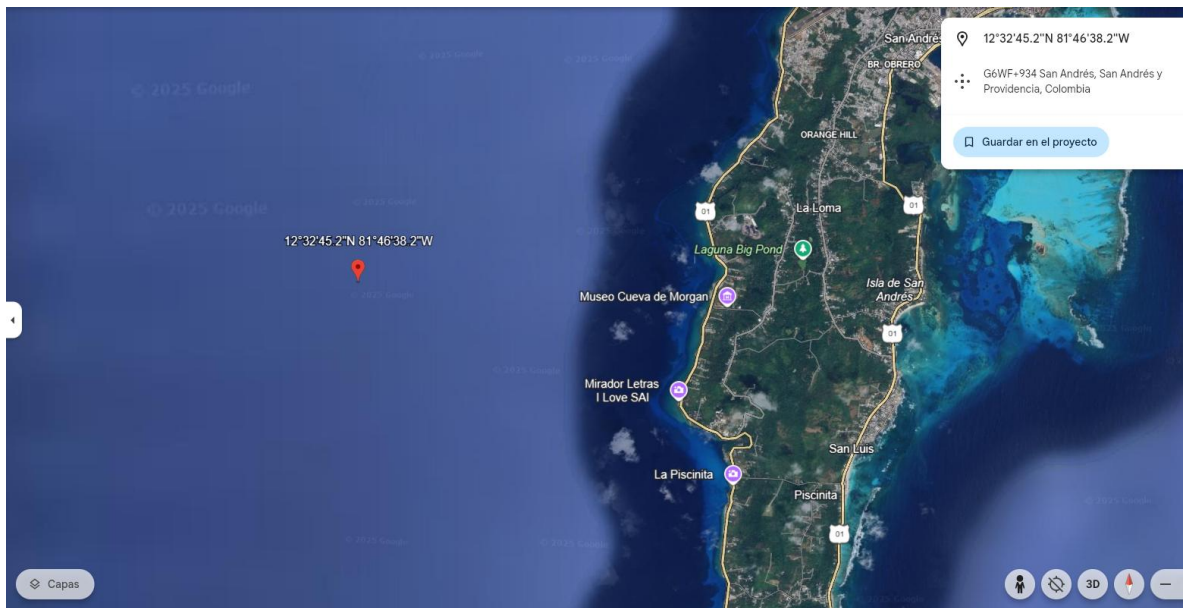


Ilustración 10 Ubicación SITE04

Este emplazamiento debido a su profundidad requiere cimentación con plataforma de tipo flotante semi-sumergible hexagonal flotante con amarre redundante y simétrico, diseñada para distribuir cargas y minimizar el impacto en el lecho marino.

Contexto: Zona adyacente a la Reserva de Biosfera Seaflower, con alta biodiversidad y fragilidad geológica (suelos calcáreos y pendientes pronunciadas).

Impactos Específicos por la Plataforma Hexagonal y Sistema de Amarre:

Impactos Ambientales

- **Alteración del Bentos:** Anclajes del sistema de amarre: La instalación de anclajes en el lecho marino podría remover sedimentos y afectar hábitats bentónicos, incluso en zonas profundas.
- **Cables de amarre:** Riesgo de enredo para especies móviles (tortugas, mamíferos marinos).
- **Contaminación Acústica Subacuática:** Operaciones de instalación de anclajes y tensionado de cables, perturbando a especies sensibles (ej. ballenas).
- **Sombras y Corrientes:** La estructura hexagonal podría alterar patrones locales de corrientes, afectando la dispersión de nutrientes en la columna de agua.

Impactos Geológicos/Geotécnicos

- Estabilidad del Talud: Aunque el sistema de amarre evita perforaciones profundas, el peso de la plataforma y la tensión de los cables podrían generar micro deslizamientos en pendientes pronunciadas.
- Interacción con Sedimentos: Los anclajes simétricos requieren suelos estables; en sustratos blandos o no consolidados, existe riesgo de arrastre o hundimiento progresivo.
- Corrosión en Ambiente Marino: La salinidad y corrientes profundas aceleran la degradación de materiales, aumentando el riesgo de fallas en amarres.

Impactos Socioeconómicos y Culturales

- Espacio Marítimo: Los cables de amarre podrían restringir rutas de navegación artesanal o áreas de pesca tradicional.
- Conflicto con actividades turísticas (ej. buceo técnico en aguas profundas).
- Percepción Comunitaria: Posible rechazo de comunidades raizales por la presencia de infraestructura industrial en un área de valor cultural y ecológico.
- Riesgo de Accidentes: Fallas en el sistema redundante podrían liberar componentes flotantes, amenazando la costa o embarcaciones.

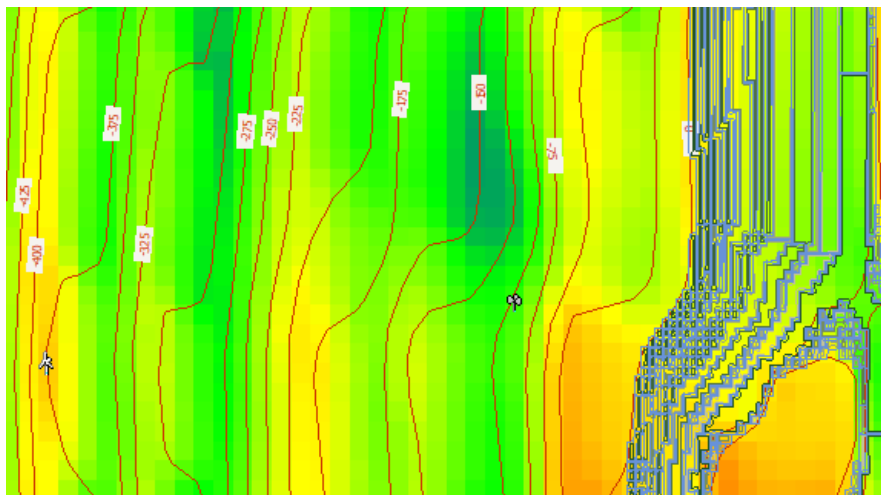


Ilustración 11 Densidad de potencia SITE04

Análisis Técnico y Energético SITE04

- Densidad de Potencia: el emplazamiento presenta una densidad de potencia media de 396 w/m²
- Velocidad del viento a 100 m: 7.87 m/s
- Dirección predominante del viento: Sector 3 a un Angulo de 60° con frecuencia del 58%
- Cercanía Punto de Conexión a red: 5.1 km (línea submarina 3223 m, 1852 m de línea terrestre)
- Cimentación: Flotante (Semi-sumergible con plataforma hexagonal)

Acciones de Mitigación Adaptadas a la Plataforma Hexagonal

- Diseño e Instalación de anclajes de bajo impacto
- Uso de materiales resistentes a la corrosión
- Estudio de zona de anclaje para minimizar impacto ambiental
- Monitoreo de tensión de cableados, anclajes y plataforma

- Compensación a comunidades raizales pesqueras de la zona

4 Datos de Partida.

Para determinar las zonas de aprovechamiento eólico marino en Colombia, GCC-ERM y el Banco Mundial en el año 2022 elaboro el estudio de la hoja de ruta para el despliegue de energía eólica costa afuera en Colombia (RCG, 2022), este estudio toma como bases de datos de partida la simulación en microescala del Global Wind Atlas 3.0 para medición de las velocidades de viento y The General Bathymetric Chart of Oceans (GEBCO, 2025).

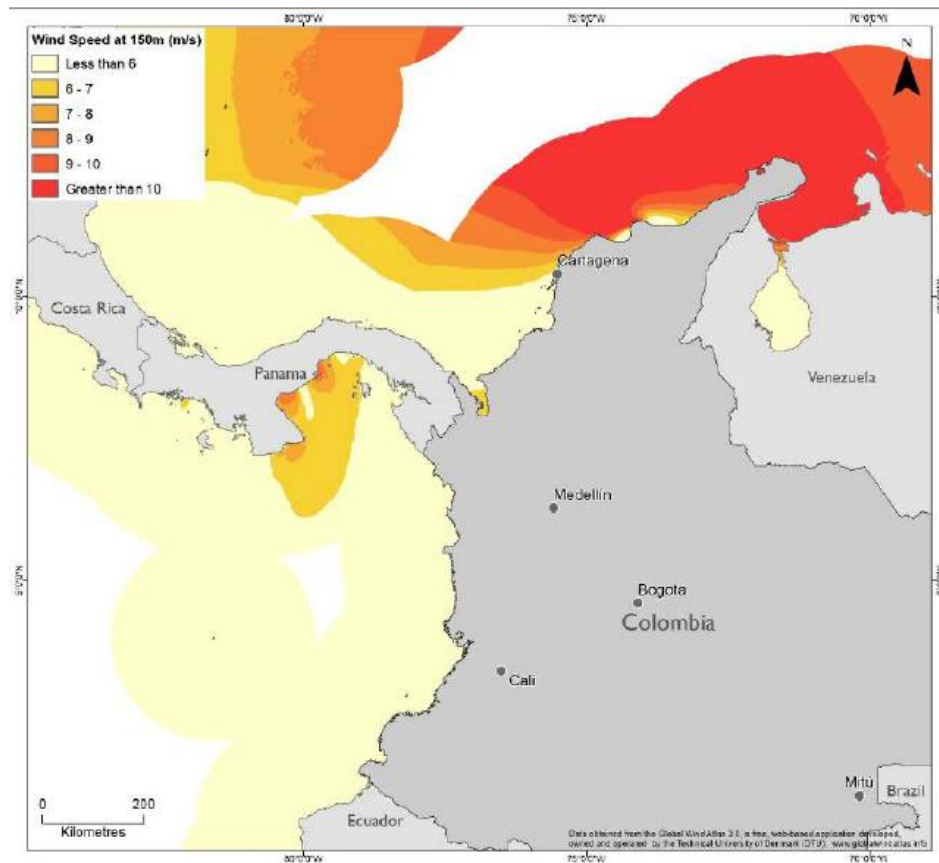


Ilustración 12 Recurso eólico costa afuera. Fuente: RCG- ERM, 2021

Según dicho estudio la zona marina presenta velocidades medias de viento entre 6 y 7 m/s y un perfil batimétrico con algunas pocas zonas con profundidades menores a 70 metros, es de aclarar que el estudio profundiza más en las zonas con mayores velocidades y más cercanas a la plataforma continental, esto se debe a que su objeto es delimitar las zonas de mayor densidad energética, mejor perfil batimétrico, menores impactos ambientales y el abastecimiento del SIN.

Partiendo de esto se consultan estas dos fuentes de información GWA3 y GEBCO de forma preliminar para realizar la estimación más detallada y definir el recurso eólico disponible en el archipiélago de San Andrés y las zonas de estudio como se muestra en la Ilustración 13 e Ilustración 14.

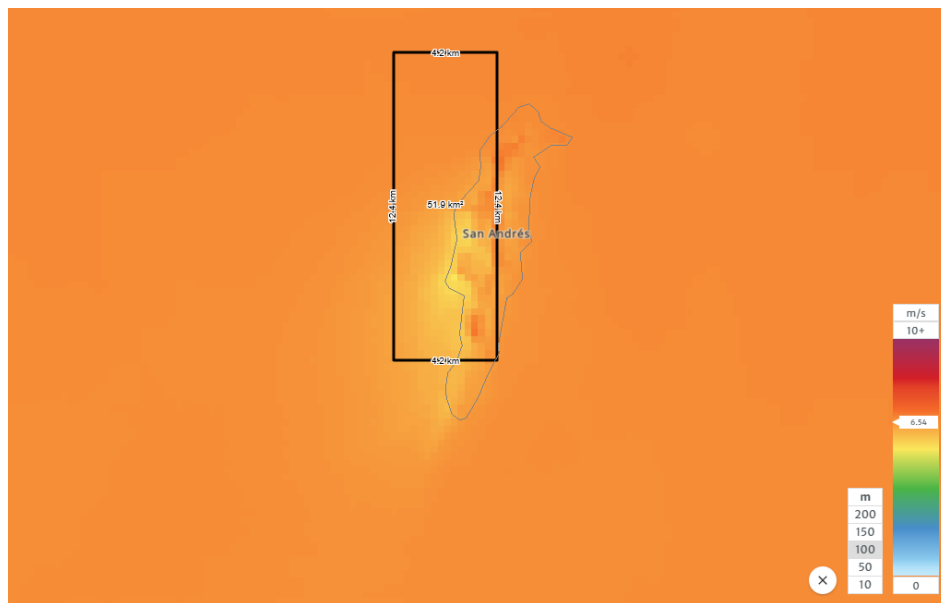


Ilustración 13 Recurso eólico disponible en el archipiélago de San Andrés

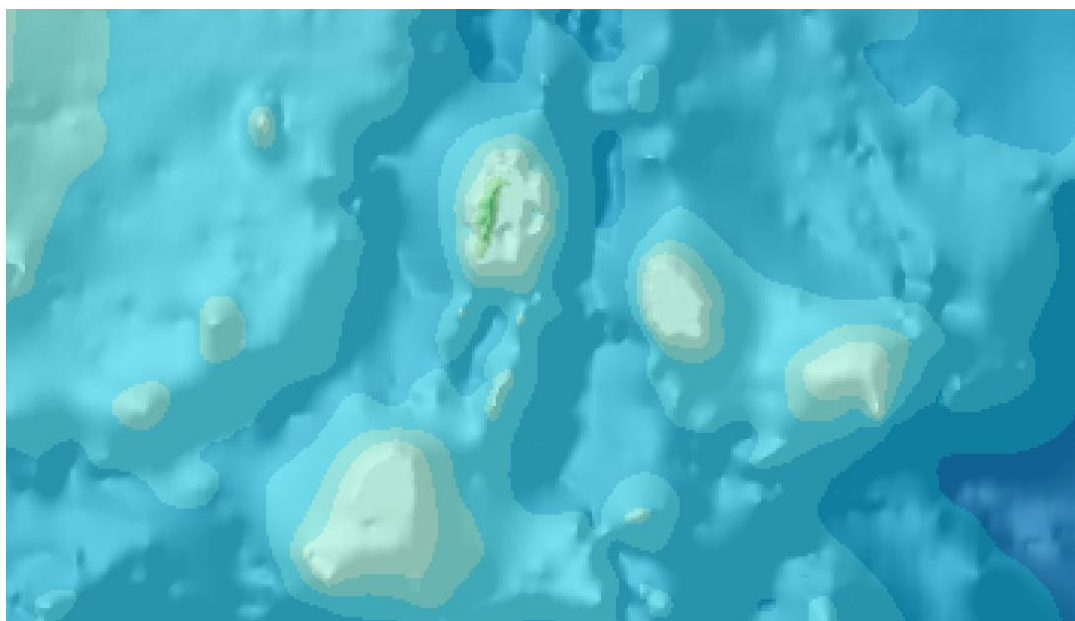


Ilustración 14 Batimetría del archipiélago de San Andrés

4.1 Datos de series temporales de viento en el emplazamiento.

Para realizar la selección de la base de datos serie temporales de viento se consultó IDEAM para la obtención de los datos de la estación meteorológica ubicada en el Aeropuerto Gustavo Rojas Pinilla de la Isla de San Andrés, simultáneamente se verifica información de vientos para la obtención de datos de NASA Power como se muestra en la Ilustración 15.

Annual	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
6.6	8.1	7.6	7	6.3	6	6.4	7.3	5.9	4.6	4.9	6.8	7.8

Ilustración 15 Datos preliminares de NASA Power



Ilustración 16 Ubicación de estimación de medida de vientos de NASA Power

NASA Power toma la información meteorológica de la base de datos satelitales MERRA 2 y estaciones de medición de vientos adscritas sus sistemas de información, realizando simulaciones mediante algoritmos para calcular los datos meteorológicos en zonas o puntos geográficos de los que no se tienen datos específicos.

Para el presente ejercicio se descarga datos temporales horarios de velocidad y dirección del viento, para alturas de 10 y 50 m de altura, esto para un periodo comprendido entre el 01 de febrero del 2021 al mismo día del 2024 (tres años).

4.2 Orografía del emplazamiento.

El área marina oeste de San Andrés Isla, ubicada en el Mar Caribe suroccidental, presenta un sistema marino-costero bastante complejo influenciado especialmente por la zona de Reserva de Biosfera Seaflower, presenta incidencia de los vientos alisios, y una topografía submarina variable. A continuación, se integran los datos calculados de los sitios denominados SITE02 y SITE04 con estudios regionales nacionales y globales: Batimetría de alta resolución y cartografía de fondos marinos en San Andrés (Coralina, 2012), Identificación de cañones submarinos y montes marinos en la Cuenca de Colombia, (IDEAM, 2025), (UPME & IDEAM, 2010), Incluye datos históricos de vientos alisios en el Archipiélago de San Andrés para evaluar la idoneidad eólica y los riesgos naturales.

4.2.1 Contexto Climático General

La zona de estudio presenta vientos predominantes en direcciones NE-E (vientos alisios) con velocidades medias de 6–8 m/s, y ráfagas en temporada seca (diciembre-marzo). Con una temporada de eventos extremos por exposición a tormentas tropicales (junio-noviembre) y marejadas ocasionales.

Las corrientes marinas presentan una dirección de flujo hacia el NW (Corriente de Colombia), influyendo en la sedimentación y rugosidad del lecho marino.

4.2.2 Características Orográficas

La orografía submarina en el occidente de San Andrés se divide en dos grandes rasgos:

Plataforma somera (Profundidades < 50 m): es una estrecha extensión de la plataforma insular con bajas profundidades y leves pendientes, dicha área presenta una geomorfología de fondos arenosos con algunas zonas diversas de arrecifes coralinos (ej. Old Point Mangrove Park) y la presencia de barreras naturales (zonas de amortiguamiento) como montículos de arena que generan rugosidad localizada (como por ejemplo un RIX hasta 14.5% en sector 270° en la simulación del SITE02 en WAsP), así como también los arrecifes sumergidos, los cuales actúan como obstáculos, causando desaceleración del viento (como se observa en datos del SLF negativo en sectores 30°–60° para el SITE02) y por último las corrientes de marea actúan como moduladores de la dirección del viento superficial (creando deflexiones entre ± 3 a $\pm 4^\circ$ en los sectores 120°–330°).

Talud Oceánico (Profundidad > 300 m): En esta zona las pendientes aumentan abruptamente y en cortas distancias la profundidad desciende rápidamente, analizando hasta un poco más de 3 km de la costa se encuentra una geomorfología de cañones submarinos: (ejemplo en sector 270° de SITE04 (RIX = 46.4%), asociados a la Cuenca de Colombia), así como también montes marinos: (ejemplo sector 240° con un RIX = 37.4% datos del SITE04), generan turbulencia en la capa límite marina y por último los fondos abisales planos. (los cuales predominan en sectores 0°–180° con un RIX $\approx 0\%$), ideales para sistemas flotantes.

4.2.3 Análisis específico de emplazamiento seleccionado y alternativo

4.2.3.1 Análisis Orográfico y de Superficie para SITE02

Profundidad: -10.1 m, Cercanía a costa: 0.151 km, se analizan los datos por sector angular (0°–330°) con énfasis en: SLF (%) factor de aceleración del viento (Speed-Up), deflexión del viento (°) y cambio en dirección debido a obstáculos/orografía.

Sector	Ángulo [°]	SLF [%]	Deflexión [°]	RIX [%]	Delta-RIX [%]	Interpretación
1	0°	0.506	0.137	0	0	Viento ligeramente acelerado (+0.5%). Deflexión mínima. Terreno plano (RIX = 0).
2	30°	-1.623	4.026	0.082	-0.651	Desaceleración notable (-1.6%). Deflexión significativa (4°). Posible obstáculo costero (ej. manglar).
3	60°	-0.14	3.554	2.792	-0.081	Viento casi neutro. Rugosidad media (2.8%) por vegetación o estructuras cercanas.
4	90°	0	-0.107	0.13	-1.441	Sin aceleración. Deflexión despreciable. Terreno uniforme.
5	120°	0	-3.651	0.074	-1.652	Deflexión negativa fuerte (-3.7°). Indicativo de corrientes o topografía submarina irregular.
6	150°	0	-3.786	0.911	0.721	Deflexión similar a 120°. Leve rugosidad (0.9%) por fondos arenosos o rocosos.
7	180°	0.674	0.137	0	0	Aceleración moderada (+0.7%). Simetría con sector 0° (vientos alisios).
8	210°	0	3.85	0	0	Deflexión positiva (3.9°). Sin rugosidad. Efecto de costa o corrientes.
9	240°	0	3.456	8.95	0.256	Alta rugosidad (8.95%). Posible presencia de arrecifes o acumulación de sedimentos.
10	270°	0	-0.118	14.507	0.615	Máxima rugosidad (14.5%). Zona crítica por posible banco de arena o rocas sumergidas.
11	300°	0	-3.59	3.647	1.121	Deflexión negativa. Rugosidad media (3.6%).
12	330°	0	-3.734	0	0	Deflexión similar a 300° y 150°. Sin rugosidad.

Tabla 5 Análisis Orográfico y de Superficie para SITE02

Con base en estos resultados podemos determinar los promedios de las principales variables: SLF: aproximado a 0% (aceleración/desaceleración compensada), deflexión media de $\pm 2.5^\circ$ (variabilidad alta en sectores 120°–330°) y RIX medio: 2.59% (rugosidad baja, pero con picos en 270°).

- Efectos Orográficos y de Superficie: Aceleración del viento limitada: Solo sectores 0° y 180° muestran SLF positivo (<1%), indicando influencia costera mínima en la velocidad del viento.
- Zonas de desaceleración: 30°: Mayor desaceleración (-1.6%) por posible obstáculo costero (ej. manglar de Old Point). 120°–150° y 300°–330°: Deflexiones negativas fuertes (-3.7°), sugiriendo corrientes marinas o topografía irregular (ej. rocas o bancos de arena).
- Rugosidad crítica: 270° (RIX = 14.5%): Área de alto riesgo por obstáculos submarinos. Podría afectar la cimentación del aerogenerador.

Las implicaciones de esta información para la ubicación del aerogenerador en este emplazamiento:

- Requiere una orientación óptima: Priorizar sectores con SLF positivo (0° y 180°) para maximizar producción energética. Evitar alinear turbinas en 30° (desaceleración) y 270° (rugosidad extrema).
- Cimentación: Estudiar el fondo marino en 270° para descartar arrecifes o rocas. Usar estructuras de monopilote en zonas con RIX bajo (ej. 0°–60°).
- Mitigación de turbulencias: Modelar el impacto de las deflexiones en ángulos de 120° a 330° con herramientas CFD.

El emplazamiento presenta condiciones mixtas, es decir, la aceleración moderada en ángulos de 0° a 180° y su baja rugosidad en la mayoría de los sectores representan una ventaja significativa, sin embargo, la desaceleración en los sectores de 30° y la rugosidad extrema en el sector de 270° (posiblemente por arrecifes o sedimentos) representa un riesgo y se deben establecer acciones de mitigación. Como conclusión, el sitio es ideal para cimentaciones fijas (monopilote), pero requiere estudios detallados en el sector 270° y ajustes de diseño para manejar deflexiones del viento.

4.2.3.2 Análisis Orográfico y de Superficie para SITE04

Profundidad: -374.1 m, Cercanía a costa: 3.2 km), se analizan los datos por sector angular (0°–330°) con énfasis en: SLF (%) factor de aceleración del viento (Speed-Up), deflexión del viento (°) y cambio en dirección debido a obstáculos/orografía.

Sector	Ángulo [°]	SLF [%]	Deflexión [°]	RIX [%]	Delta-RIX [%]	Interpretación
1	0°	0	1.759	0	0	Viento sin aceleración. Deflexión mínima (1.8°). Terreno plano (RIX = 0).
2	30°	-0.021	4.073	0	-0.733	Ligera desaceleración (-0.02%). Deflexión moderada (4.1°). Sin rugosidad.
3	60°	-1.3	2.277	0	-2.872	Desaceleración notable (-1.3%). Deflexión estable. Delta-RIX negativo indica transición suave.
4	90°	-1.765	-1.588	0.455	-1.116	Máxima desaceleración (-1.8%). Deflexión inversa (-1.6°). Leve rugosidad (RIX = 0.455%).
5	120°	-1.133	-4.038	0.413	-1.314	Desaceleración persistente. Deflexión negativa significativa (-4°).
6	150°	-0.083	-2.547	0	-0.19	Viento casi neutro. Deflexión negativa estable.
7	180°	0	1.759	0	0	Igual que sector 0°. Simetría en el flujo.
8	210°	0	4.072	2.314	2.314	Deflexión positiva (4.1°). Aparición de rugosidad (RIX = 2.3%).
9	240°	0	2.271	37.388	28.694	Mayor rugosidad (37.4%). Delta-RIX alto sugiere obstáculos submarinos (ej. montes marinos).
10	270°	0	-1.544	46.361	32.469	Pico de rugosidad (46.4%). Deflexión inversa. Posible cañón submarino o falla geológica.
11	300°	0	-4.01	23.154	20.628	Rugosidad media (23.2%). Deflexión negativa fuerte (-4°).
12	330°	0	-2.547	0	0	Vuelta a condiciones neutras.

Tabla 6 Análisis Orográfico y de Superficie para SITE04

Con base a estos resultados podemos determinar los promedios de las principales variables: SLF: aproximado a 0% (sin aceleración neta), deflexión media: $\pm 2.5^\circ$ (variabilidad moderada), RIX medio: 9.17% (rugosidad baja en general, pero con picos locales).

- Efectos Orográficos: Aguas profundas homogéneas: En la mayoría de los sectores (0° – 180°), el SLF es cercano a 0% y el RIX es 0%, indicando un fondo marino plano y sin obstáculos significativos.
- Zonas de rugosidad crítica: Sectores 240° – 300° : RIX extremadamente alto (37–46%), sugiriendo presencia de montes submarinos, crestas o cañones que perturban el flujo del viento. Esto podría generar turbulencias en la capa límite marina.
- Deflexiones negativas: En sectores 90° – 150° y 270° – 330° , cambios abruptos en la dirección del viento (-1.5° a -4°), posiblemente por corrientes marinas o topografía submarina irregular.

Las implicaciones de esta información para la ubicación del aerogenerador en este emplazamiento:

- Estabilidad del viento: las desaceleraciones (SLF negativo) en sectores 60° – 120° podrían reducir ligeramente la eficiencia energética en esas direcciones.
- Las zonas de alta rugosidad (240° – 300°) requieren estudios batimétricos para descartar riesgos en la cimentación flotante.
- Diseño de la cimentación: Evitar ubicar anclajes en sectores con $RIX > 30\%$ (ej. 270°), donde el suelo marino podría ser irregular.
- Priorizar orientaciones con deflexión mínima (ej. 0° o 180°) para maximizar la captación de viento estable.
- Mitigación de turbulencias: Modelar CFD (Computational Fluid Dynamics) para simular el impacto de la rugosidad en las cargas estructurales del aerogenerador.

El emplazamiento presenta un perfil orográfico mayormente estable, pero con zonas críticas de rugosidad submarina que requieren investigación adicional. La ausencia de aceleración del viento (SLF aproximado 0%) sugiere que la energía eólica disponible dependerá más de los recursos eólicos intrínsecos que de efectos topográficos locales. Ideal para tecnología flotante, pero con precaución en las orientaciones 240° – 300° .

4.3 Rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo.

La rugosidad superficial de la zona marina de la zona oeste de San Andrés, objeto del presente estudio, se caracteriza por una variabilidad moderada, esto debido a su influencia de la geomorfología marina y la presencia de ecosistemas marinos.

La rugosidad (RIX) en la zona occidental marina de San Andrés se puede clasificar de la siguiente forma según la dirección del viento en tres categorías.

Categoría	RIX (%)	Zonas Críticas	Implicaciones Eólicas
Baja	0–5	Plataforma somera (SITE02: sectores 0°, 180°)	Viento estable, ideal para monopostes.
Media	5–15	SITE02 (sector 270°), SITE04 (sector 300°)	Turbulencia moderada; requiere ajustes en diseño.
Alta	> 15	SITE04 (sector 270°), arrecifes en SITE02	Riesgo de cargas estructurales; evitar anclajes.

Tabla 7 Categorías de Rugosidad de los cuadrantes de los emplazamientos

De igual forma se puede clasificar según la distancia de la costa y la afectación de su orografía sobre el viento

Distancia de la Costa	Características	RIX Promedio	Factores Clave
0–1 km	Fondos arenosos con arrecifes dispersos	3–8%	Manglares, corales (Old Point), pesca artesanal.
1–2 km	Transición a arena compacta	2–5%	Zona de amortiguación de la reserva Seaflower.
2–4 km	Talud con cañones y montes submarinos	8–15%	Geomorfología abrupta (Cuenca de Colombia).

Tabla 8 Clasificación de rugosidad según distancia de la costa

Para determinar el índice de rugosidad general de la zona de estudio, se parte de los datos de los estudios CIOH-DIMAR de la variación de los índices de rugosidad y se aplica la fórmula de rugosidad ponderada por área partiendo de una distancia máxima de la costa de 4 km:

Área total = 16 km² (4 km × 4 km) se determina un área de estudio, distribución proporcional basada en estudios de CIOH-DIMAR:

$$RIX_{zona} = \frac{\sum(\text{Área}_i \cdot RIX_i)}{\text{Área total}}$$

- 0–1 km: 4 km² | RIX = 5.5%.
- 1–2 km: 6 km² | RIX = 3.5%.
- 2–4 km: 6 km² | RIX = 11%.

$$RIX_{zona} = \frac{(4 \times 5.5) + (6 \times 3.5) + (6 \times 11)}{16} = \frac{22 + 21 + 66}{16} = \frac{109}{16} \approx 6.8\%$$

Para el área específica de estudio se estima un índice de rugosidad promedio aproximado del 6.8%.

4.3.1 Análisis específico de rugosidad del emplazamiento seleccionado y el alternativo

SITE02 (Plataforma Somera: 0–2 km de la Costa): con una profundidad de 10.1 m, presenta un RIX Promedio: 2.59% (dentro de rango: 0–14.5%), este emplazamiento tiene sus zonas críticas en los sectores de 270° con RIX = 14.5% probablemente por bancos de arena/arrecifes sumergidos y 240° con un RIX = 8.95% por sedimentos consolidados. Batimetría de CIOH-DIMAR (2018) confirma parches de coral en Old Point Mangrove Park.

SITE04 (Talud Oceánico: 2–4 km de la Costa) con una profundidad de 374.5 m, presenta un RIX promedio: 9.17% (rango: 0–46.4%), este emplazamiento tiene sus zonas críticas en los sectores de 270°: con un RIX = 46.4% (cañón submarino en Cuenca de Colombia) y 240° con un RIX = 37.4% (montes marinos). Mapeo de INVEMAR (2019) identifica cañones en la zona profunda.

4.4 Densidad del aire.

Para determinar la densidad de aire para el Proyecto Eólico Offshore en San Andrés Isla (clima Tropical) se utilizan los siguientes parámetros:

- Altura del buje: 100 metros.
- Temperatura superficial promedio: 27.2 °C
- Presión a nivel del mar (P_0): 1010.59 hPa.
- Humedad relativa (HR): 83.78 % (típica en zonas costeras tropicales).
- Gravedad (g): 9.81 m/s².
- Constante universal de los gases (R): 8.314 J/(mol·K).
- Masa molar del aire seco (M): 0.028964 kg/mol.
- Constante específica del aire seco (R_d): 287 J/(kg·K).

Para el cálculo de la Presión a 100 m de Altura (P) Se aplica la fórmula barométrica:

$$P = P_0 \cdot \exp\left(-\frac{g \cdot M \cdot h}{R \cdot T}\right)$$

$$\text{Exponente} = -\frac{9.81 \cdot 0.028964 \cdot 100}{8.314 \cdot 300.35} = -\frac{28.41}{2497.1} = -0.01138$$

Para el cálculo de la Densidad del Aire Húmedo (ρ) se utiliza la siguiente fórmula:

$$\rho = \frac{P - 0.378 \cdot e}{R_d \cdot T}$$

Primero se debe determinar la Presión de vapor saturado (e_s):

$$e_s = 611 \cdot \exp\left(\frac{17.27 \cdot T_{\text{°C}}}{T_{\text{°C}} + 237.3}\right) = 611 \cdot \exp\left(\frac{17.27 \cdot 27.2}{27.2 + 237.3}\right) = 611 \cdot \exp\left(\frac{469.74}{264.5}\right)$$

$$e_s = 611 \cdot \exp(1.775) \approx 3604 \text{ Pa} \approx (36.04 \text{ hPa})$$

Presión de vapor real (e):

$$e = 0.8378 \cdot 3604 \approx 3020 \text{ Pa} \approx (30.20 \text{ hPa})$$

Para calcular la Densidad resultante:

$$\rho = \frac{99917 - 0.378 \cdot 3020}{287 \cdot 300.35} = \frac{98776}{86200.45} \approx 1.146 \text{ kg/m}^3$$

Por tanto, por formulas la densidad del aire a 100 metros de altura en el emplazamiento seleccionado es 1.15 Kg/m³.

Utilizando la herramienta de cálculo de densidad de WAsP se obtiene lo siguiente:

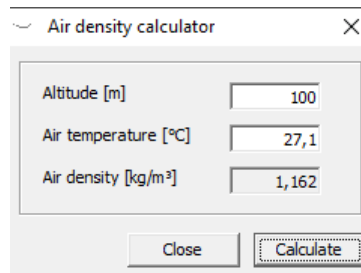


Ilustración 17 Calculadora de densidad de aire de WAsP

Cabe resaltar que para el cálculo numérico los datos están basados en los promedios de la base de datos de (NREL, 2025) de 2019 a 2023, y el cálculo de densidad del aire en la herramienta de WAsP utiliza su propio algoritmo.

La densidad de aire a utilizarse durante en las curvas de potencia será la de WAsP

4.5 Curvas de potencia y coeficientes de empuje.

Los aerogeneradores preseleccionados para determinar el más adecuado en el emplazamiento seleccionado denominado SITE02 y para el alternativo SITE04 son los siguientes:

- Vestas V164-9.5: 9.5 MW, Corte a 25 m/s. (The Windpower, 2024)
- Siemens SG164-8.0: 8.0 MW, operación hasta 23 m/s. (The Windpower, 2025)
- Adwen AD180-8.0: 8.0 MW, adaptado a condiciones offshore. (NREL, 2020)

La Curva de potencia de salida (P) se estima en función de la velocidad del viento (v) utilizando una los datos típicos obtenidos durante las pruebas de desarrollo y esta es suministrada por el fabricante.

Coeficiente de empuje (Ct) hace parte de los datos técnicos entregados por el fabricante, pero se puede calcular mediante la siguiente formula:

$$C_t = \frac{2 \cdot P}{\rho \cdot A \cdot v^3}$$

Donde:

- P: Potencia de salida (en vatios, W).
- ρ: Densidad del aire (en kg/m³).
- A: Área barrido por las palas del rotor (en m²).
- v: Velocidad del viento (en m/s).

El área de barrido (A) está determinada por el diámetro del rotor del aerogenerador e incide directamente en su capacidad de convertir la velocidad del viento en energía mecánica para mover generador eléctrico acoplado a este. El área de barrido es suministrada por la ficha de datos del fabricante, pero se puede determinar mediante la siguiente fórmula:

$$A = \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2$$

4.5.1 Curva de Potencia y Empuje MHI Vestas V164-9.5: 9.5 MW

Este aerogenerador es producido en serie desde el 2018 luego de obtener su certificación IECRE OD-501 por DNV GL. Su desarrollo proviene de una mejora de un modelo anterior de 8.0 MW. En este modelo se rediseño la caja de engranajes para maximizar la transferencia de potencia, se realizaron mejoras en el sistema de refrigeración aumentando su eficiencia térmica y se optimizó la electrónica de potencia para gestionar mayores cargas eléctricas.

Los proyectos más importantes donde ha sido implementado con éxito:

- Vineyard Wind 800 MW frente a Massachusetts, con 84 turbinas, primer parque offshore en aguas de USA.
- Northwester 2 (Bélgica) el primer parque offshore en utilizar este modelo comercialmente (23 turbinas, 219 MW).

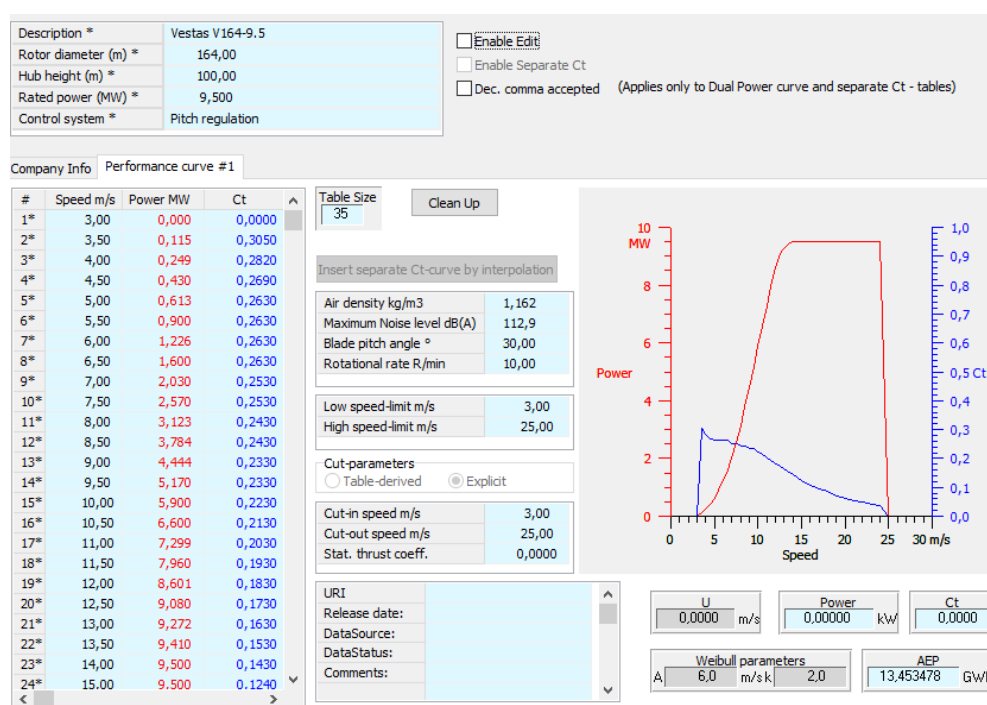


Ilustración 18 WAsP Turbine Editor: Vestas V164-9.5: 9.5 MW

4.5.2 Curva de Potencia y Empuje Siemens Gamesa SG164-8.0: 8.0 MW

Siemens Gamesa Renewables es un fabricante reconocido de aerogeneradores de amplia reputación y experiencia en desarrollo eólico offshore, este modelo certificado desde el 2019 IECRE OD-501 por DNV GL, con su tecnología direct drive que elimina la caja de engranajes reduciendo mantenimiento y aumentado la fiabilidad del sistema. Este aerogenerador cuenta con certificación IEC Typhoon Class (T-Class) para soportar vientos extremos en tifones y adaptaciones sísmicas para zonas de alta actividad geológica como el Pacífico asiático.

Los proyectos más importantes donde ha sido implementado con éxito:

- Hornsea 2 (Reino Unido): 1.400 MW, uno de los parques eólicos más grandes del mundo 7.

- Greater Changhua 1 & 2a (Taiwán): 900 MW, parte de la expansión offshore de Taiwán.

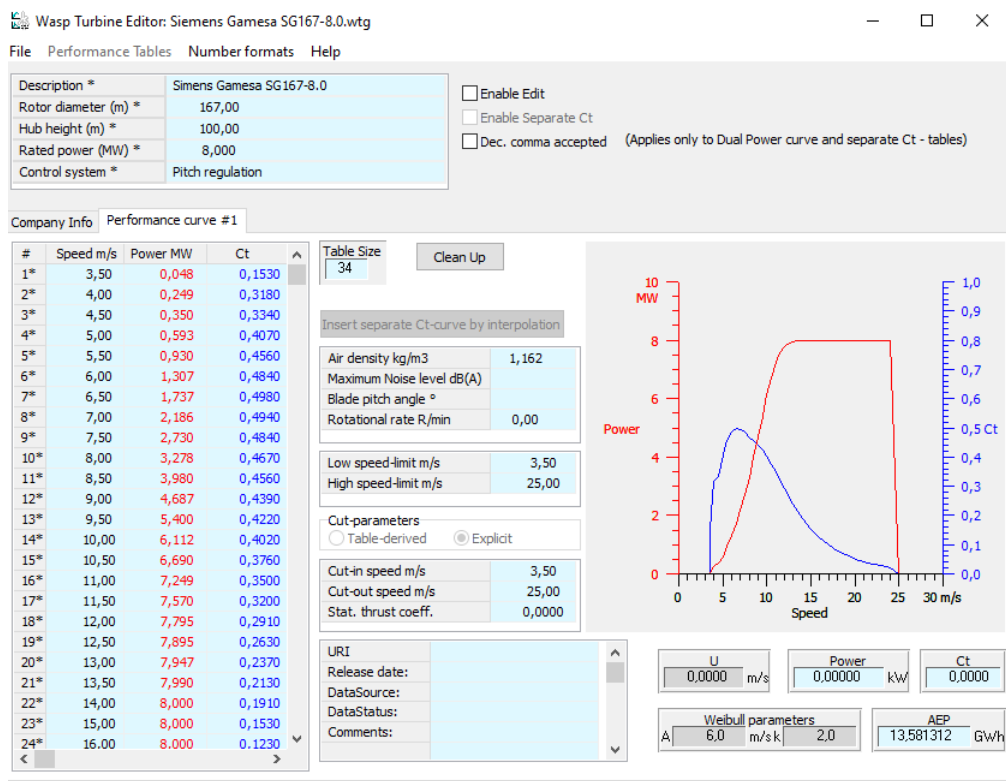


Ilustración 19 WAsP Turbine Editor: SG164-8.0: 8.0 MW

4.5.3 Curva de Potencia y Empuje Adwen AD8-180: 8.0 MW

Este aerogenerador tenía prevista su comercialización en serie para 2018, pero sufrió un retraso debido a la adquisición del fabricante por Siemens Gamesa Renewables en 2017, su desarrollo fue en colaboración con LM Wind Power (hoy propiedad de GE), es el aerogenerador de su tipo con mayor diámetro de rotor, lo que le da unas expectativas mayores de AEP. Actualmente se encuentra en pruebas para su certificación para producción en serie en 2025.

Aunque el aerogenerador todavía no está en producción comercial hay expectativas de uso en proyectos eólicos en Francia con 1.5 GW. totales:

- Saint-Brieuc (496 MW)
- Dieppe Le Tréport (500 MW)
- Yeu Noirmoutier (500 MW)

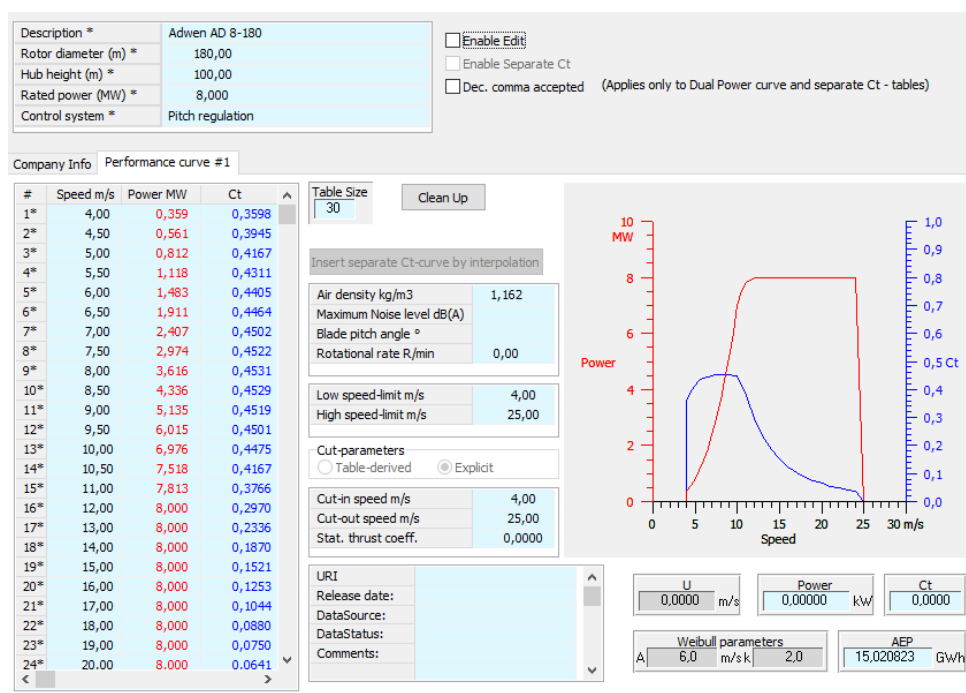


Ilustración 20 WAsP Turbine Editor: AD8-180: 8.0 MW

5 Localización de los aerogeneradores.

El sistema consta de un solo aerogenerador de 8.0 MW brutos a 100 metros de altura de buje, el emplazamiento seleccionado SITE02 se encuentra ubicado a aproximadamente 151 m de la costa, cerca del Mirador de las Letras en latitud oeste de la isla de San Andrés como se observar en la Ilustración 21, y ubicación geográfica con coordenadas según Tabla 9:

Ubicación	Latitud	longitud	PROFUNDIDAD
SITE02	12,530164	-81,736912	-10,1

Tabla 9 Ubicación Geográfica coordenadas UTM WGS 1984 SITE02

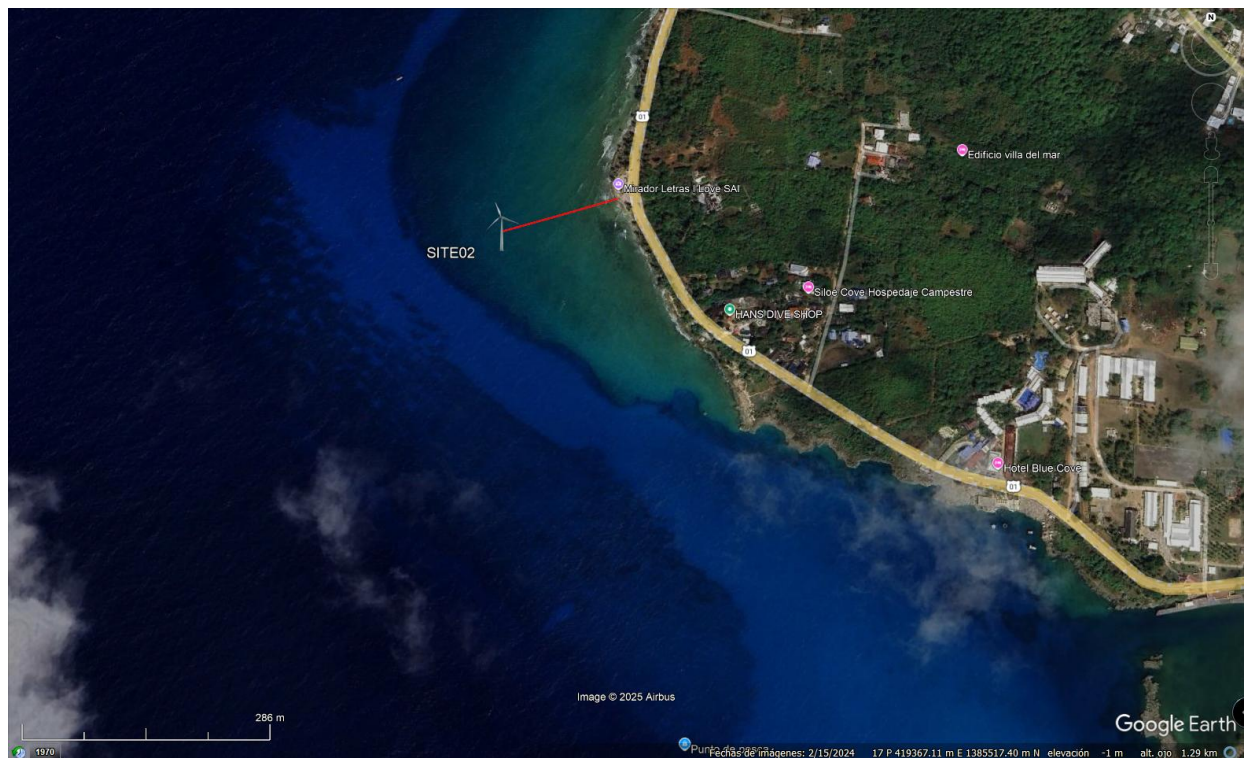


Ilustración 21 Localización Aerogenerador AD8-180 en SITE02

Para la ubicación alternativa SITE04 al igual que la anterior consta de un solo aerogenerador de 8.0 MW brutos a 100 metros de altura de buje, este se encuentra a una distancia aproximada de 3.2 km de la costa como se observa en la Ilustración 22, próximo a punta Evans. El emplazamiento está ubicado en las siguientes coordenadas según Tabla 10:

Ubicación	Latitud	longitud	PROFUNDIDAD
SITE04	12,545894	-81,777288	-374,5

Tabla 10 Ubicación Geográfica coordenadas UTM WGS 1984 SITE04

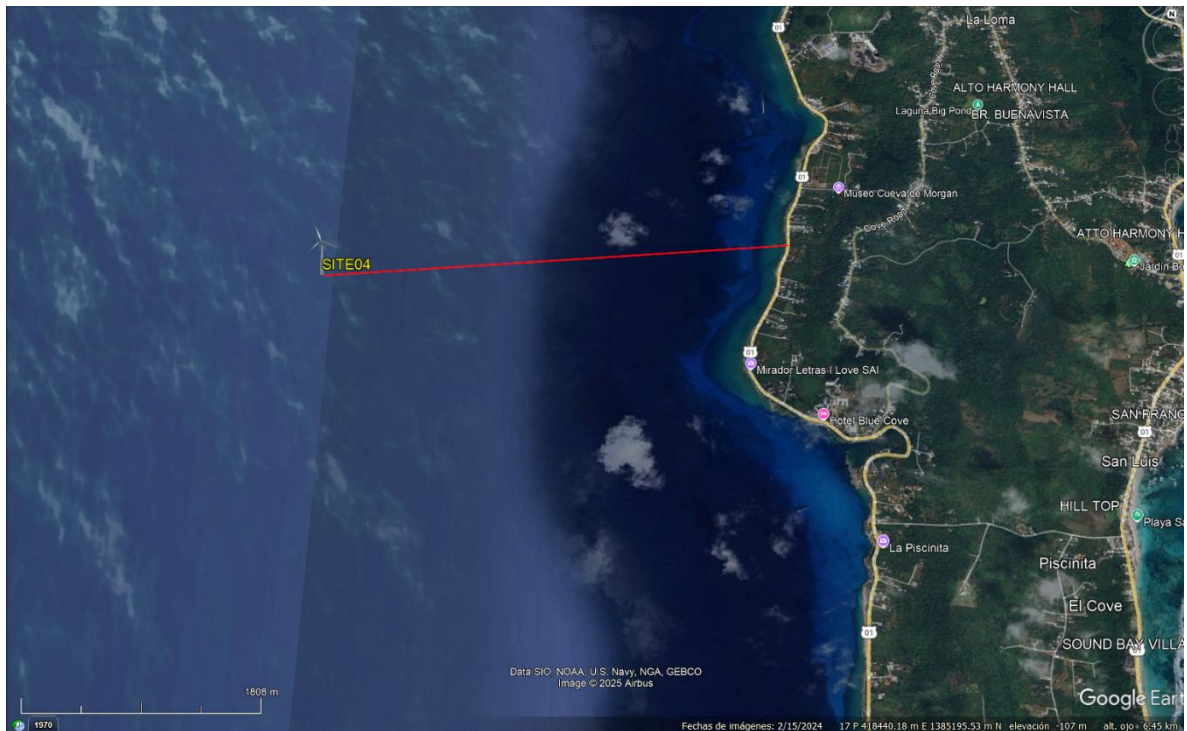


Ilustración 22 Ubicación aerogenerador AD8-180 en SITE04

6 Resultados de la campaña de medición.

La adquisición de datos de medición del recurso eólico se realizó con el objeto de determinar mediante un estudio preliminar, cual es el potencial energético del recurso eólico en la zona occidental de la Isla de San Andrés. Lo Anterior teniendo en cuenta las zonas restringidas por impactos ambientales, sociales, culturales, económico y de cualquier otra ámbito local y regulatorio.

Ubicación de zona de medición: 12.54°N, 81.72°W Mar Caribe, cerca de las costas de Rock Shore, San Andrés Islas.

Período analizado: febrero 2021 - febrero 2024.

Datos utilizados: Velocidad del viento (WS10M, WS50M) y dirección (WD10M, WD50M) a 10 y 50 metros de altura.

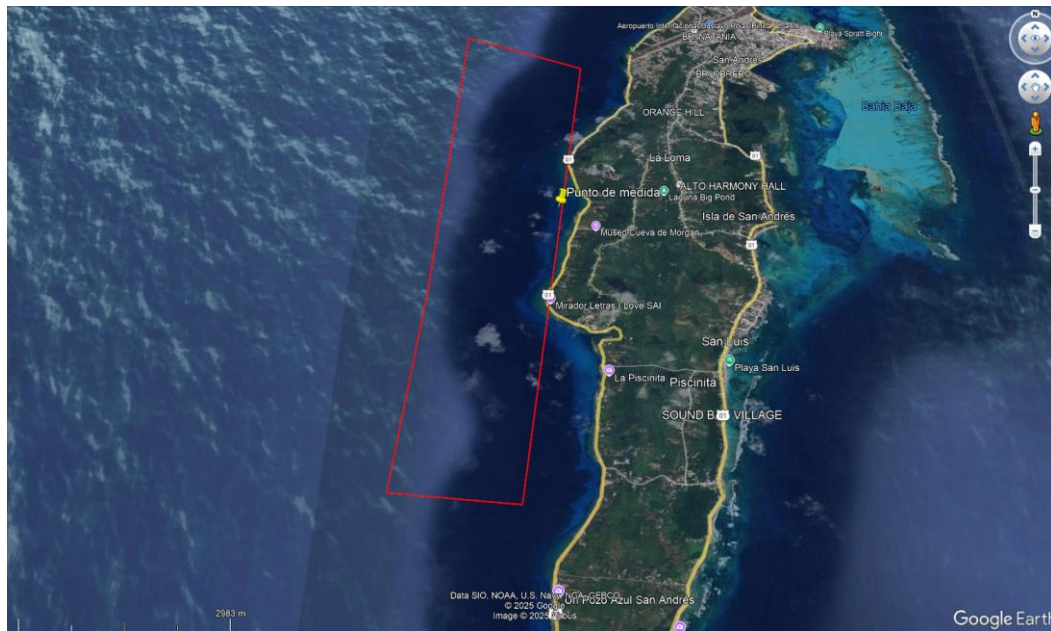


Ilustración 23

Metodología de medición

NASA POWER (Prediction Of Worldwide Energy Resources) utiliza datos derivados del modelo de reanálisis MERRA-2 (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2), desarrollado por la NASA y la NOAA.

- Fuente de Datos: MERRA-2: es un método de reanálisis global que combina observaciones satelitales, terrestres y marinas con modelos numéricos para estimar variables climáticas históricas (desde 1980 hasta el presente).
- Resolución Espacial: Horizontal: aproximadamente 50 km ($0.5^\circ \times 0.625^\circ$).
- Temporal: Horaria.

Proceso de Estimación del Viento

- Modelado Atmosférico: MERRA-2 utiliza el GEOS-5 (Goddard Earth Observing System Model) para simular la atmósfera, integrando ecuaciones de dinámica de fluidos y termodinámica.
- Las velocidades de viento se calculan en niveles verticales del modelo (ej. 10m y 50m) mediante parametrizaciones de turbulencia y capa límite planetaria (PBL).

Asimilación de Datos

- Observaciones integradas: Satélites: Scatterómetros (QuikSCAT, ASCAT entre otros) que miden vientos superficiales sobre el océano.
- Estaciones meteorológicas terrestres (limitadas en zonas remotas).
- Radio sondeos y boyas oceánicas.
- Corrección de sesgos: Los datos se ajustan para minimizar discrepancias entre observaciones y modelos.
- Interpolación a la Ubicación Solicitada. NASA POWER extrae los datos de MERRA-2 para las coordenadas específicas y los interpola espacial y temporalmente para proporcionar series horarias.
- Los datos recolectados no presentan errores ni desviaciones significativas.

Limitaciones y Consideraciones

- Incertidumbre en zonas complejas: En terrenos montañosos o costeros, la resolución de 50 km puede suavizar variaciones locales.
- Sobre el océano, los datos son más precisos debido a la cobertura homogénea de satélites.
- Altura de medición: Las velocidades a 10m y 50m son estimadas por el modelo, no medidas directamente.
- Para la ejecución de proyectos eólicos es necesario realizar campaña de medición con datos in situ utilizando un Lidar o Sodar.

Teniendo en cuenta lo anterior se cargó el dataset al software Windographer para realizar la limpieza y transformación de los datos para su análisis.

Durante el proceso de depuración no se encontró datos incompletos, errores ni periodos con ausencia de datos, es decir hay una cobertura aproximada del 100% de los datos del periodo analizado.

Se obtiene la siguiente información preliminar:

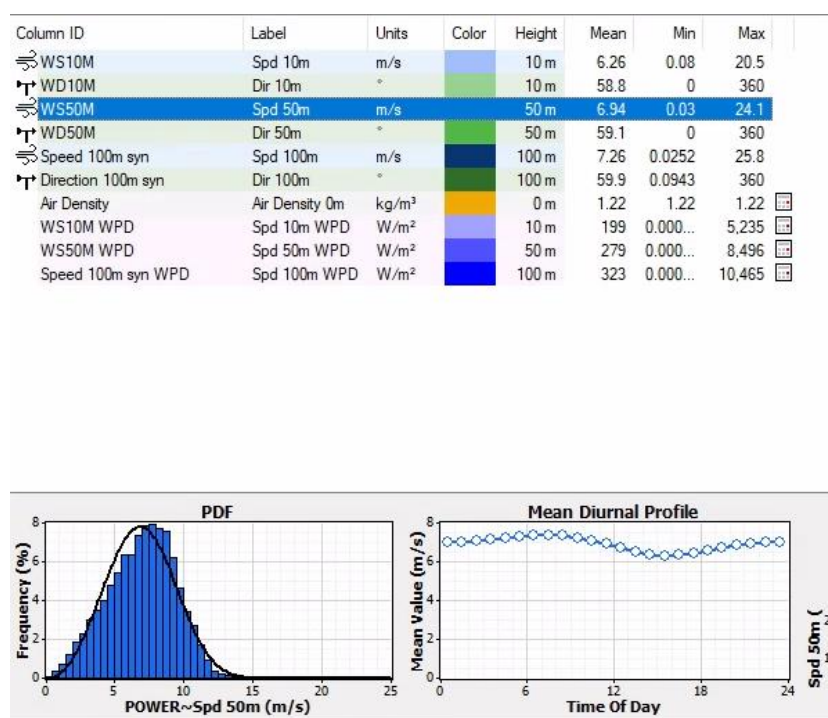


Ilustración 24 Carga del dataset al software Windographer

- Velocidad Promedio 10 m: 6.26 m/s
- Dirección predominante 10 m: 58.8°
- Densidad de potencia 50 m: 199 W/m²
- Velocidad Promedio 50 m: 6.94 m/s
- Dirección predominante 50 m: 59.1°
- Densidad de potencia 50 m: 279 W/m²

Estos datos son extrapolados a una altura de 100 metros, que es la altura de buje óptima estimada en los análisis preliminares para instalación del aerogenerador. Por medio de la herramienta scatter plot se verifica la correlación de los datos extrapolados.

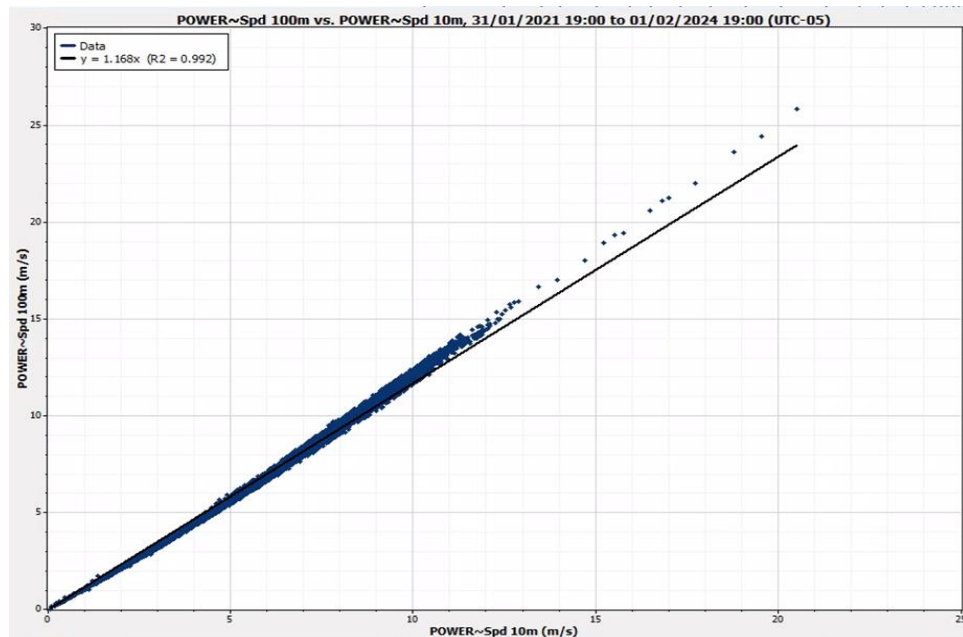


Ilustración 25 Correlación datos extrapolados altura de buje deseada

La ecuación de la recta de ajuste es $y=1.168x$, lo que muestra que, en promedio, la velocidad del viento a 100 metros es aproximadamente 1.168 veces mayor que la velocidad a 10 metros.

El coeficiente de determinación $R^2=0.992$ revela una correlación lineal muy fuerte, es decir que, el 99.2% de la variabilidad en la velocidad del viento a 100 metros se explica por la velocidad a 10 metros. Esto sugiere que el modelo lineal tiene un alto grado de fiabilidad para extrapolar los datos de velocidad del viento entre estas alturas en el contexto estudiado.

6.1 Función distribución de probabilidad (Weibull).

Para determinar la caracterización del recurso eólico disponible se realiza el análisis de la distribución de frecuencias de probabilidad de velocidad viento, lo anterior basado en los datos extrapolados a 100 m de altura.

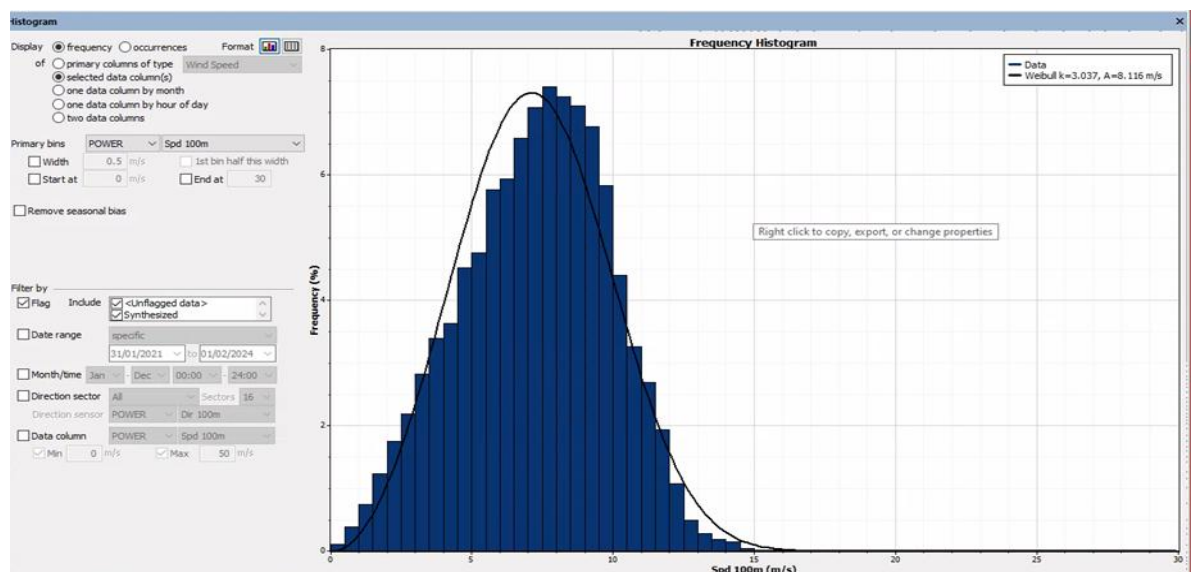
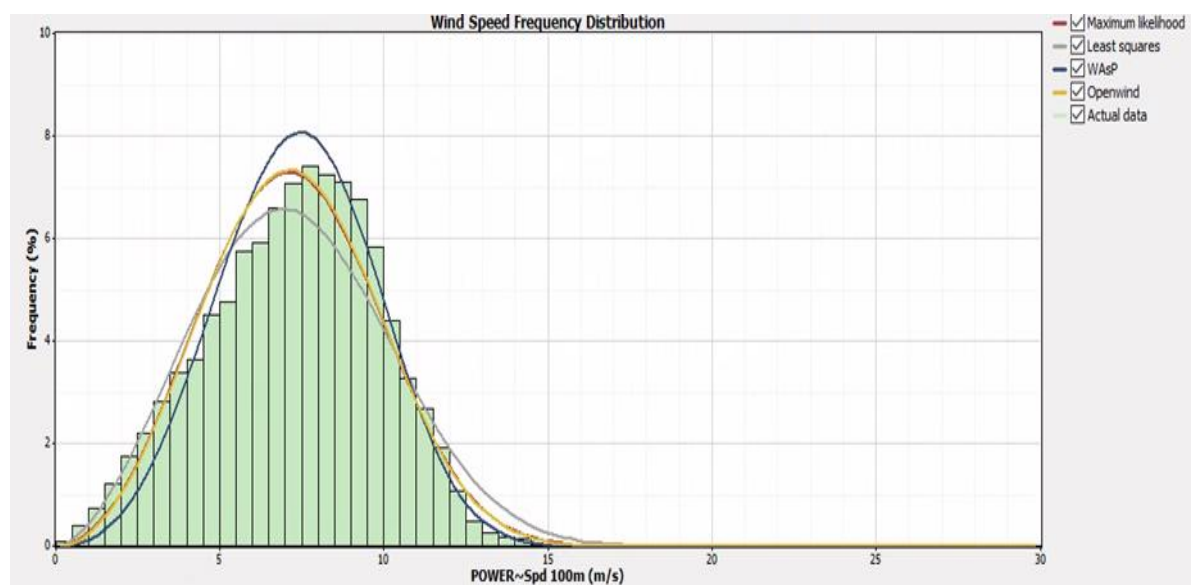


Ilustración 26 Histograma de distribución de frecuencias (Weibull)

El histograma de distribución de frecuencias de velocidad de viento en la Ilustración 26 está en un rango de velocidades: 0 a 30 m/s, con ancho de bin: 0.5 m/s (precisión adecuada para análisis eólico), el método de conteo: Los valores que caen justo en el límite entre bins se cuentan en el bin inferior ("Hit bin half the width").

El análisis se basa en la estimación de un año característico del emplazamiento, el cual es determinado por los datos horarios de los tres años medidos durante el periodo, tomando en cuenta todas las horas del día.

La forma del histograma se asemeja a la clásica distribución asimétrica positiva característica de datos eólicos, con una moda alrededor de 6 a 8 m/s (máximos del histograma), con una baja probabilidad de frecuencia por encima de los 15 m/s. La velocidad media es de 8.115 m/s (Clase 4-5 según sistema de clasificación NREL).



Grafica 1 Distribución de frecuencia de velocidad de viento

La Grafica 1 muestra: en eje X la Velocidad del viento en m/s, con rango de 0 a 30 m/s y en el eje Y la frecuencia (%) de ocurrencia de cada intervalo de velocidad, de 0 a 10 %.

En la caracterización del Recurso Eólico, los parámetros de Weibull (k : factor de forma y A : factor de escala) sintetizan las propiedades del viento en el sitio de análisis.

La distribución de Weibull describe la probabilidad que ocurra una velocidad de viento v , mediante la siguiente ecuación:

$$f(v) = \left(\frac{k}{A}\right) \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

- k parámetro de forma (adimensional, >0) que indica la regularidad donde si presenta valores bajos equivale a avientos erráticos; a su vez, los valores altos a vientos estables.
- A parámetro de escala (m/s, >0), el cual se correlaciona con la velocidad media del viento.

Comparación de Métodos de Ajuste: La herramienta de Weibull de Windographer prueba distintos algoritmos (máxima verosimilitud, mínimos cuadrados, WAsP y Openwind) para encontrar el mejor ajuste a los datos reales. Para esto debe utilizar la función de distribución acumulativa dada por la siguiente expresión:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

- v : Velocidad del viento (m/s).
- A : Parámetro de escala (representa la velocidad "característica").
- k : Parámetro de forma (controla la dispersión de los datos).

El método de máxima verosimilitud: prioriza la probabilidad estadística de los datos observados, donde maximiza la log-verosimilitud de datos reales resolviendo numéricamente la búsqueda de los parámetros k y A (usando métodos como Newton-Raphson) dado por la siguiente expresión:

$$\ln L = \sum_{i=1}^n \left[\ln \left(\frac{k}{A} \right) + (k-1) \cdot \ln \left(\frac{v_i}{A} \right) - \left(\frac{v_i}{A} \right)^k \right]$$

El método de mínimos cuadrados: minimiza errores en la frecuencia, pero puede ser sensible a valores atípicos. Este método ajusta la curva minimizando la suma de los cuadrados de las diferencias entre los datos reales y el modelo, esto mediante la siguiente expresión:

$$\sum_{i=1}^n \left[F_{empírica}(v_i) - \left(1 - e^{-\left(\frac{v_i}{A}\right)^k} \right) \right]^2$$

Herramientas como WASP y Openwind usan sus propias variantes de Weibull para sus modelos de flujo la función de distribución de frecuencia de vientos, lo que explica las diferencias en el gráfico.

Interpretación de los resultados: A la altura seleccionada de 100 metros se obtiene un promedio de velocidad de viento de 7.251 m/s, que se ajusta a Weibull mediante el método de Máxima Verosimilitud a 8.116 m/s, con $R^2=0.9737$ y $K=3.037$, es decir que es óptimo para aplicaciones de eólica marina debido a la constancia de su viento y una variación de velocidad entre 7 a 8 m/s. La ubicación presenta un buen nivel de producción energética, y densidad de potencia de 325.8 W/m² como se observa en la Ilustración 27.

Algorithm	Weibull	Weibull	Mean	Proportion	Power	R	Elapsed
	k	A		Above	Density	Squared	Time
		(m/s)	(m/s)	7.261 m/s	(W/m2)		(ms)
Maximum likelihood	3.037	8.116	7.251	0.490	325.8	0.9737	21
Least squares	2.725	8.217	7.310	0.490	355.8	0.9603	2
WAsP	3.460	8.240	7.410	0.524	325.9	0.9724	1
Openwind	3.057	8.124	7.261	0.492	325.9	0.9745	1
Actual data	Weibull shape parameter		51	0.524	325.9		

Ilustración 27 Métodos de Ajuste de Weibull de distribución de frecuencia de velocidad de viento

- El método de máxima verosimilitud parece seguir mejor la tendencia central de los datos reales, esto porque se acerca más a los valores pico (entre 6 a 10 m/s).
- Los métodos WASP y Openwind muestran discrepancias notables, especialmente en el rango de 13-16 m/s.
- Mínimos cuadrados ofrece un compromiso entre los extremos, pero una gran desviación en el pico.

Incertidumbre: La divergencia entre modelos y datos reales (ej. en 13–16 m/s) señala la necesidad de validar con mediciones in situ.

6.2 Rosa de viento de frecuencia, velocidad, energía e intensidad de turbulencia.

La rosa de los vientos según Ilustración 28 muestra la distribución de frecuencias y direcciones del viento para el sitio evaluado, específicamente para la velocidad del viento a 100 metros de altura. A continuación, se destacan los aspectos clave:

- Los vientos más frecuentes provienen de los 67.5° y 45° (dirección ENE-NE), con una frecuencia significativa.
- Las direcciones secundarias se presentan con vientos moderados desde 22.5° (NNE) y 90° (E).
- Las frecuencias más altas (con valores de 27 y 47%) se concentran en las direcciones ENE y NE, lo que sugiere que estas son las más energéticas para la generación eólica.
- Los sectores con velocidades medias de viento mayores (ENE: 7.91 m/s y NE: 7.55 m/s) coinciden con las frecuencias de probabilidad más altas.
- La producción energética es mayor en los sectores con dirección, velocidad y frecuencias de viento más elevada.
- Las turbulencias mayores se presentan en los sectores de 337.5° , 0° y 135° en otras palabras NNW, N y SE, las turbulencias oscilan entre 3.53 a 3.64 m/s, siendo el sector SE el que presenta el valor más elevado de los tres, seguido muy de cerca del NNW con 3.63 m/s.

Las implicaciones de la rosa de los vientos en el diseño del Parques Eólico:

- La orientación óptima del aerogenerador para captar los vientos dominantes (ENE-NE y E), minimizando el efecto de sombra entre turbinas.
- La alta frecuencia de vientos en direcciones clave sugiere un buen potencial para aprovechamiento eólico del emplazamiento.
- Se debe realizar un análisis de los sectores con turbulencias mayores, determinar las causas y validar su relación con la orografía y rugosidad.
- Evitar la alineación de aerogeneradores en sectores de alta turbulencia para no generar sobre esfuerzo mecánico en sus componentes.

El sitio presenta un perfil de viento prometedor con direcciones predominantes claras, ideal para un diseño orientado a maximizar la captación de energía desde el cuadrante ENE, NE y E.

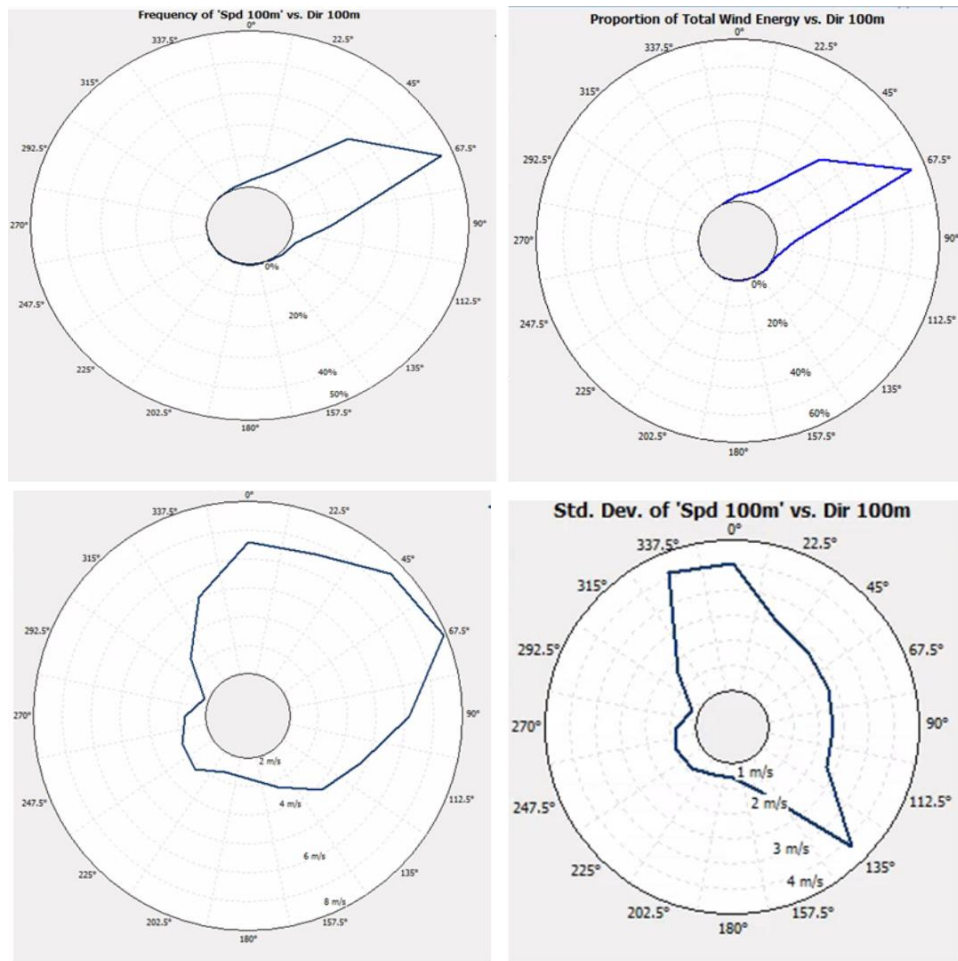
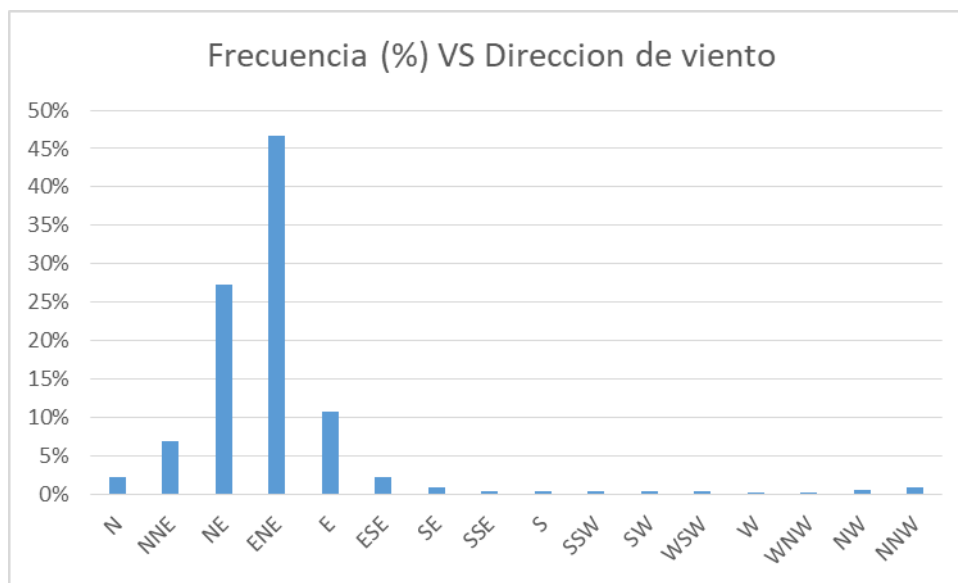


Ilustración 28 Rosas de los vientos

6.3 Distribución direccional de frecuencia, velocidad, energía e intensidad de turbulencia.

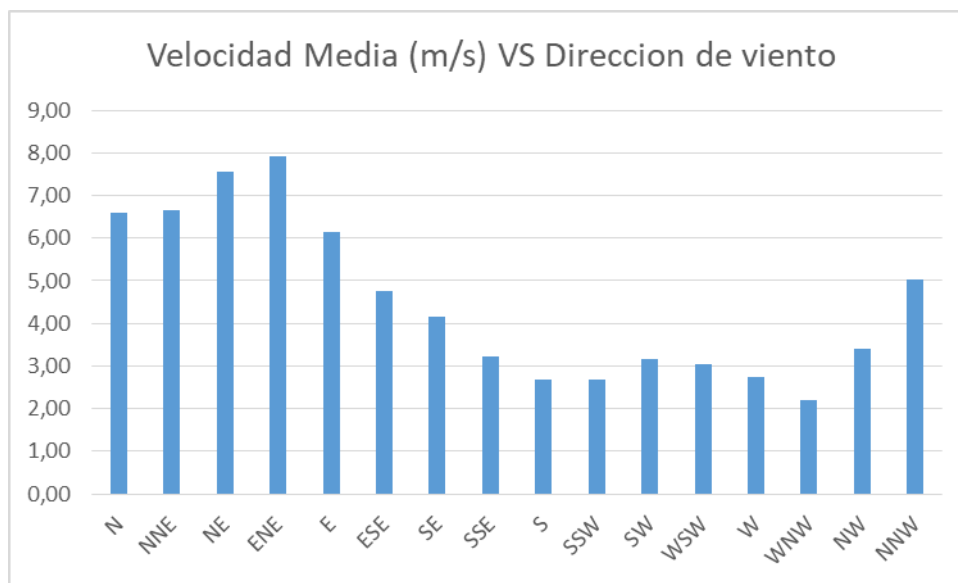
Un breve análisis de la caracterización del viento mostrado en un gráfico de la información de distribución de las frecuencias en direcciones predominantes Grafica 2, velocidades medias en los diferentes sectores Grafica 3, energía producida con respecto a la dirección del viento Grafica 4 y las zonas de mayor turbulencia de vientos del emplazamiento Grafica 5.



Grafica 2 Frecuencia de dirección de vientos

Frequency (%)		
No Sector	Sector	Dir 100m
1	N	2%
2	NNE	7%
3	NE	27%
4	ENE	47%
5	E	11%
6	ESE	2%
7	SE	1%
8	SSE	0%
9	S	0%
10	SSW	0%
11	SW	0%
12	WSW	0%
13	W	0%
14	WNW	0%
15	NW	0%
16	NNW	1%
	Calm	0.00
	Total	100.00

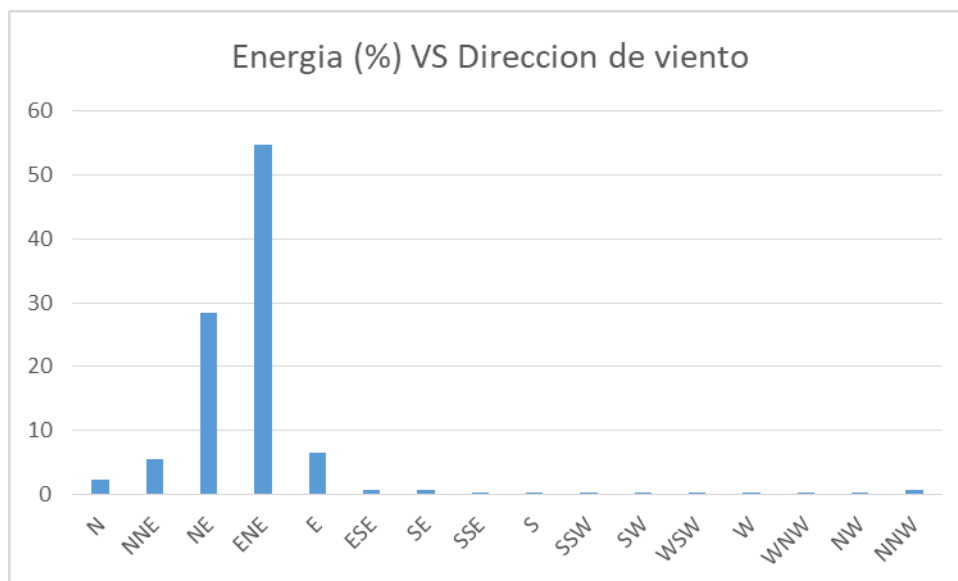
Tabla 11 Frecuencias de dirección de vientos



Grafica 3 Velocidad de vientos en las diferentes direcciones

Mean (m/s) vs. 'Dir 100m'			
No Sector	Sector	Spd 100m	
1	N	6,60	
2	NNE	6,66	
3	NE	7,55	
4	ENE	7,91	
5	E	6,14	
6	ESE	4,77	
7	SE	4,15	
8	SSE	3,22	
9	S	2,69	
10	SSW	2,67	
11	SW	3,16	
12	WSW	3,03	
13	W	2,73	
14	WNW	2,19	
15	NW	3,42	
16	NNW	5,03	
	All	7,26	

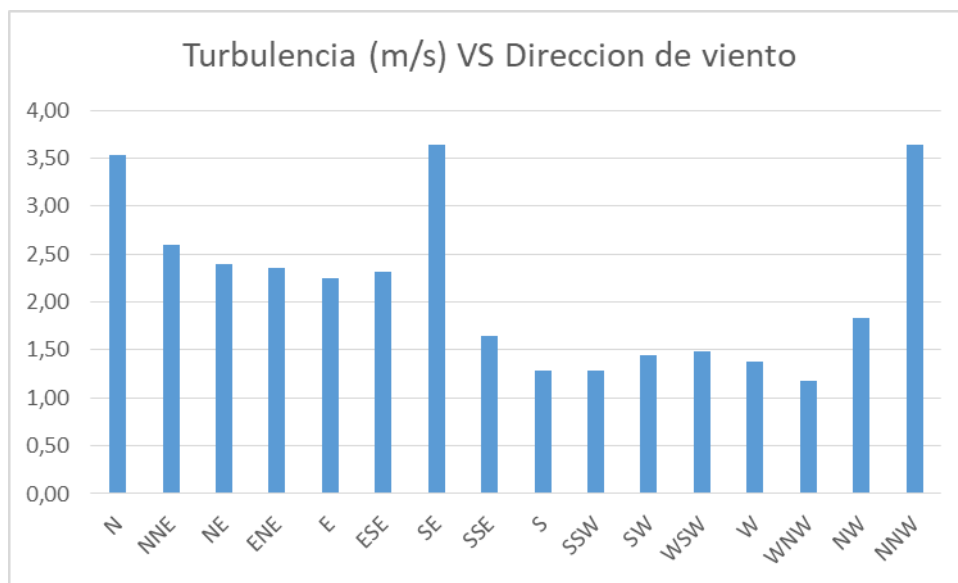
Tabla 12 Velocidad de viento en diferentes direcciones



Grafica 4 Energía (%) de dirección del viento

Proportion of Total Wind Energy (%)		
No Sector	Midpoint	Energy
1	N	2,38
2	NNE	5,58
3	NE	28,42
4	ENE	54,64
5	E	6,56
6	ESE	0,79
7	SE	0,69
8	SSE	0,04
9	S	0,02
10	SSW	0,02
11	SW	0,03
12	WSW	0,03
13	W	0,01
14	WNW	0,01
15	NW	0,06
16	NNW	0,71
Total		100.00

Tabla 13 Energía (%) de dirección del viento



Grafica 5 Turbulencia en las diferentes direcciones de viento

Standard Deviation (m/s) vs. 'Dir 100m'		
No Sector	Sector	Spd 100m
1	N	3,53
2	NNE	2,59
3	NE	2,39
4	ENE	2,35
5	E	2,25
6	ESE	2,32
7	SE	3,64
8	SSE	1,64
9	S	1,28
10	SSW	1,29
11	SW	1,45
12	WSW	1,49
13	W	1,38
14	WNW	1,18
15	NW	1,83
16	NNW	3,63
	All	2,63

Tabla 14 Desviación estándar en las diferentes direcciones de viento

6.4 Variación horaria de la velocidad del viento.

En un día característico del recurso eólico de la isla de San Andrés, la variación horaria de la velocidad media del viento (en m/s) a lo largo del día con mediciones con datos a 10, 50 y 100 metros de altura. Se observa un patrón claro de fluctuación, típico de entornos costeros y marinos, donde los vientos están influenciados por efectos térmicos y dinámicos.

Como se puede ver en la Ilustración 29, la velocidad máxima se alcanza con valores entre 7.2 a 7.7 m/s en las horas entre la madrugada y media mañana del día (02:00-10:00) y su mínima entre 6.6 a 7 m/s (13:00-19:00), la mayor estabilidad ocurre entre la noche y comienzos de la madrugada 7.2 a 7.3 m/s.

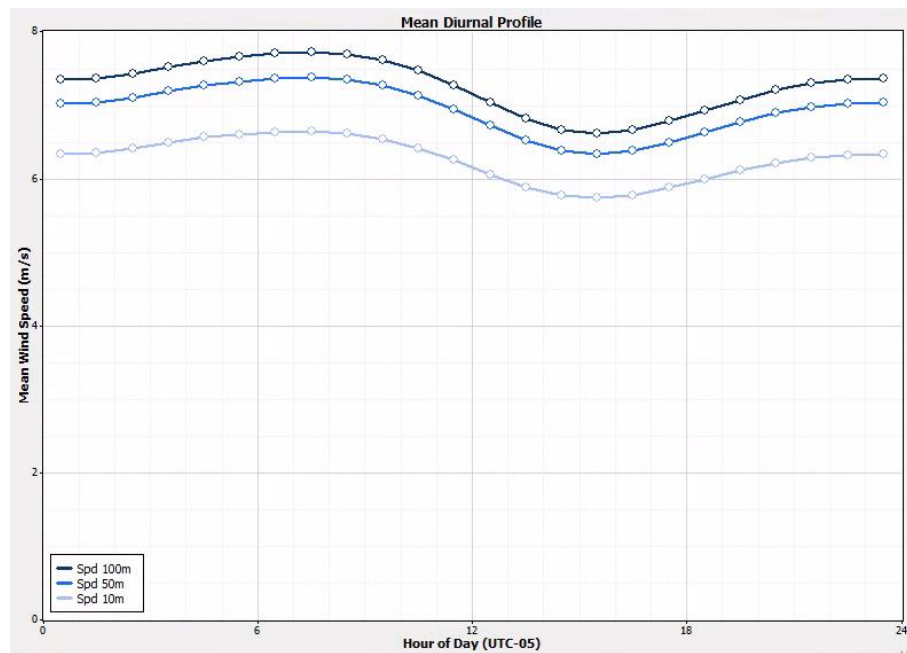


Ilustración 29 Perfil diurno medio

El comportamiento horario de la velocidad del viento en un día característico varía de acuerdo con los meses de un año promedio como se observa en la Ilustración 30, siendo los más productivos: diciembre, enero, febrero marzo y Julio por tener velocidades entre 8 y 9 m/s.

En los meses de abril, mayo, junio y noviembre se presenta vientos moderados o “promedio” entre 6 a 7.5 m/s.

Las variaciones de velocidad con valores más bajos durante el día se presentan en los meses de agosto, septiembre y octubre. Agosto presenta una variación entre 5.5 a 7 m/s durante el día característico, mientras que en septiembre y octubre se presentan vientos con mínimos de velocidad por debajo de 5 m/s.

El patrón de comportamiento de variación de la velocidad del viento horario durante el día se repite en todos los meses variando los valores de oscilación de esta, según la temporada de los meses del año.

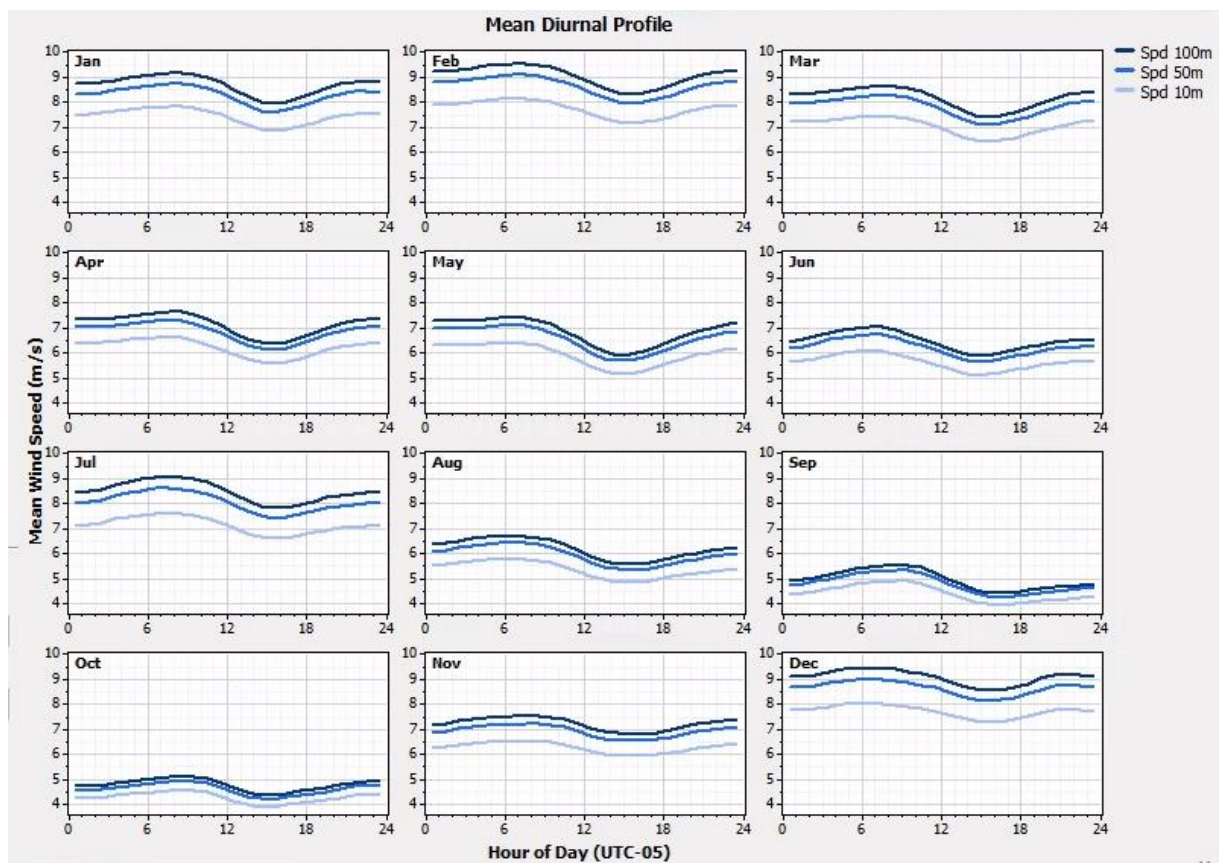


Ilustración 30 Perfil medio diurno mensual

6.5 Variación mensual de la velocidad del viento.

La zona de estudio está influenciada por los vientos alisios del noreste (característicos del caribe), que son predominantes en la región. Además, su clima tropical se ve afectado por la temporada de lluvias (mayo a noviembre) y la temporada seca (diciembre a abril), así como por fenómenos como huracanes y tormentas tropicales, aunque estos últimos no se reflejan directamente en los promedios analizados.

Los patrones estacionales observados (2021-2023):

Los meses de mayor velocidad del viento (promedios altos) se presentan en el intervalo de diciembre a abril (temporada seca) donde se presentan las velocidades más altas, con picos en enero, febrero y marzo. Lo anterior coincide con el aumento de los vientos alisios durante la temporada seca, beneficiados por las altas presiones subtropicales, las velocidades promedio oscilan entre 8-10 m/s (estimación acorde en datos típicos de la región).

Los meses de menor velocidad del viento (promedios bajos) se presentan entre septiembre a noviembre (final de la temporada de lluvias), donde las velocidades decrecen, alcanzando sus valores mínimos en septiembre y octubre. Esto se relaciona con una mayor inestabilidad atmosférica y la disminución de los vientos alisios debido a la temporada húmeda.

Las velocidades promedio con valores entre 5-7 m/s (estimación basada en datos típicos) ocurren en la transición intermedia (mayo-agosto), donde mayo y junio marcan el inicio de la temporada de lluvias, con una ligera disminución en las velocidades del viento.

Julio y agosto muestran una recuperación moderada, posiblemente asociada a sistemas convectivos locales o breves intensificaciones de los alisios.

Factores clave que explican la variabilidad:

- La incidencia directa de los vientos alisios con mayor impacto en la temporada seca, aportan consistencia y mayores velocidades.
- La influencia de la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT) que ocurre especialmente en la temporada húmeda, debido a que su desplazamiento hacia el norte reduce gradualmente la intensidad de los vientos en la región.
- La humedad y estabilidad atmosférica causadas por el incremento de la nubosidad y las precipitaciones en los meses húmedos limitan la aceleración del viento en superficie.

Implicaciones para la implementación de energía eólica en el emplazamiento:

- Se requiere planificar la optimización de la generación para el aprovechamiento de los meses de diciembre a abril, los cuales son ideales para maximizar la producción energética, mientras que en septiembre-octubre se requieren estrategias de compensación (ej. almacenamiento o hibridación con otras fuentes no dependientes de factores climatológicos).
- El diseño del aerogenerador debe estar optimizado para las velocidades promedio de 8-10 m/s, este debe permitir el aprovechamiento eólico en la temporada seca, debe comprender una turbina de tamaño medio-alto, con rangos de operación eficiente en dichas velocidades.
- Resiliencia climática: Aunque los promedios son estables, es crucial considerar eventos extremos (huracanes) ya que exigen estructuras resistentes a ráfagas superiores a 20 m/s.

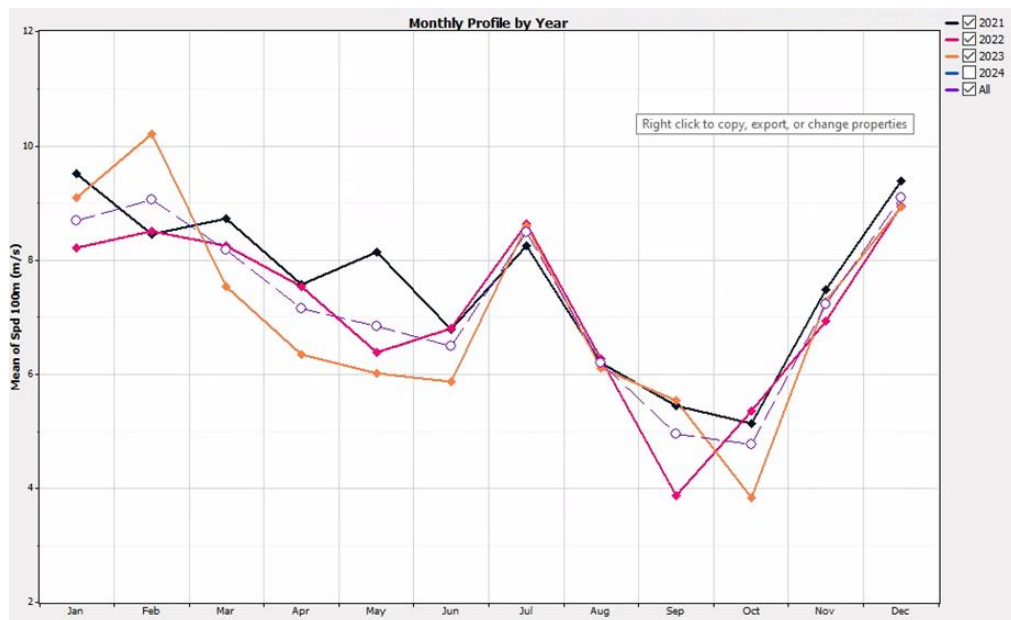


Ilustración 31 Perfil mensual por año

6.6 Análisis de turbulencia.

Basado en el promedio de velocidad de viento es 7.251 m/s a 100 m y en la variabilidad (turbulencia) observada en el análisis de la rosa de turbulencias, se puede considerar que la zona occidental de San Andrés se clasifica aproximadamente como IEC Clase III. Esta clasificación implica que el sitio tiene un recurso eólico moderado con desafíos adicionales en

términos de cargas dinámicas y fatiga de la estructura, lo cual deberá reflejarse en el diseño del aerogenerador y de sus componentes, así como en la estrategia de operación y mantenimiento.

Esto es acorde a lo observado en el análisis preliminar mediante la herramienta de análisis de turbulencia y cargas extremas del GWA3, sin embargo, el análisis de cargas extremas en la memoria muestra velocidades máximas de 38.08 m/s en un periodo de retorno de 50 años superiores al máximo de la clase III (37.5 m/s) según Tabla 16 de clasificación de aerogeneradores IEC 61400-1.

Tomando en cuenta las depresiones tropicales que más han tenido incidencia en los vientos extremos durante el histórico registrado en la isla de San Andrés (Ortiz & Conde, 2022) y [Historical Hurricane Track-NOAA, 2022; Ortiz, 2012] los vientos con mayor velocidad durante eventos extremos fueron de 47,2 m/s durante el huracán Iota en 2020 con el evento más cercano con 43,73 m/s con 119 años de diferencia.

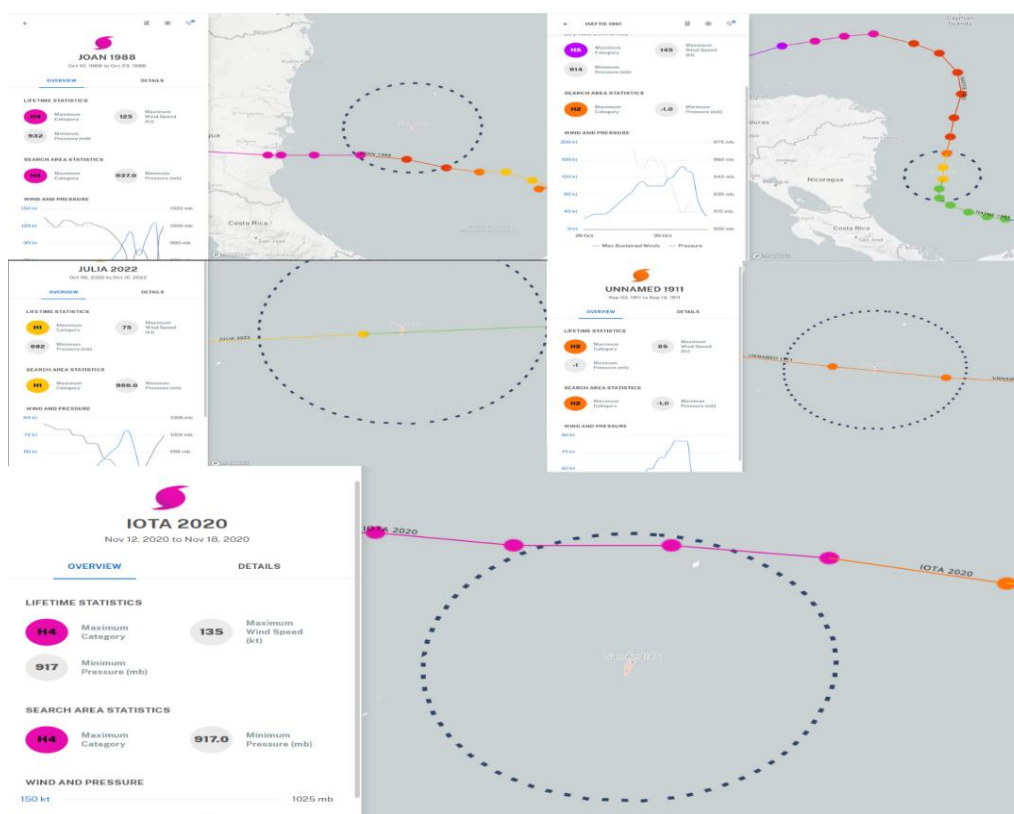


Ilustración 32 Rutas, categorías y máximas velocidades registradas durante huracanes en San Andrés NOAA

Depresion tropical	Tipo	clase	kt	m/s	año	Distancia del Ojo Km	Incidencia
hattie	Huracan	H1	70	36,011	1961	60	Directa
unmaed	Huracan	H2	85	43,73	1911	53	Directa
Julia	Huracan	H1	65	33,44	2022	60	Directa
Iota	Huracan	H4	91,79	47,2	2020	103	Indirecta
Joan	Huracan	H3	64,79	33,33	1988	82	Indirecta

Tabla 15 Huracanes que con mayores velocidades de viento registradas en San Andrés NOAA

A partir de los análisis previos del recurso eólico, el cual fue ajustado a Weibull por el método de máxima verosimilitud (mediante la herramienta Windographer), cuyos datos iniciales fueron extrapolados a 100 m, se obtuvo una velocidad media (μ), los factores k y A . Se puede estimar de forma numérica la desviación estándar de la velocidad del viento para determinar de forma aproximada la turbulencia:

- Factor de forma, $k = 3.037$
- Parámetro de escala, $A = 8.116$ m/s
- Velocidad media, $\mu = 7.251$ m/s

Recordemos que para una distribución Weibull se relacionan la media y la varianza a través de la función gamma:

$$\mu = A \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$$

$$\sigma^2 = A^2 \cdot \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{K}\right) - \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right) \right)^2 \right]$$

Partiendo que la relación $\mu/A = \Gamma(1 + 1/k)$ se cumple ($7.251/8.116 \approx 0.893$), se asume que:

$$\Gamma(1 + 1/k) \approx 0.893$$

Para $k \approx 3.037$ el valor de $\Gamma(1 + 2/k)$ resulta muy similar al que se obtiene para $k = 3$; típicamente se reporta: $\Gamma(1 + 2/k) \approx 0.9027$

Con estos datos, la varianza se calcula como:

$$\sigma^2 = 8.116^2 \cdot [0.9027 - 0.893^2]$$

$$\text{Calculamos } (0.893)^2 \approx 0.797$$

$$\text{La diferencia dentro del corchete es: } 0.9027 - 0.797 = 0.1057$$

$$\text{Luego, el término } A^2 \text{ es: } 8.116^2 \approx 65.87$$

Por tanto:

$$\sigma^2 = 65.87 \cdot 0.1057 \approx 6.967$$

Y la desviación estándar σ es:

$$\sigma = \sqrt{6.967} \approx 2.64 \text{ m/s}$$

Con estos resultados, la intensidad de turbulencia (o coeficiente de variación) se expresa como:

$$I = \frac{\sigma}{\mu} = \frac{2.64}{7.251} \approx 0.364 \rightarrow 36.4\%$$

La desviación estándar de aproximadamente 2.64 m/s nos permite conocer de forma aproximada la variabilidad del recurso eólico en el sitio. Esto coincide con los cálculos de desviación estándar de la rosa de los vientos de Windographer (2.63 m/s).

Un coeficiente de variación (I) del 36.4% indica que existe una variabilidad considerable en la velocidad del viento.

Sin embargo es de tener en cuenta que con una medición en sitio se puede medir la desviación para valores típicos (< 3 m/s y > 15 m/s durante periodos de 10 minutos, razón por la cual

Windographer no arroja el resultado de forma directa con herramienta de estimación de turbulencias) lo cual es lo más acertado para el diseño con base en la norma IEC 61400-1, con esta metodología es más probable obtener la intensidad turbulenta podría ser sustancialmente menor, situándose en torno al 10–20% según los estándares de la IEC de la Tabla 16 de clasificación adjunta.

Teniendo en cuenta los datos estimados GWA3, el cálculo de velocidades extremas de viento de Windographer con un periodo de retorno de 50 años y el histórico de tormentas que ha tenido incidencia en la isla se estima de forma preliminar, que como mínimo el aerogenerador debe ser según **IEC 61400-1 Clase B/I o tipo S** (teniendo en cuenta la velocidad media, las máximas velocidades en depresiones tropicales, la incertidumbre en la estimación de turbulencias) y que para determinar esto se debe realizar una campaña de medición Lidar o Sodar en el emplazamiento seleccionado.

IEC Class - IEC 61400-1					
Table 1- Basic parameters for wind turbine classes					
Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Site Design by costumer
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	
$V_{ref}T$	(m/s)	57			
A+	luir ()	0,18			
A	1,,r()	0,16			
B	lri1 {-}	0,14			
C	Irer (•)	0,12			

Tabla 16 Parámetros básicos para la clasificación de aerogeneradores según IEC 61400-1

7 Variación de la velocidad del viento con la altura.

El perfil vertical de cizalladura del viento (MoM profile) para diferentes alturas, se puede apreciar cómo la velocidad del viento aumenta con la altura por encima de la superficie marina. En zonas costeras y marinas, esta variación suele modelarse a través de dos aproximaciones: la ley de potencia (Power Law) y la ley logarítmica (Log law). A continuación, se describen ambas:

Ley de Potencia (Power Law): es un método de aproximación empírica muy utilizado por su sencillez y por su obtención de datos razonables de campo en alturas bajas y medias.

$$v(h) = v(h_0) \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha$$

Donde:

- $v(h)$ (es la velocidad del viento a la altura
- $v(h_0)$ es la velocidad medida en la altura de referencia
- α es el exponente de cizalladura, que depende de la rugosidad de la superficie, la estabilidad atmosférica y la estratificación térmica.

En ambientes marinos abiertos y poco rugosos,

- α puede estar en un rango de 0.05 a 0.10. En la Grafica 6, se observa un ajuste aproximado de $\alpha \approx 0.0652$ típico de una superficie oceánica con rugosidad muy baja.

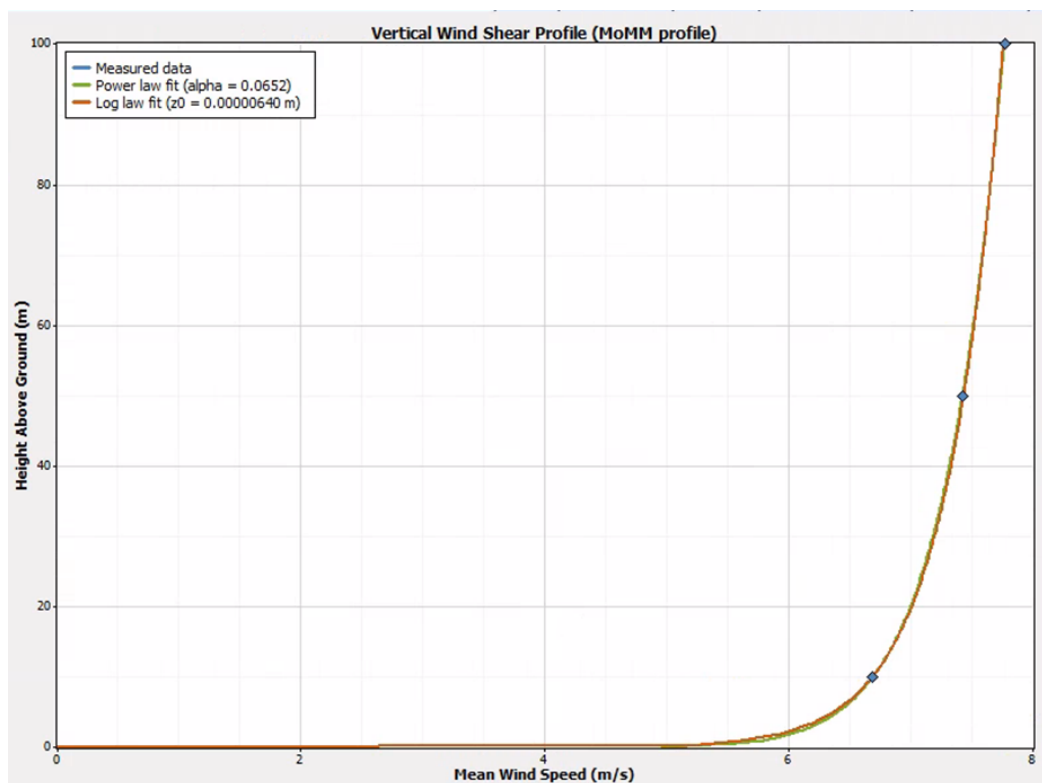
La ley logarítmica se fundamenta en la teoría de la capa del límite atmosférico y es considerada más exacta en flujos plenamente desarrollados, típicos de ambientes marítimos con rugosidad despreciable. Su forma básica es:

$$v(h) = \frac{u_*}{k} \ln \left(\frac{h}{z_0} \right)$$

Donde:

- $v(h)$ es la velocidad del viento a la altura
- u_* (velocidad de fricción) es un parámetro que depende de la interacción del flujo con la superficie.
- κ es la constante de Von Kármán, aproximadamente 0.4.
- z_0 es la longitud de rugosidad (roughness length), asociada al tamaño y distribución de obstáculos en la superficie. En áreas marítimas, puede estar en el rango de 10^{-5} a 10^{-4} m.

La Grafica 6 sugiere un valor de $z_0 \approx 7 \times 10^{-6}$ m, consistente con una superficie marina muy lisa y explica por qué el ajuste de la ley logarítmica se superpone casi perfectamente con la ley de potencia en condiciones de estabilidad atmosférica moderada.



Grafica 6 Perfil de Cizalladura del viento

En la Grafica 6 la baja rugosidad y la estabilidad atmosférica se explican, debido a que el flujo alcanza rápidamente una alta velocidad con la altura. Dichos resultados son primordiales en el diseño del parque eólico marino, tal que permite estimar la altura óptima de producción

de energía, para dimensionar adecuadamente la altura del buje y determinar la robustez estructural de la torre del aerogenerador.

El análisis del incremento del Recurso Eólico con la altura se determina con la ley de potencia. Dado que α es el exponente de cizalladura se ha calcula en aproximadamente 0.0652. Con este valor, el aumento de la velocidad del viento con la altura es muy moderado. Por ejemplo, si se compara la velocidad a 100 m (nuestra altura de referencia) con la que se obtendría a 120 m:

$$\frac{v(120)}{v(100)} = \left(\frac{120}{100}\right)^{0.0652} \approx 1.012$$

Esto implica un incremento de apenas un 1.2% en la velocidad. Dado que la potencia eólica es proporcional a la velocidad del viento elevada al cubo ($P \propto v^3$), una mejora del 1.2% en v resulta en un incremento aproximado del 3.6% en potencia. Aunque cualquier mejora es bienvenida, la ganancia marginal en este caso es relativamente baja.

Implicaciones en Diseño y Carga Estructural: Aumentar la altura de un aerogenerador implica mayores cargas por cizalladura y vibraciones, especialmente en entornos marinos, aun cuando hay baja rugosidad, el perfil vertical genera variabilidad en las cargas estructurales. Entre los principales aspectos a considerar son:

- Carga por cizalladura: con una mayor altura se incrementa el diferencial de las velocidades entre la parte inferior y superior de la torre, lo cual genera mayores fuerzas de cizalladura sobre la estructura.
- Fatiga: La variación de las velocidades, aunque moderada según el valor de α , se producen ciclos adicionales de carga que pueden acelerar la fatiga de los componentes críticos, incrementando los costos de mantenimiento y disminuyendo el ciclo de vida del aerogenerador.
- Costos de Infraestructura: Al elevar la altura de una instalación marina se aumentan los costos de diseño, fabricación, transporte e instalación de estructuras específicas (tales como, pilotes y cimentaciones) que deben soportar cargas mayores.

Teniendo en cuenta los aspectos anteriores no es recomendable incursionar a mayores alturas de buje en el emplazamiento debido a que no genera beneficios significativos de producción energética y por el contrario aumenta los desafíos y riesgos del proyecto.

8 Conclusiones de la campaña de medición.

Los resultados obtenidos son concluyentes para una prefactibilidad del proyecto arrojando dos posibles emplazamientos cada uno con sus desafíos, se considera de mayor viabilidad el SITE04 debido a una menor carga social, esto debido a que ha sido uno de los mayores desafíos del desarrollo de proyectos de energía eólica en Colombia.

Esto se debe verificar mediante mecanismos de socialización, encuestas, consultas previas y diálogos con los líderes sociales, grupos de residentes y comunidades raizales de las zonas de influencia de la isla.

Desde el punto de vista técnico, el SITE02 ofrece ventajas de una mayor densidad de potencia, debido a mayores velocidades de viento, estabilidad y menor profundidad el terreno.

El SITE04 presenta una disminución de las velocidades medias de viento y por ende una menor densidad de potencia, lo cual es compensado por la distancia de la costa que, aunque incrementa sus costos por la profundidad (que requiere cimentación semi-sumergible).

8.1 Calidad y Estabilidad del Recurso Eólico

La velocidad media y perfil vertical según los datos, se obtiene una velocidad media ajustada a Weibull de 8.116 m/s a 100 m, lo cual se considera favorable en un entorno marino. Esto indica un recurso robusto que puede sustentar la generación con aerogeneradores de alta capacidad.

Distribución de la Velocidad y Turbulencia: Con un ajuste de la distribución Weibull (parámetros específicos como $k = 3.037$ y una velocidad media de 7.251 m/s calculada a partir de la serie) y una desviación estándar que ha sido estimada en el orden de 2.64 m/s, se puede constatar un nivel de turbulencia que, aunque elevado desde un punto de vista estadístico, debe ajustarse a condiciones de operación típicas (por ejemplo, a velocidades de referencia de 15 m/s) en las que la intensidad de turbulencia se reduce.

Impacto de la Cizalladura y Rigidez del Viento: El análisis del perfil vertical muestra que la velocidad incrementa de manera predecible con la altura, siguiendo tanto la ley de potencia como la ley logarítmica. Esto asegura que los aerogeneradores pueden ser diseñados con una estimación fiable de las cargas dinámicas, lo que es esencial para dimensionar la estructura y la cimentación, particularmente en un entorno marino donde la estabilidad es crucial.

8.2 Viabilidad Técnica y Económica de la Instalación

Capacidad de Generación: El recurso eólico disponible en San Andrés es competitivo y, con proyecciones adecuadas, se pueden lograr valores de producción que permitan sustituir la generación basada en combustibles fósiles. Esto es vital en zonas no interconectadas (ZNI), donde se han registrado costos elevados de generación eléctrica.

Costos Inversiones y Operativos: La incorporación de tecnología de aerogeneradores modernos, como el ADWEN AD180 de 8 MW, junto con un adecuado diseño estructural (monopilote o semi-sumergible) basado en estudios de turbulencia y cizalladura, puede significar una inversión elevada inicial; sin embargo, el costo operativo se ve significativamente reducido debido a los costos actuales de generación con diésel marina, las emisiones de CO₂ generadas y a la robustez del recurso eólico.

Riesgos y Mantenimiento: Aunque las fluctuaciones en la velocidad del viento (capturadas en la desviación estándar y la intensidad de turbulencia) indican la presencia de cargas variables, el análisis sugiere que, con un diseño adaptado y un programa de mantenimiento preventivo, estos riesgos pueden mitigarse. La planificación para soportar la fatiga estructural, mediante un diseño robusto y materiales adecuados, es esencial para la vida útil del aerogenerador.

8.3 Aspectos Ambientales y Regulatorios

Compatibilidad Ambiental: La evaluación de la campaña de medición, complementada por los estudios ambientales y batimétricos de la región, indica que la implementación de un parque eólico marino en San Andrés puede llevarse a cabo con un impacto ambiental controlado. Se destacan estudios que aseguran la preservación de áreas sensibles (arrecifes coralinos, pastos marinos) y el cumplimiento con las normativas ambientales locales y nacionales.

Marco Regulador en Colombia y ZNI: El contexto regulatorio para proyectos energéticos en zonas no interconectadas, junto con incentivos para renovables, favorece la adaptación y el licenciamiento de proyectos eólicos en San Andrés. La experiencia y avances en el mercado han demostrado que, a mediano plazo, la competitividad de estos proyectos es notablemente superior a la generación basada en diésel.

8.4 Validación y Complementación de Datos

Mediciones In Situ: Se recomienda complementar los datos de NASA POWER (MERRA-2) con mediciones locales realizadas mediante boyas o torres instrumentadas para obtener información precisa sobre la velocidad del viento, perfiles de turbulencia y eventos extremos. Esto permitirá ajustar de manera más detallada el modelo de distribución y validar los parámetros Weibull (k , A) en condiciones reales.

Estudios de Cizalladura y Fatiga: Realizar simulaciones estructurales que tomen en cuenta la variación de la velocidad con la altura para modelar las cargas dinámicas sobre el aerogenerador. Esto ayudará a optimizar el diseño del sistema (por ejemplo, la selección de materiales y el diseño de la cimentación) y prever el comportamiento ante ciclos de carga.

8.4.1 Optimización del Diseño del Aerogenerador

Ajuste del Punto de Operación: Diseñar la turbina considerando la configuración óptima a 100 m, ya que un incremento de altura generaría mejoras marginales en velocidad del viento que no justificarían los costos adicionales en infraestructura.

Evaluación del Impacto de la Turbulencia: Dado el valor estimado de la intensidad de turbulencia (a nivel global, 36.4% en nuestra estimación inicial, aunque en condiciones de operación este valor podría ser menor), es fundamental implementar estrategias de mitigación, como sistemas de control activo en las palas, para minimizar el estrés mecánico y reducir la fatiga.

8.4.2 Optimización y selección del diseño de la cimentación

8.4.2.1 Condiciones Ambientales Clave

Las condiciones oceanográficas analizadas en la Memoria entregan información relevante para tener en cuenta el dimensionamiento de la cimentación para los emplazamientos SITE02 y SITE04:

- Oleaje: Normal: Alturas de 1.5–2.5 m (olas del este por vientos alisios). Eventos extremos: >7 m durante huracanes, con períodos de retorno de 50 años (12–15 m). Dirección variable: Del este en condiciones normales, pero cambiante durante tormentas.
- Corrientes superficiales oscilan entre 0.25–0.5 m/s (promedio), hasta 1.5–2 m/s en tormentas. Dirección predominante: Noroeste/oeste por circulación del Caribe.
- Profundidades: SITE02 con 10.1 m (aguas someras) y SITE04: 347 m (aguas ultra profundas para el Caribe).

8.4.2.2 Criterios de Selección de Cimentación

Para los dos posibles emplazamientos se debe analizar desde el punto de vista estructural los siguientes criterios:

- Estabilidad Dinámica: movimientos admisibles, la cimentación o plataforma debe minimizar el pitch (inclinación) y heave (movimiento vertical) para evitar daños al rotor.
- Oleaje extremo: la estructura debe contemplar en el diseño cargas de olas de 15 m y vientos huracanados (>50 m/s).
- Corrientes fuertes: Resistencia a cargas laterales (2 m/s) y mitigación de vibraciones inducidas por vórtices (VIV).

8.4.2.3 Adaptabilidad según la Profundidad

Para los dos emplazamientos varían las condiciones técnicas mínimas según la profundidad y sus condiciones geológicas y geotécnicas tales como:

- Sujeción, flotabilidad y anclaje: Sistemas de amarre o cimentación compatibles con 10.1 m para SITE02 y 347 m para SITE04 (ej. líneas de catenaria, sistemas híbridos).
- Draft de la estructura: Evitar interferencia con corrientes profundas (p.ej., Spar requiere gran calado, Semi-sub es más superficial).

8.4.2.4 Otros aspectos relevantes

Aspectos que se deben contemplar en la selección del tipo de cimentación según el cada uno de los emplazamientos:

- Logística Fabricación y ensamblaje: Considerar limitaciones portuarias en San Andrés (p.ej., Semi-sub puede ensamblarse en puerto y remolcarse).
- Mantenimiento: Acceso a componentes críticos (ej. sistemas de amarre, boyas).
- Resistencia a depresiones tropicales: Múltiples líneas de amarre para evitar fallas catastróficas.
- Materiales: Acero de alta resistencia o compuestos resistentes a corrosión marina.
- Impacto Ambiental minimizar perturbación al lecho marino: Evitar anclajes masivos en ecosistemas frágiles.
- Ruido durante instalación: Preferir técnicas de hincado de pilotes de bajo impacto.

8.4.2.5 Selección de cimentaciones para SITE02 y SITE04

Teniendo en cuenta los criterios anteriormente mencionados se realiza la evaluación de la siguiente forma, primero el sitio seleccionado denominado como SITE02 y luego el emplazamiento alternativo denominado como SITE04

Selección cimentación fija para SITE02:

- Profundidad adecuada (10.1 m): Las cimentaciones fijas son viables y económicas en profundidades < 30 m.
- Resistencia a cargas extremas: Oleaje: Alturas de hasta 7 m (huracanes) y 2.5 m (normal).
- Corrientes: Hasta 1.5 m/s (tormentas).
- Vientos: Cargas laterales de huracanes categoría 4-5 (250 km/h).
- Estabilidad geotécnica: Fondos marinos en el Caribe suelen ser arenosos o mixtos (arena-roca), ideales para pilotes hincados

Criterio	Monopilote	Gravity Base	Jacket con Pilotes
Profundidad Óptima	< 30 m (mejor < 15 m)	< 10 m (aguas someras)	10–50 m
Resistencia a Oleaje	Limitada para olas > 5 m	Excelente (masa alta)	Excelente (geometría estable)
Adaptabilidad al Suelo	Requiere suelos densos (ej. arena compacta)	Necesita fondo plano y estable	Flexible (arena/roca)
Cargas Dinámicas (Huracanes)	Riesgo de fatiga en base	Resistente pero costoso	Óptimo (distribución multidireccional)
Instalación	Rápida (1 pilote)	Compleja (hormigón masivo)	Modular (ensamblaje in situ)
Costo	\$\$ (medio)	\$\$\$ (alto)	\$\$ (medio-alto)
Mantenimiento	Difícil acceso submarino	Acceso limitado	Acceso fácil a estructuras
Tiempo de Vida	20–25 años	25–30 años	25–30 años

Tabla 17 Criterios de selección cimentación fija para SITE02

Teniendo en cuenta la evaluación cualitativa para el SITE02 la cimentación fija más adecuada según las condiciones antes descritas es tipo Jacket con Pilotes debido a que presenta una gran estabilidad multidimensional (resistente a condiciones extremas), adaptabilidad acorde al suelo marino (arenosos y rocosos) y adicional su estructura de fácil acceso facilita las inspecciones para el mantenimiento. Aunque su costo es mayor que el monopilote es el más apto y además es menor que el tipo Gravity Base. [DNVGL-ST-0126 (Energía Eólica Offshore): Normativa para estructuras fijas en aguas someras. API RP 2A (American Petroleum Institute): Diseño de jackets y pilotes en suelos arenosos. Estudios Geotécnicos Locales: Perfiles de suelo en el Caribe Colombiano (ej. ANH o CIOH)].



Ilustración 33 Plataforma tipo Jacket con Pilotes

Selección cimentación flotante para SITE04:

- Profundidad adecuada (347 m): Las cimentaciones fijas son viables y económicas en profundidades < 100 m.
- Resistencia a cargas extremas: Oleaje: Alturas de hasta 7 m (huracanes) y 2.5 m (normal).
- Corrientes: Hasta 1.5 m/s (tormentas).
- Vientos: Cargas laterales de huracanes categoría 4-5 (250 km/h).
- Estabilidad geotécnica: fondos marinos ultra profundos en el Caribe suelen ser inestables requiere anclajes de bajo impacto y materiales altamente resistentes a la corrosión marina

Criterio	Semi-Sumergible	Spar	TLP (Plataforma de Pierna Tensada)
Profundidad Óptima	50–1000+ m	100–1000+ m	100–500 m (límite por tendones)
Estabilidad en Oleaje	Excelente (bajo movimiento angular)	Muy buena (bajo <i>heave</i>)	Óptima (movimientos mínimos)
Resistencia a Huracanes	Alta (configuración simétrica)	Alta (centro de gravedad bajo)	Media (riesgo de fatiga en tendones)
Instalación	Modular (remolcable)	Requiere calado profundo	Compleja (tendones pretensados)
Costo	\$\$\$ (alto)	\$\$\$\$ (muy alto)	\$\$\$\$\$ (extremadamente alto)
Mantenimiento	Accesible (boyas superficiales)	Difícil (sistemas submarinos)	Muy difícil (tendones en profundidad)
Adaptabilidad a Corrientes	Buena (diseño multidireccional)	Excelente (poca exposición)	Limitada (arrastre por tendones)

Tabla 18 Criterios de selección cimentación flotante para SITE04

Teniendo en cuenta la evaluación cualitativa para el SITE04 la cimentación flotante más adecuada según las condiciones antes descritas es del tipo Plataforma Semi-Sumergible Hexagonal con amarre redundante y simétrico, esto se debe a que requiere una gran estabilidad multidimensional (debido a condiciones oceanográficas extremas, la profundidad y la distancia de la costa), la adaptabilidad de acuerdo al número de amarres y anclajes de bajo impacto (líneas de poliéster y anclas de arrastre) debido al suelo marino (inestabilidad) y adicional su estructura debe incluir tres columnas con pontones flotantes (típicos de plataformas semi-sumergibles), sensores IoT para el mantenimiento predictivo de la tensión y corrosión. Su costo es menor de los evaluados y adicional es el que más se adapta a las condiciones del emplazamiento [DNVGL-OS-E301 (Posicionamiento de Sistemas Flotantes): Normas para amarre y estabilidad. IEC 61400-3-2 (Energía Eólica Offshore Flotante): Requisitos para aerogeneradores en aguas profundas. OCIMF (Oil Companies International Marine Forum): Guías para anclajes en aguas ultra profundas].

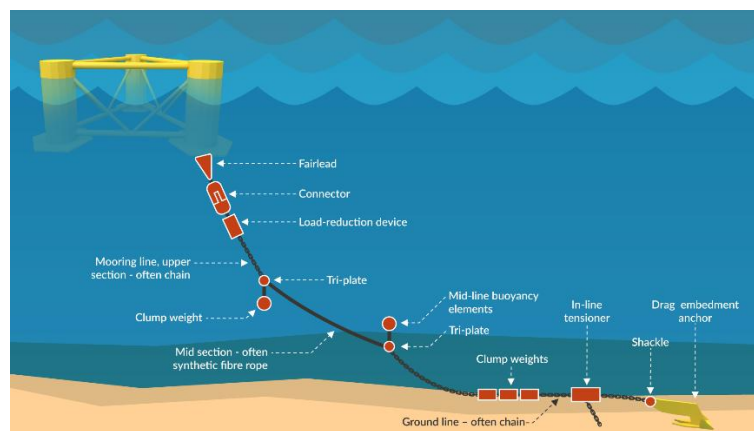


Ilustración 34 Plataforma semi-sumergible y sistemas de amarre (BVGAssociates et al., 2025)

9 Simulación del campo de vientos.

Partiendo de la simulación de vientos en la herramienta de WASP para determinar la Distribución Espacial de Velocidades en el emplazamiento SITE02.

Curvas Isoventas: La Ilustración 35 muestra líneas de igual velocidad (curvas isoventas) que delimitan con claridad las zonas con mayores concentraciones específicas de velocidades del viento. De igual forma, se encuentran regiones donde los valores incrementan notoriamente, lo cual indica áreas potencialmente favorables para la generación eólica.

Zonas de Alto Potencial: En la parte de la simulación se visualizan áreas con tonalidades más cálidas (rojos y naranjas), que sugieren que en esas zonas se registran velocidades del viento elevadas. Estos puntos de alta velocidad son críticos, ya que la potencia eólica aumenta con el cubo de la velocidad, lo que permite optimizar la generación de energía.

Gradiente de Velocidad: La disposición y la cercanía de las curvas isoventas en determinadas áreas indican la presencia de un gradiente pronunciado. Esto significa que hay una rápida variación en la velocidad del viento en distancias relativamente cortas, lo que puede ser indicativo de cizalladura alta en la zona.

Impacto en el Diseño Estructural: Un gradiente elevado sugiere que las estructuras (aerogeneradores y cimentaciones) deberán ser diseñadas para soportar diferencias de carga significativas a lo largo de la altura de la torre. Esto es crucial para evitar fatiga excesiva en los componentes mecánicos y estructurales.

9.1 Análisis específico Curvas Isoventas SITE02

Orientación del Flujo: La simulación permite identificar la dirección predominante del flujo del viento. Esto es esencial para determinar la orientación ideal de los aerogeneradores y para maximizar la captación de energía. En el SITE02 Ilustración 35, la configuración de las curvas sugiere que el viento tiene una tendencia marcada en un sector específico (por ejemplo, hacia el suroeste o sur, dependiendo de cómo se visualicen los vectores en la imagen).

Distribución de la Frecuencia Direccional: Al combinar el análisis de las curvas isoventas con la representación de la frecuencia de las direcciones, se puede definir un diseño de parque eólico en el que la disposición del aerogenerador minimice las pérdidas (estela y turbulencias) y maximice la captación energética.

Selección de Ubicación Interna: Se recomienda focalizar la instalación de aerogeneradores en las áreas de la simulación donde se observe la combinación de velocidades altas constantes (zonas con colores cálidos y menos dispersión en las curvas isoventas), gradientes moderados para minimizar el impacto de cargas diferenciadas por cizalladura.

El análisis del campo de vientos de SITE02, basado en las curvas isoventas, muestra un entorno con áreas de alta velocidad y una dirección predominante bien definida, lo que indica un recurso eólico prometedor. Sin embargo, la presencia de gradientes pronunciados requiere una atención especial en el diseño estructural de las turbinas y la distribución del parque eólico. En conjunto, estos hallazgos sugieren que, con una validación adicional y un diseño optimizado, SITE02 podría ser una ubicación viable para el desarrollo de proyectos de energía eólica marina de gran escala en la región.

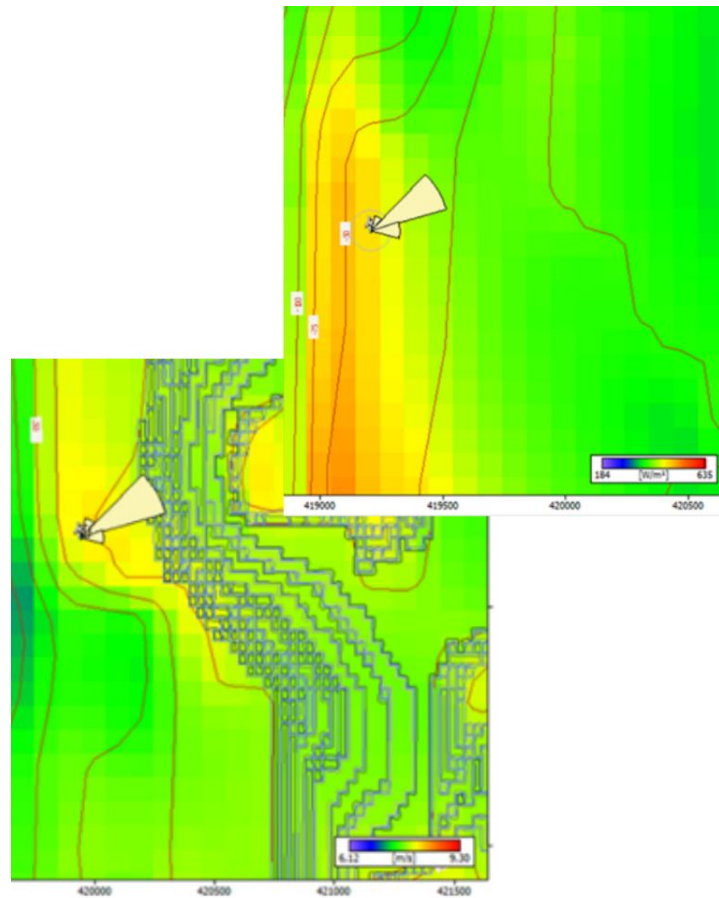


Ilustración 35 Curvas isoventas y densidad energética SITE02

9.2 Análisis específico Curvas Isoventas SITE04

La distancia a la zona costera para el SITE04 en la Ilustración 36, se observa una tendencia general de mayor velocidad del viento. Esto es consecuente con un coeficiente de fricción superficial y rugosidad marina, lo que facilita que el flujo del viento alcance valores más altos en mar abierto.

Debido a que los contornos se distribuyen de forma más “suavizada” en comparación con zonas cercanas a la costa, el gradiente de velocidad no presenta cambios bruscos.

El distanciamiento de la costa se presenta en un régimen más uniforme y estable, con menores variaciones de magnitud en distancias cortas. Esto puede facilitar el diseño del layout del aerogenerador, reduciendo efectos de fuertes gradientes de cizalladura.

Al igual que en sitios previos, se aprecia la inclinación del sector de viento dentro de la simulación (flechas o abanicos). Dado el emplazamiento mar adentro, la dirección dominante del viento tiende a mantenerse más estable que en la zona costera, con menos perturbaciones orográficas y térmicas.

En las regiones anaranjadas/amarillas de la imagen, donde las isoventas indican velocidades superiores, es donde conviene concentrar los aerogeneradores. Esto permitiría un mayor factor de capacidad y, por ende, una mejor rentabilidad del proyecto.

La simulación de SITE04, ubicado más lejos de la costa, pone en evidencia:

- Velocidades de viento más altas y un campo de vientos más homogéneo, que se traduce en un recurso eólico sólido y estable.
- Gradientes de velocidad menos pronunciados, lo cual simplifica la labor de diseño y reduce la fatiga estructural asociada a cambios bruscos de velocidad.
- Mayor distancia al litoral, que conlleva beneficios (menos interferencia costera) pero también mayores retos logísticos y de costos de instalación y mantenimiento.

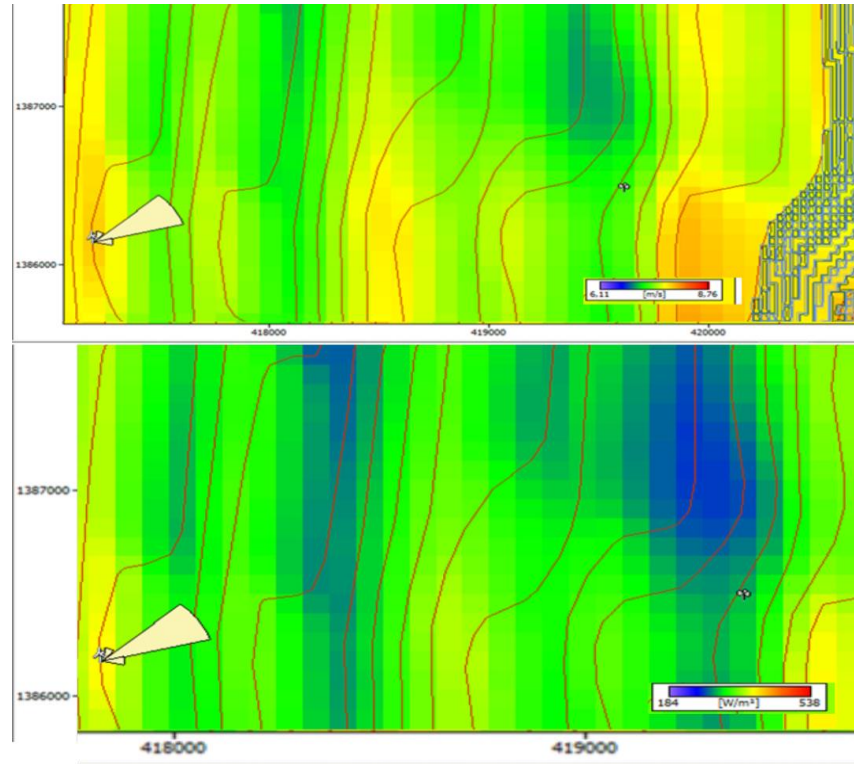


Ilustración 36 curvas isoventas y densidad energética SITE04

10 Estimación de la energía eléctrica.

La determinación de la energía eléctrica producida, el factor de capacidad, la limitación de la atención de la demanda para garantizar la estabilidad de la red de la isla de San Andrés sin inversiones adicionales fueron los parámetros iniciales para determinar los aerogeneradores preseleccionados para realizar la preselección.

Se partió inicialmente de la hipótesis de una cobertura máxima de 30% de la demanda anual (donde se contempló la posibilidad de la instalación de dos aerogeneradores de 8 a 9.5 MW o uno de 16 a 18 MW), pero al realiza un análisis de la curva anual promedio de la demanda horaria y comparación de estudios previos de viabilidad de penetración de energías renovables de la isla.

Los aerogeneradores inicialmente contemplados para la ubicación seleccionada SITE02:

- General Electric GE Heliade X-12 MW
- Siemens Gamesa SG167-8.0 MW
- Vestas V164-9.5 MW
- Vestas V164-8.0 MW
- Shanghai Electric EW263-18.0 MW
- Adwen AD8-180 8.0 MW

Turbine	Hub Height Wind Speed		Turbine Output		Percentage Of Time At		Simple Mean			Mean of Monthly Means		
	Valid	Mean	Valid	Zero	Rated	Net Power	Net AEP	NCF	Net Power	Net AEP	NCF	
	Time Steps	(m/s)	Time Steps	Power	Power	(kW)	(kWh/yr)	(%)	(kW)	(kWh/yr)	(%)	
Adwen AD 8-180 (100m)	26,304	7.26	26,304	9.07	4.83	2,882.2	25,248,088	36.03	2,881.9	25,245,270	36.02	
Vestas V164 - 8.0 MW (100m)	26,304	7.26	26,304	9.37	0.66	2,352.5	20,608,240	29.41	2,352.3	20,605,724	29.40	
Gamesa G132-5 MW Offshore (100m)	26,304	7.26	26,304	2.52	0.03	1,502.2	13,159,230	30.04	1,502.0	13,157,718	30.04	
V164-9.5 (100m)	26,304	7.26	26,304	6.31	0.32	2,573.6	22,544,406	27.09	2,573.3	22,541,708	27.09	
GE Haliade-X 12 (100m)	26,304	7.26	26,304	6.31	7.57	4,298.6	37,655,740	35.82	4,298.1	37,651,532	35.82	
SG 8.0-167 (100m)	26,304	7.26	26,304	6.33	0.34	2,616.6	22,921,216	32.71	2,616.3	22,918,586	32.70	
EW18.0-263 (100m)	26,304	7.26	26,304	6.29	7.57	5,895.8	51,646,776	32.75	5,895.1	51,640,720	32.75	

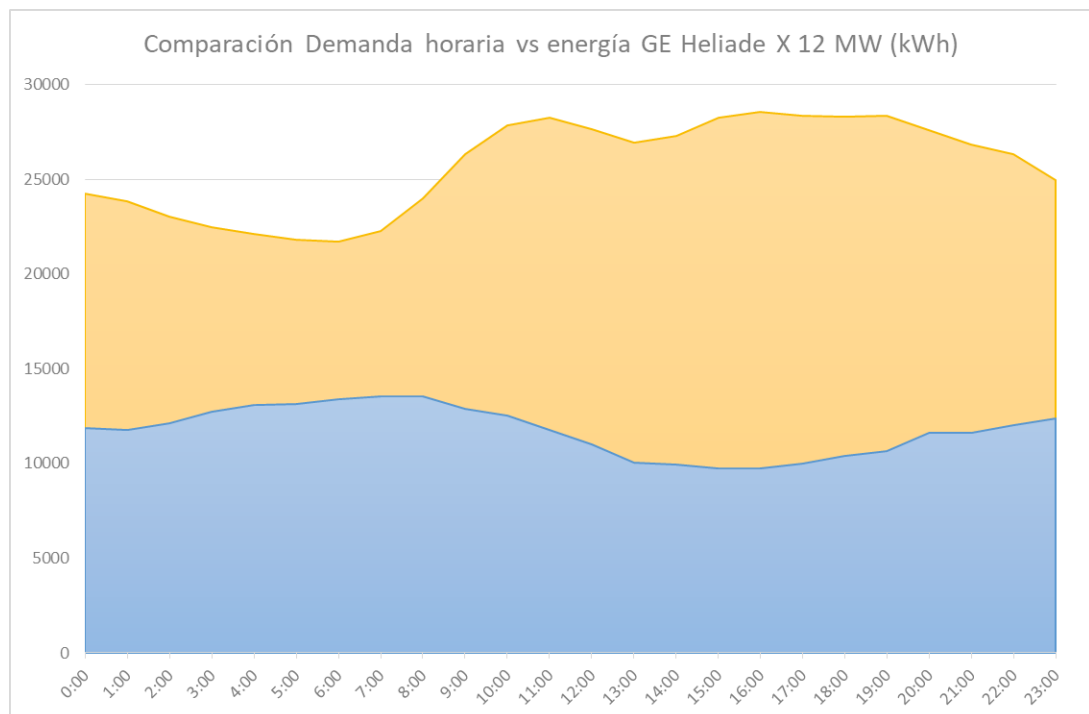
Ilustración 37 Comparación aerogeneradores preseleccionados

Con este análisis se pueden sacar las primeras conclusiones:

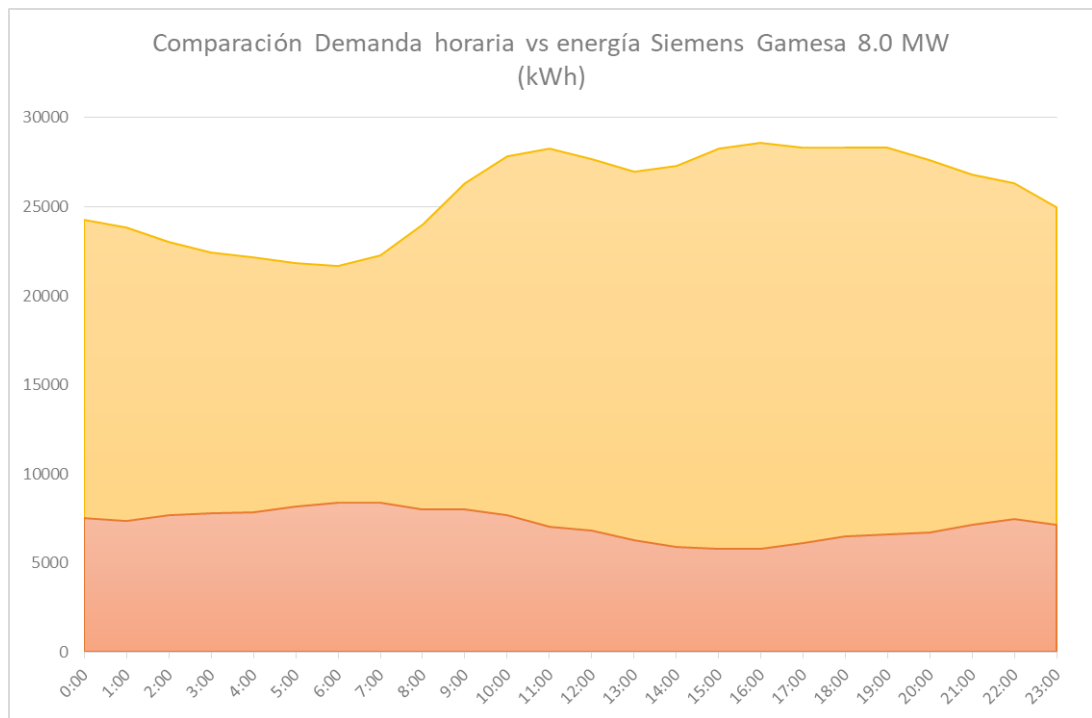
- El aerogenerador AD8-180 es el de mejor factor de capacidad del estudio preliminar con 36.03%.
- El aerogenerador EW18.0-263 es el de mayor producción energética.

10.1 Energía eléctrica producida simulación preliminar (análisis de cobertura de demanda horaria)

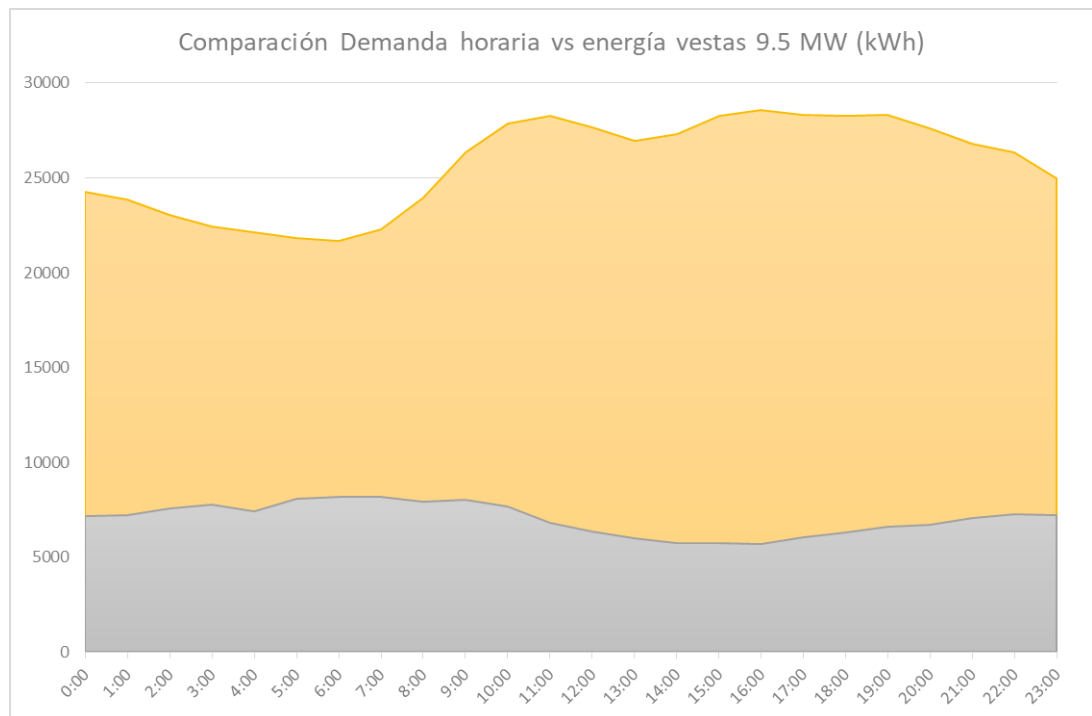
Partiendo de los datos horarios calculados por Windographer con una estimación de pérdidas del 16% recomendada por la herramienta de cálculo de potencia de salida, se cargaron las curvas de potencia de los modelos descritos en el apartado anterior, se descargaron los datos con la distribución de frecuencias de la velocidad de vientos de la campaña de medición de vientos, cuyos datos de los tres años medidos se descargaron los datos horarios de producción energética para cada hora de los días del mes por un periodo de tres años. Se estimaron los promedios horarios de un día característico para cada aerogenerador y su cobertura de la demanda horaria promedio.



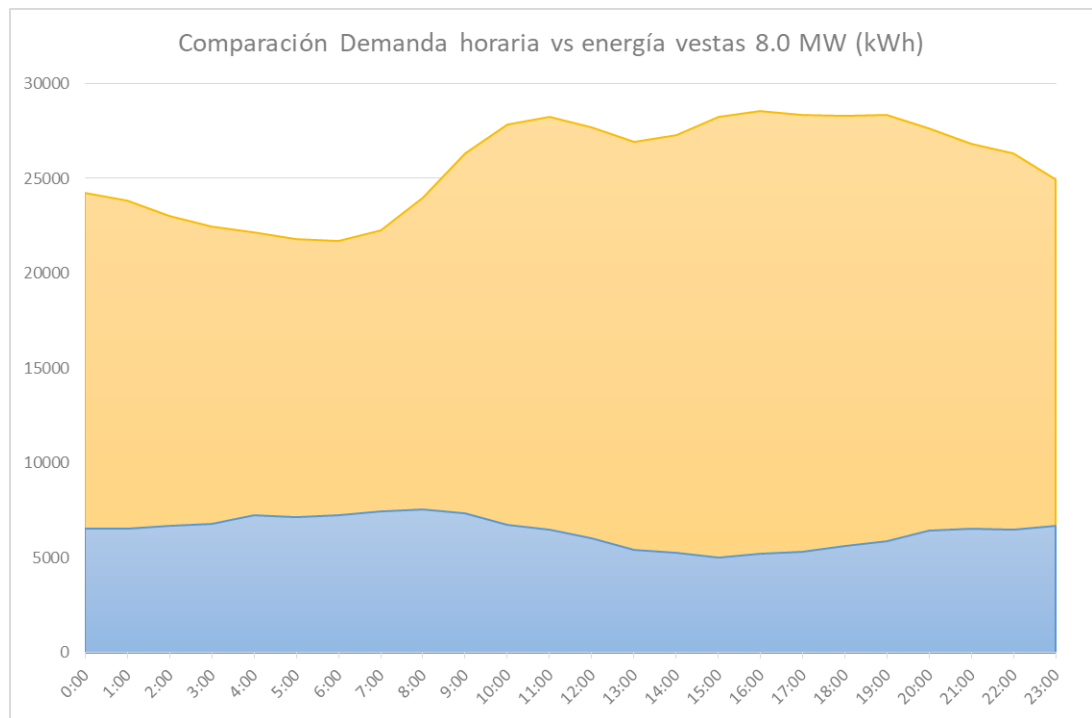
Grafica 7 atención de la demanda horaria aerogenerador GE Haliade X 12.0 MW



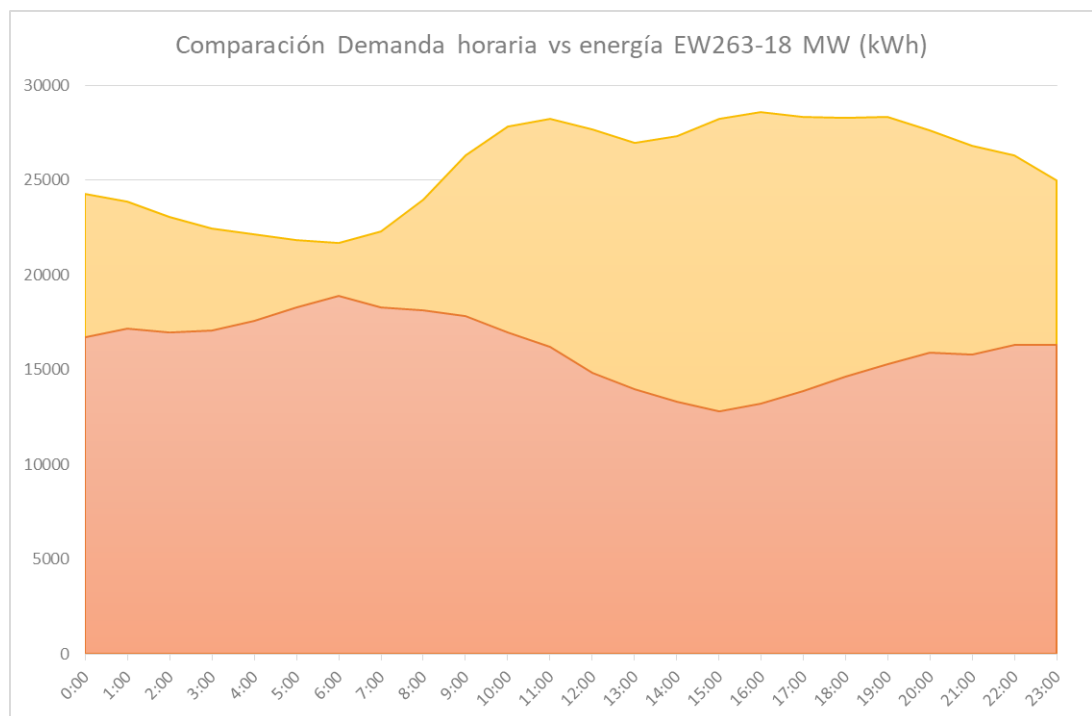
Grafica 8 atención de la demanda horaria aerogenerador Siemens Gamesa SG167-8.0 DD



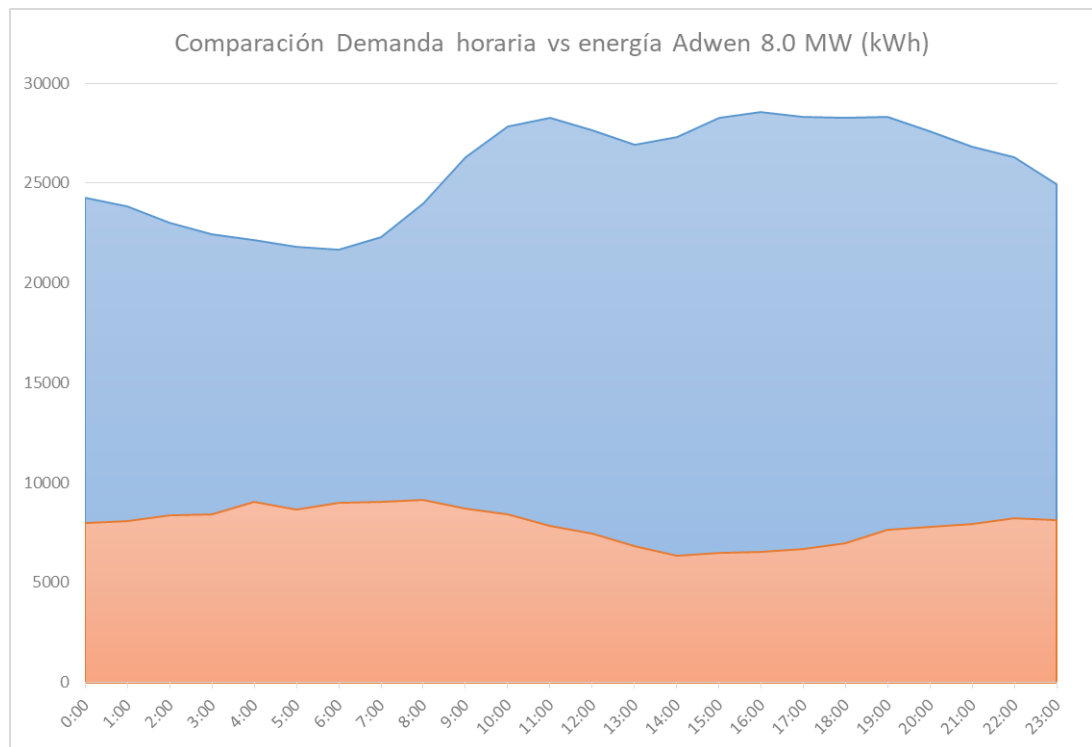
Grafica 9 atención de la demanda horaria aerogenerador Vestas V164-9.5



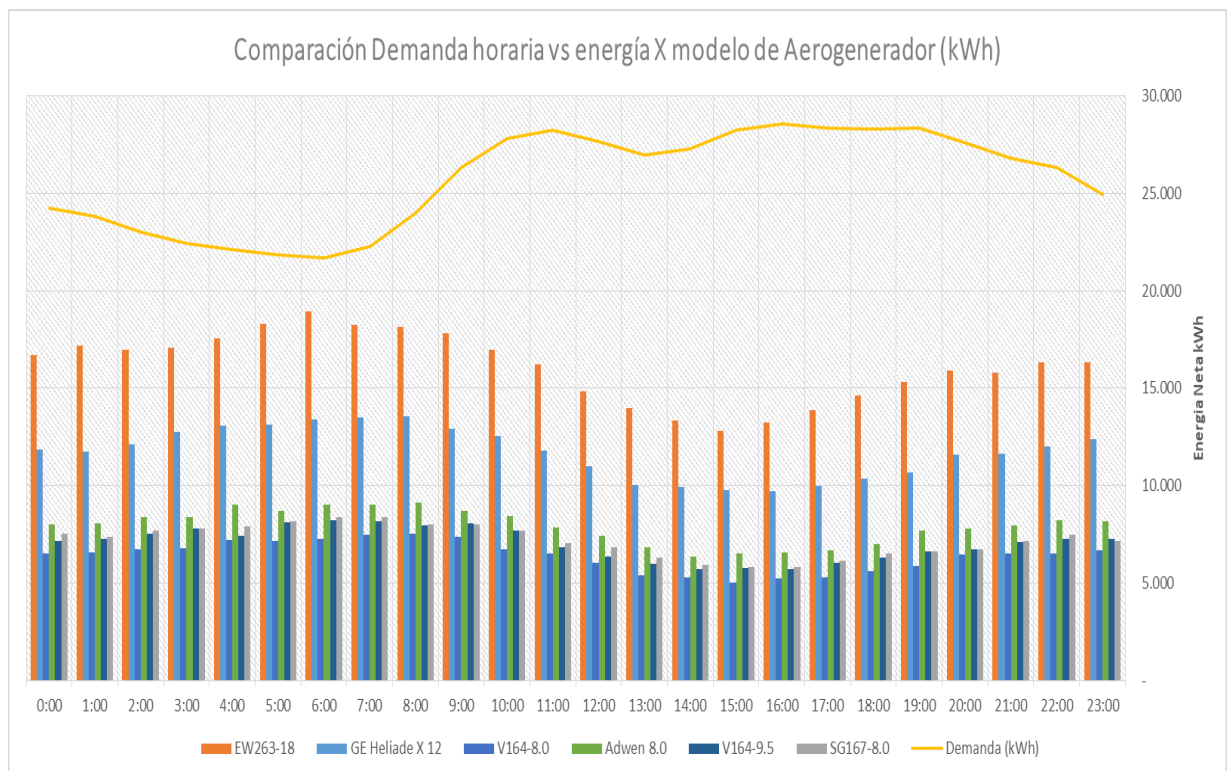
Grafica 10 demanda horaria aerogenerador Vestas V164-8.0



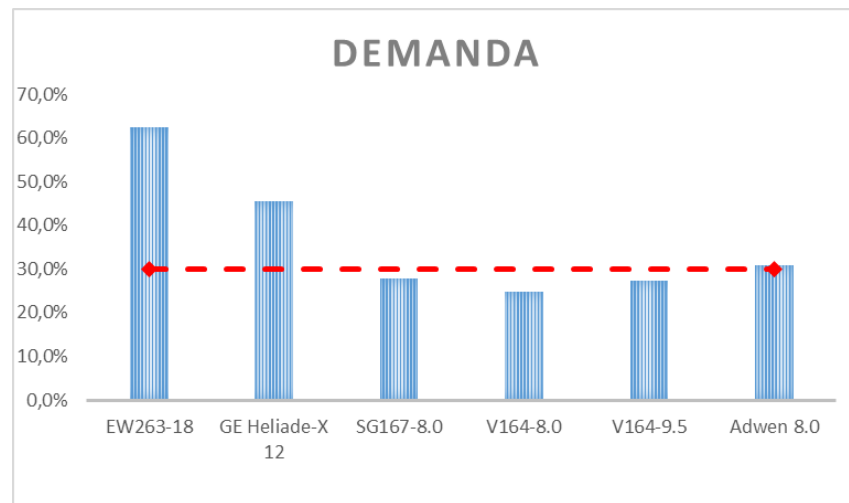
Grafica 11 Atención demanda horaria aerogenerador Shanghai Electric EW236-18.0 MW



Grafica 12 atención demanda horaria aerogenerador Adwen AD8-180 8.0 MW



Grafica 13 comparación producción energética horaria de aerogeneradores y demanda horaria San Andrés



Grafica 14 porcentajes de cobertura de la demanda horaria de cada aerogenerador

Con base en los anteriores análisis se puede determinar lo siguiente:

- La producción energética horaria de los Aerogeneradores Shanghai Electric y General Electric superan por mucho la meta propuesta de cobertura de la demanda, por lo cual para su implementación requerirán un estudio de estabilidad de la red y posibles desarrollos adicionales para prevenir pérdida de la inercia, fluctuaciones por eventos de frecuencia y tensión que pongan en riesgo la continuidad del servicio
- El aerogenerador Vestas V164-8.0 es el de menor energía producida de los aerogeneradores analizados
- El aerogenerador Adwen ADS8-180 es el de mayor producción energética al compararlos con aerogeneradores de similar o igual potencia instalada.

Teniendo en cuenta el presente comparativo y el realizado en el capítulo 14.1 de la memoria del estudio del presente proyecto, en diferentes circunstancias el aerogenerador Adwen AD8-180 de 8.0 MW (Hoy Siemens Gamesa) presenta características muy atractivas para ser utilizado en el análisis de prefactibilidad como la mejor alternativa técnico-económica del presente proyecto.

10.2 Energía eléctrica producida (libre, bruta y efecto estela).

La energía bruta teórica se estima usando la curva de potencia de la turbina y los datos de viento locales, los cuales se pueden expresar de la siguiente forma:

$$E_{bruta} = \sum [P(v) \cdot f(v) \cdot horas/año]$$

Donde,

$P(v)$: Potencia generada a velocidad de viento v (según curva de potencia del fabricante).

$f(v)$: Frecuencia de ocurrencia de la velocidad v (histograma de viento).

Partiendo de la selección del aerogenerador Adwen AD8-180 se realizará la determinación de la generación energética del emplazamiento seleccionado SITE02 y del alternativo SITE04, teniendo en cuenta queda opción solo lleva un aerogenerador se realizará la simulación en WAsP con el método de estimación de energía predeterminado por la herramienta.

10.2.1 Energía eléctrica producida (libre, bruta y efecto estela) SITE02

Modelo de estela aplicado: Park (Jensen) (WAsP predeterminado).

Tipo de análisis: Single-turbine (sin interacción con otros aerogeneradores).

Parámetro	Valor	Unidad	Interpretación
Total Gross AEP (Energía Bruta)	36.738	GWh/año	Energía teórica sin pérdidas por estela ni disponibilidad.
Proportional Wake Loss	0%	-	No hay pérdidas por estela (solo 1 turbina).
Capacity Factor (CF)	52.4%	%	Excelente para offshore (típico 40-55%).
Mean Wind Speed	8.16	m/s	Recurso eólico fuerte (óptimo para offshore).
Mean Wake-Reduced Speed	8.16	m/s	Sin reducción por estela (igual a velocidad libre).
Air Density	1.151	kg/m ³	Ligera variación por condiciones marinas.
Power Density	431	W/m ²	Alta densidad energética.
RIX (Rugosidad)	2.6%	%	Baja turbulencia (típico en mar abierto).

Tabla 19 Energía producida calculada en WAsP para SITE02

Análisis Crítico de los Resultados:

- La comparación de la Energía Bruta y la Energía Neta, para este caso, Gross AEP (36.738 GWh/año) se refiere a la Energía ideal sin pérdidas, Net AEP: En este caso, es igual Gross AEP porque no hay pérdidas por estela (0%). Las demás pérdidas (ej., paradas técnicas, degradación) no están incluidas y serán calculadas posteriormente.
- El Factor de Capacidad (52.4%) Valor alto, típico de parques marinos con buen recurso eólico, es de aclarar que para este caso está libre de pérdidas.
- Velocidad del Viento (8.16 m/s): Mayor producción que en zonas con vientos medios más bajos (<7 m/s).
- Efecto Estela (Wake Loss = 0%) Justificación: No hay aerogeneradores cercanos.
- Rugosidad y Turbulencia (RIX = 2.6%) $RIX < 5\%$: Flujo laminar (baja turbulencia).

10.2.2 Energía eléctrica producida (libre, bruta y efecto estela) SITE04

Modelo de estela aplicado: Park (Jensen) (WAsP predeterminado).

Tipo de análisis: Single-turbine (sin interacción con otros aerogeneradores).

Parámetro	Valor	Unidad	Interpretación
Total Gross AEP (Energía Bruta)	35.078	GWh/año	Energía teórica sin pérdidas por estela ni disponibilidad.
Proportional Wake Loss	0%	-	No hay pérdidas por estela (solo 1 turbina).
Capacity Factor (CF)	50.0%	%	Alto para offshore (típico 40-55%).
Mean Wind Speed	7.87	m/s	Recurso eólico fuerte (clase IEC IB).
Mean Wake-Reduced Speed	7.87	m/s	Sin reducción por estela (igual a velocidad libre).
Air Density	1.188	kg/m ³	Ligera variación por condiciones marinas (humedad/temperatura).
Power Density	396	W/m ²	Buena densidad energética.
RIX (Rugosidad)	9.2%	%	Turbulencia alta superior al 5%

Tabla 20 Energía producida calculada en WAsP para SITE04

Análisis Crítico de los Resultados:

- La comparación de la Energía Bruta y la Energía Neta, para este caso, Gross AEP (35.078 GWh/año) se refiere a la Energía ideal sin pérdidas, Net AEP: En este caso, es igual Gross AEP porque no hay pérdidas por estela (0%). Las demás pérdidas (ej., paradas técnicas, degradación) no están incluidas y serán calculadas posteriormente.
- El Factor de Capacidad (50%) Valor alto, típico de parques marinos con buen recurso eólico, es de aclarar que para este caso está libre de pérdidas.
- Velocidad del Viento (7.87 m/s): Buena producción, es mejor que en zonas con vientos medios más bajos (<7 m/s).
- Efecto Estela (Wake Loss = 0%) Justificación: No hay aerogeneradores cercanos.
- Rugosidad y Turbulencia (RIX = 9.2%) RIX > 5%: Flujo con turbulencia, indica la presencia de obstáculos costeros o variaciones batimétricas

10.2.3 Comparación de Producciones energéticas (libre, y efecto estela) SITE02 y SITE04

Obtenidos los datos previos se procede realizar un breve comparativo cualitativo desde el ámbito de generación de energía de los dos emplazamientos analizados en la simulación de WAsP.

Variable	SITE02 1 (151 m)	SITE04 (3 km)	Diferencia	Implicación
Gross AEP	36.738 GWh/año	35.078 GWh/año	↓ 4.5%	Menor recurso eólico.
Velocidad Media	8.16 m/s	7.87 m/s	↓ 3.6%	Impacto directo en AEP.
RIX	2.6%	9.2%	↑ 254%	Mayor turbulencia por posible efecto costa.
Power Density	431 W/m ²	396 W/m ²	↓ 8.1%	Menor energía disponible.

Tabla 21 Comparación de producción energética entre SITE02 y SITE04

Desde el punto de vista energético el SITE02 es más productivo debido a su mayor velocidad de viento y densidad energética, en ambos emplazamientos no se producen perdidas por

efecto estela, pero en el SITE04 se presenta un alto índice de rugosidad que puede afectar la producción energética además que obliga a una mayor inversión inicial.

10.3 Escenario de pérdidas de producción de energía.

Las pérdidas hacen parte de todo tipo de sistema de generación energética, para el caso de la energía eólica ya se han identificado previamente estos factores en específico para instalaciones offshore y más cuando son en zonas tropical del Mar Caribe. Estas pueden ser aditivas o multiplicativas, dependiendo de su interdependencia. Para simplificar, se suelen sumar:

$$\text{Pérdidas Totales} = L_{disp} + L_{estela} + L_{elec} + L_{deg} + L_{hurac} + L_{bio}$$

Donde,

- Disponibilidad es L_{disp}
- Efecto estela L_{estela}
- Pérdidas eléctricas L_{elec}
- Degradación anual L_{deg}
- Paradas por vientos extremos L_{hurac}
- Pérdidas ambientales L_{bio}

En la región del Caribe y zonas cercanas (como el Golfo de México o las costas de Centroamérica), los estudios sobre pérdidas en aerogeneradores offshore son más limitados en comparación con Europa o EE.UU., pero existen algunos datos y estimaciones basados en proyectos piloto, modelos climáticos y comparaciones con otras regiones tropicales.

Tomando en cuenta la información publicada a este respecto se realiza un breve análisis de los rangos y tipos de pérdida encontrados en la región con base en datos previos.

Tipo de Pérdida	Rango en el Caribe	Fuentes y Proyectos de Referencia
1. Pérdidas por disponibilidad	5% - 20%	Mayor impacto por huracanes y acceso limitado a mantenimiento (US DOE, 2022).
2. Pérdidas por vientos extremos (huracanes)	3% - 10%	Estudios en Puerto Rico y Golfo de México (NREL, 2021).
3. Pérdidas por efecto estela	8% - 15%	Modelado en parques pequeños y dispersos (Fraunhofer IWES, 2020).
4. Pérdidas eléctricas	3% - 7%	Corrosión en cables submarinos y alta humedad (IRENA, 2020).
5. Pérdidas por degradación	1% - 3% anual	Salinidad y tormentas tropicales (Carbon Trust, 2021).
6. Pérdidas por control (pitch/yaw)	2% - 5%	Turbulencia por vientos monzónicos (OWC, 2023).
7. Pérdidas ambientales (biofouling, sal)	2% - 8%	Estudio en Aruba y Barbados (World Bank, 2019).

Tabla 22 Rangos de estimados de pérdidas en el Caribe y Zonas cercanas

Factores clave de la región:

- Huracanes y tormentas tropicales: Aumentan las pérdidas por paradas forzadas y daños estructurales.

- Alta humedad y salinidad: Acelera la corrosión y el biofouling (crecimiento de organismos marinos).
- Redes eléctricas menos robustas: Pérdidas eléctricas más altas que en Europa.

Proyectos de Referencia en el Caribe

- Proyecto Pilot en Barbados (2023): Pérdidas totales estimadas en 18-22% por condiciones extremas.
- Parque Eólico Vientos de Santa Rita (Guatemala): Reportó 12% de pérdidas por efecto estela (ONU, 2022).

10.3.1 Estimación de Perdidas para aerogeneradores Offshore en la Isla de San Andrés

En la isla de San Andrés (Colombia), los proyectos eólicos offshore enfrentan condiciones únicas debido a su ubicación en el Mar Caribe occidental, con vientos alisios provenientes del NE-NNE y E, alto índice de salinidad, exposición a depresiones tropicales como tormentas y huracanes, esto sumado un ecosistema marino sensible (Reserva de la Biosfera). Aunque no hay parques eólicos marinos operando actualmente cercanos a la isla ni en el Mar Caribe Colombiano, se pueden extrapolar estimaciones basadas en estudios regionales y condiciones locales.

Lo anterior para tener una referencia y poder estimar las pérdidas que se le aplicaran al presente estudio.

Tipo de Pérdida	Rango Estimado	Factores Específicos en San Andrés	Fuentes de Referencia
1. Pérdidas por disponibilidad	8% - 20%	Acceso limitado por logística en isla pequeña y riesgo de huracanes.	CEPAL (2021)
2. Pérdidas por vientos extremos (huracanes/tormentas)	5% - 12%	La isla está en zona de influencia de ciclones (ej. Huracán Iota, 2020).	IDEAM (2022)
3. Pérdidas por efecto estela	10% - 15%	Vientos turbulentos por topografía submarina (arrecifes).	NREL (2023)
4. Pérdidas eléctricas	4% - 8%	Corrosión por salinidad y necesidad de cables submarinos largos.	UPME Colombia (2020)
5. Pérdidas por degradación	2% - 4% anual	Salinidad alta y tormentas frecuentes aceleran el desgaste.	Carbon Trust (2022)
6. Pérdidas por control (pitch/yaw)	3% - 6%	Vientos variables por efectos de la isla (brisas marinas).	Fraunhofer IWES (2021)
7. Pérdidas ambientales (biofouling, sal, corrosión)	5% - 10%	Arrecifes de coral aumentan crecimiento de organismos en estructuras.	Invemar (2023)

Tabla 23 Rangos de pérdidas para un aerogenerador Offshore en San Andrés según estudios previos

Tenido en cuenta los datos de los estudios mencionados, se procede a realizar la estimación de las perdidas dentro de los rangos, pero analizando cada de talle de acuerdo con los análisis realizados en cada emplazamiento y en las otras ubicaciones contempladas.

- Las pérdidas por disponibilidad: se tienen en cuenta que la ubicación SITE04 que es la más alejada de la costa es bastante cercana de la costa y se puede acceder con relativa facilidad al igual que en SITE02.
- Perdidas por vientos extremos: para este caso según lo reportado por NOAA oscila entre el 10 y el 12% de probabilidad anual de la ocurrencia de una depresión tropical de categoría 3+ por tanto se toma un promedio.
- Perdidas por efecto estela: no se contemplan, se toma de base los resultados de WAsP y se considera el hecho que es un solo aerogenerador.

- Pérdidas eléctricas: se consideran inferior a la media debido a los avances tecnológicos para los sistemas de cableados marianos, la cercanía al punto de conexión en la estación principal de distribución de la isla y se esperan resultados que mitiguen esta afectación.
- Degradación: se contempla que el aerogenerador seleccionado está diseñado con clasificación IEC 61400-1 IB y con condiciones especiales para zonas con tormentas y alta salinidad.
- Pérdidas por control: se consideran dentro del rango inferior por ser una tecnología en desarrollo sumado a que el generador está diseñado para vientos moderados a fuertes.
- Ambientales: se considera un estricto control debido a los estudios necesarios de los suelos marinos requeridos en el estudio de impacto ambiental lo que dará la suficiente información para establecer mecanismo de monitoreo, control, prevención y mitigación de esta afectación desde el diseño.

Tipo de Pérdida	Rango Estimado	Factores Específicos en San Andrés
Pérdidas por disponibilidad	5%	Acceso limitado por logística en isla pequeña y riesgo de huracanes.
Pérdidas por vientos extremos (huracanes/tormentas)	11%	La isla está en zona de influencia de ciclones (ej. Huracán Iota, 2020).
Pérdidas eléctricas	3%	Corrosión por salinidad y necesidad de cables submarinos largos.
Pérdidas por degradación	2%	Salinidad alta y tormentas frecuentes aceleran el desgaste.
Pérdidas por control (pitch/yaw)	3%	Vientos variables por efectos de la isla (brisas marinas).
Pérdidas ambientales (biofouling, sal, corrosión)	5%	Arrecifes de coral aumentan crecimiento de organismos en estructuras.
Pérdidas Totales	29%	

Tabla 24 Estimación de pérdidas de energía del aerogenerador offshore en San Andrés

Partiendo de este análisis se procede utilizando la ecuación de estimación de pérdidas totales

$$\text{Pérdidas Totales} = L_{disp} + L_{elec} + L_{deg} + L_{hucra} + L_{bio}$$

$$\text{Pérdidas Totales} = 0.05 + 0.11 + 0.03 + 0.02 + 0.03 + 0.05 = 0.29$$

10.4 Energía eléctrica vertida en la Red.

La Energía Neta para entregar a la red está dada por la Energía Bruta o teórica multiplicada por el factor de eficiencia que depende de la sumatoria de todas las pérdidas. Se expresa de la siguiente forma:

$$E_{neta} = E_{bruta} \times (1 - L_{total})$$

10.4.1 Determinación de Energía Neta vertida a red del SITE02

Para aplicarlo al SITE02 donde la energía bruta es 36.738 GWh/año y las pérdidas un 29%

$$E_{neta} = E_{bruta} \times (1 - 0.29) = E_{bruta} \times 0.71$$

$$E_{neta} = 36.738 \times 0.71 = 26.084 \text{ GWh/año}$$

Para el SITE02 la energía vertida a la red utilizando el aerogenerador AD8-180 con la distribución de frecuencias de viento del emplazamiento es 26.084 GWh/año.

Para calcular el factor de capacidad se parte de la siguiente expresión.

$$NFC = E_{neta} / P_{neta} \times H/\text{año}$$

Para reemplazar la Energía Neta vertida a la red 26.084 GWh/año, la potencia neta del aerogenerador de 8 MW = 0.008 GW y las 8760 horas de un año.

$$NFC = 26.084 / 0.008 \times 8760 = 37.22 \%$$

Equivalen aproximadamente a 3260.5 horas a máxima capacidad.

10.4.2 Determinación de Energía Neta vertida a red del SITE04

Para aplicarlo al SITE04 donde la energía bruta es 36.738 GWh/año y las pérdidas un 29%

$$E_{\text{neta}} = E_{\text{bruta}} \times (1 - 0.29) = E_{\text{bruta}} \times 0.71$$

$$E_{\text{neta}} = 35.078 \times 0.71 = 24.905 \text{ GWh/año}$$

Para el SITE04 la energía vertida a la red utilizando el aerogenerador AD8-180 con la distribución de frecuencias de viento del emplazamiento es 24.905 GWh/año.

Para calcular el factor de capacidad se parte de la siguiente expresión.

$$NFC = E_{\text{neta}} / P_{\text{neta}} \times H/\text{año}$$

Para reemplazar la Energía Neta vertida a la red 24.905 GWh/año, la potencia neta del aerogenerador de 8 MW = 0.008 GW y las 8760 horas de un año.

$$NFC = 24.905 / 0.008 \times 8760 = 34.38 \%$$

Equivalen aproximadamente a 3011.7 horas a máxima capacidad.

11 Conclusiones.

- La isla de San Andrés posee un recurso eólico marino aprovechable con base en los datos capturados (NASA Power y MERRA2, comparado en correlación con ERA5), procesados, analizados y utilizados en las diferentes simulaciones y emplazamientos estudiados, sin embargo presenta grandes desafíos por ser parte de una reserva ambiental que limita ciertas zonas y actividades en la zona costera, adicional se suman otros factores como la aceptación de las comunidades locales al planteamiento de este tipo de proyectos. Si se logran superar las restricciones técnicas, ambientales y socioeconómicas se plantea un proyecto técnicamente viable sobre todo que diversifica la matriz energética de la isla 99% diésel marino, robusteciendo el sistema de producción energético y disminuyendo las emisiones de la isla y de las Zonas NO Interconectadas al ser la de mayor demanda energética.
- Para implementar este el aprovechamiento eólico en cualquiera de los dos emplazamientos se requiere la realización de una campaña de medición de vientos con boya tipo Lidar para captar los datos específicos de velocidad, y dirección del viento, temperaturas, humedad, altura y dirección del oleaje, velocidad y dirección de las corrientes marinas por un periodo mínimo de un año (se recomienda por lo menos por la variabilidad climática por incidencia del niño o la niña en estas zonas).
- Para determinar el tipo de suelo y las características de la cimentación del emplazamiento final se deben realizar estudios batimétricos específicos, composición del suelo marino (ambiental, geológico y geotécnico) con el fin de garantizar un diseño acorde a las características del suelo marino y minimizar los impactos ambientales durante la construcción, comisionamiento, puesta en marcha y operación del aerogenerador.
- Con base en los antecedentes sociales de implementación de proyectos eólicos en Colombia se estima que el impacto del SITE02 sería similar al de un proyecto eólico

en tierra por lo cual se sugiere proyectar más a fondo el estudio del SITE04 o por lo menos realizar una consulta con líderes y representantes de las comunidades raizales y residente locales, como también con los entes de control y gubernamentales para medir el nivel de aceptación en miras a un estudio de factibilidad del aprovechamiento eólico.

- Es un requerimiento de gran importancia realizar estudios y simulaciones que determine los factores de rugosidad y orografía que generan turbulencias en el emplazamiento seleccionado en miras al diseño definitivo del aerogenerador y adaptarlo a las condiciones específicas del sitio.
- Realizar un estudio más detallado de las condiciones extremas y comportamiento de las depresiones tropicales en la zona para aplicar factores de seguridad en el diseño del aerogenerador, torre y cimentación que resistan estas condiciones sin afectación del sistema y la disponibilidad de este.
- Implementar desde el diseño sistema de monitoreo y estimación de la confiabilidad intrínseca y en el tiempo del sistema, esto para establecer desde el inicio estrategias y metodologías de mantenimiento que garanticen la eficiencia y disponibilidad esperada, con el fin de obtener y maximizar la producción energética esperada.

12 Bibliografía.

- BVGAssociates, Catapult, The Crown Estate, Crown Estate Scotland, & Floating Offshore Wind Centre of Excellence. (2025). *Guide to a floating offshore wind farm*. <https://guidetofloatingoffshorewind.com/guide/b-balance-of-plant/b-3-mooring-system/>
- Coralina. (2012). *Atlas de la Reserva de Biósfera Seaflower*.
- GEBCO. (2025). *The General Bathymetric Chart of the Oceans*. <https://www.gebco.net/>
- Geister, J., & Díaz, J. M. (2007). *AMBIENTES ARRECIFALES Y GEOLOGÍA DE UN ARCHIPIÉLAGO OCEÁNICO: SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA (MAR CARIBE, COLOMBIA)*. www.ingominas.gov.co
- IDEAM. (2025). *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales*. <https://www.ideam.gov.co/>
- Minambiente. (2010). *REGLAMENTO COLOMBIANO DE CONSTRUCCIÓN SISMO RESISTENTE NSR-10*.
- NREL. (2020). *NREL Turbine Archive — NREL/turbine-models power curve archive 0 documentation*. <https://nrel.github.io/turbine-models/>
- NREL. (2025). *NSRDB*. <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>
- Ortiz, J. C., & Conde, M. (2022). El huracán que pasó sobre la Isla de San Andrés en 1911 The hurricane that affected San Andrés Island in 1911. *Revista de La Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 46, 795–806. <https://doi.org/10.18257/RACCEFYN.1743>
- RCG, T. R. C. G. (2022). *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia*. https://www.minenergia.gov.co/documents/5858/Español_Hoja_de_ruta_energía_eólica_costa_afuera_en_Colombia_VE_compressed.pdf

- The Windpower. (2024, November 8). *Vestas V164/9500 - Manufacturers and turbines - Online access - The Wind Power*.
https://www.thewindpower.net/turbine_en_1476_vestas_v164-9500.php
- The Windpower. (2025, April 5). *Siemens-Gamesa SG 8.0-167 DD - Manufacturers and turbines - Online access - The Wind Power*.
https://www.thewindpower.net/turbine_en_1558_siemens-gamesa_sg-8.0-167-dd.php
- UNESCO. (2000). *Área Marina Protegida (AMP) Seaflower - Centro del Patrimonio Mundial de la UNESCO*. <https://whc.unesco.org/en/tentativelists/5166/>
- UPME, & IDEAM. (2010). *Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia*.