

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 Isla de San Andrés**

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

Abril de 2025

Resumen

La isla de San Andrés, en Colombia, depende actualmente de un sistema de generación eléctrica basado en motores diésel, una fuente fósil cuyo precio está sujeto a variaciones del mercado internacional. Este modelo de suministro, además de su impacto ambiental por la emisión de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO₂), genera elevados costos en el kilovatio hora (kWh) debido a la necesidad de transportar el combustible desde el territorio continental por vía marítima. Esta situación obliga al gobierno colombiano a redirigir recursos desde otras regiones hacia San Andrés, lo cual restringe la inversión en zonas que también requieren atención y dificulta la prestación continua del servicio eléctrico en dichas áreas.

El presente Trabajo de Fin de Máster se centró en el análisis de viabilidad para la integración de fuentes de energía renovable —eólica y solar— con el fin de proponer un sistema de generación eléctrica híbrido que permita cubrir, al menos, el 30% de la demanda eléctrica horaria de la isla.

Palabras clave: Colombia, Isla de San Andrés, generación diésel, energías renovables, energía eólica, energía solar fotovoltaica, aerogenerador, paneles solares, zonas no interconectadas, SOPESA S.A.

Abstract

San Andrés Island, located in Colombia, currently relies on an electricity generation system powered by diesel engines—a fossil fuel subject to international market price fluctuations. This energy model, besides its environmental impact due to greenhouse gas emissions such as carbon dioxide (CO₂), results in high kilowatt-hour (kWh) costs because the fuel must be transported by sea from the mainland. Consequently, the Colombian government is required to allocate substantial resources from other regions to San Andrés, limiting investments in areas with equally pressing needs and hindering the provision of uninterrupted electricity service in those territories.

This Master's Thesis focuses on a feasibility analysis for the integration of renewable energy sources—specifically wind and solar power—aiming to propose a hybrid electricity generation system capable of supplying at least 30% of the island's hourly electricity demand.

Keywords: Colombia, San Andrés Island, diesel generation, renewable energy, wind power, solar photovoltaic energy, wind turbines, solar panels, non-interconnected zones, SOPESA S.A.

Contenido

1	Introducción.....	10
2	Justificación.....	10
3	Antecedentes.....	11
4	Metodología.....	12
5	Objetivos generales y específicos.....	12
5.1	Objetivo general	12
5.2	Objetivos Específicos.....	12
6	Hipótesis de trabajo	13
7	Marco teórico.....	13
7.1	Descripción de la energía eólica offshore	13
7.2	Proceso de captación de energía	14
7.3	Tipos de parques eólicos marinos	14
7.3.1	Aerogeneradores marinos con cimentación fija.....	15
7.3.2	Aerogeneradores marinos sobre plataforma flotante	15
7.4	Funcionamiento de la energía eólica Marina flotante	16
7.5	Sistema solar fotovoltaico	17
7.6	Módulo solar fotovoltaico	17
7.7	Tipos paneles solares fotovoltaicos.....	18
7.8	Componentes de un sistema solar fotovoltaico	18
8	Estado Actual Del Sistema Eléctrico En San Andrés.....	19
8.1	Descripción de la infraestructura actual.....	19
8.2	Análisis de la demanda eléctrica en la isla.....	20
8.3	Costos de generación y suministro actuales.....	21
8.4	Desafíos energéticos y ambientales	22
9	Caracterización Del Recurso Renovable	23
9.1	Evaluación del recurso solar	23
9.2	Evaluación del recurso eólico	25
9.2.1	Análisis preliminar del recurso disponible	27
9.2.2	Análisis preliminar perfil batimétrico de San Andrés	28
9.2.3	Informe de recursos y resultados del área de estudio	30

9.2.4	Evaluación preliminar cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida a la Red.	34
9.3	Métodos de medición y simulación empleados	35
9.3.1	Fuente de Datos y Procesamiento	35
9.3.2	Fuentes de Datos y Procesamiento Simulación en WAsP (Wind Atlas and Application Program)	36
9.3.3	Datos climáticos históricos y su fiabilidad	37
9.3.4	Variabilidad estacional de los recursos	39
9.3.5	Comportamiento Oceanográfico	41
9.3.6	Corrientes máximas	42
10	Selección del emplazamiento	42
10.1	Criterios de selección del emplazamiento	42
10.2	Restricciones ambientales y normativas	43
10.2.1	Contexto General del Proyecto	43
10.2.2	Restricciones Normativas y Permisos Ambientales Requeridos	44
10.2.3	Restricciones Ambientales Específicas Identificadas	44
10.2.4	Metodología y criterios de puntuación	47
10.2.5	Valoración de impactos ambientales	48
10.2.6	Plan de vigilancia ambiental	50
10.3	Accesibilidad e impacto logístico	51
10.3.1	Logística Portuaria y Vías de Acceso	51
10.3.2	Coordinación Marítima y Aérea	51
10.3.3	Preparación del Sitio y Zona de Montaje	52
10.3.4	Articulación Institucional y Comunitaria	52
10.3.5	Uso del Suelo y Condiciones Técnicas	52
10.4	Disponibilidad de interconexión con la red	52
11	Comparación de posibles ubicaciones	53
11.1	Ubicaciones del Parque Eólico	53
11.2	Ubicaciones del Parque Solar Fotovoltaico	58
12	Diseño del sistema híbrido eólico-solar	61
12.1	Descripción de los criterios generales de diseño	61
12.2	Sistema solar fotovoltaico	62
12.2.1	Datos de partida	63

12.2.2	Estimación de la energía eléctrica preliminar.....	64
12.3	Sistema Eólico	65
13	Selección de tecnología	67
13.1	Aerogeneradores: modelos y características técnicas.....	67
13.2	Paneles fotovoltaicos, tipos de estructuras e inversores.	72
13.2.1	Paneles Fovoltaiicos	72
13.2.2	Inversores	72
13.2.3	Estructuras	73
13.2.4	Análisis técnico económico	74
13.2.5	Configuración del sistema	76
13.3	Diseño de la infraestructura eléctrica sistema solar.....	78
13.3.1	Cajas de conexión	78
13.3.2	Cableado y protecciones	78
13.3.3	Transformador	80
13.4	Subestación y esquema de interconexión general	80
13.5	Estimación de producción energética Solar	82
13.5.1	Energía eléctrica bruta producida	82
13.5.2	Escenario de pérdidas eléctricas	83
13.5.3	Energía eléctrica neta vertida a la Red.....	87
13.6	Estimación de producción energética Eólica.....	89
14	Evaluación Técnico-Económica	90
14.1	Objetivo del estudio.....	90
14.2	Descripción general del Proyecto	90
14.3	Inversión inicial (CAPEX)	90
14.4	Costos operativos y mantenimiento (OPEX)	92
14.5	Estructura financiera y parámetros del Proyecto	93
14.6	Ingresos del Proyecto y modelo comercial.....	94
14.6.1	Fuentes de información y contexto regulatorio:	94
14.6.2	Opciones para venta de energía del Proyecto:	94
14.6.3	Modelo de negocio propuesto:.....	94
14.6.4	Proyección de precios y referencia de ingresos:	95
14.7	Cálculo de ingresos por venta de energía:	96

14.8	Evaluación financiera	97
14.9	Análisis de Sensibilidad	98
14.9.1	Variación en la relación (EQUITY / DEUDA)	99
14.9.2	Variación del precio base para venta de energía.....	99
14.9.3	Variación en el crecimiento anual del precio de la energía	99
14.9.4	Variación del monto de la Inversión.....	100
14.9.5	Variación en la tasa de interés de la deuda	100
15	Conclusiones y recomendaciones	101
15.1	Resumen de hallazgos clave.....	103
15.2	Escenarios recomendados para la implementación	104
15.3	Desafíos y oportunidades futuras	104
16	Bibliografía	105

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1	Parque eólico marino	13
Ilustración 2	Componentes de un aerogenerador y fase de producción	14
Ilustración 3	Tipos de anclajes de aerogenerador en parques eólicos marinos	15
Ilustración 4	Tipos de cimentación fija.....	15
Ilustración 5	Tipos de cimentación para plataformas flotantes	16
Ilustración 6	Componentes de un sistema solar fotovoltaico	17
Ilustración 7	Módulo solar fotovoltaico.....	17
Ilustración 8	Tipos de paneles solar fotovoltaicos	18
Ilustración 8	Tarifas reguladas febrero 2025 (SOPESA, 2025).....	22
Ilustración 9	Cobertura Base de datos PVGIS (PVsyst, 2025).....	23
Ilustración 10	Análisis velocidad del viento en m/s costa afuera de Colombia (RCG, 2022).....	26
Ilustración 11	Análisis de batimetría costa afuera de Colombia (RCG, 2022).....	26
Ilustración 12	Análisis velocidad del viento en m/s y densidad de potencia en W/m^2 del Archipiélago San Andrés fuente: GWA3	27
Ilustración 13	Densidad de potencia en W/m^2 de la isla de San Andrés GWA3	28
Ilustración 14	Velocidad del viento en m/s de la isla de San Andrés GWA3	28
Ilustración 15	Mapa del perfil batimétrico de la isla de San Andrés con datos de GWA3	29
Ilustración 16	Modelamiento 3D en Global Mapper del perfil batimétrico de la isla de San Andrés con datos de GWA3	30

Ilustración 17 Calificación de turbulencias de viento a una altura de 100 m fuente GWA3.....	33
Ilustración 18 Histórico de rutas de tormentas y depresiones tropicales en la zona de San Andrés Isla fuente (NOAA, 2025)	41
Ilustración 19 Histórico de comportamiento dirección y altura de oleaje, dirección y velocidad de corrientes marinas, frecuencia de eventos extremos fuente (Copernicus Marine, 2025)	42
Ilustración 20 Zonificación de manejo ambiental marino de la Isla de San Andrés. (Google Earth, 2025)	46
Ilustración 21 Mapas preselección de ubicaciones de aerogeneradores con base en densidad de potencia, velocidad de viento y batimetría de San Andrés Isla fuente propia elaboración en WAsP	54
Ilustración 22 Ubicaciones zonas de estudio para instalación de parque eólico marino	56
Ilustración 23 Propuesta emplazamiento onshore (Google Earth, 2025)	59
Ilustración 24 Topografía emplazamiento SSFV onshore (Google Earth, 2025).....	61
Ilustración 25 Producción mensual de energía mediante PVGIS. https://pvgis.com/en	65
Ilustración 26 Emplazamiento onshore con estructura delta	77
Ilustración 27 Distribución de cableado de la planta solar (Prysmian Group, 2020)	78
Ilustración 28 Diagrama unifilar propuesto	82
Ilustración 29 Simulación 3D de sombras. (PVSYST, 2025).....	84
Ilustración 30. Perfil de obstáculos en el diagrama de trayectorias del Sol (PVSYST, 2025)	84
Ilustración 31. Pérdidas por valores en la irradiación (PVSYST, 2025)	85
Ilustración 32. Pérdidas del sistema (PVSYST, 2025)	87

Índice de Graficas

Grafica 1 Curva de demanda eléctrica horaria en San Andrés. Fuente: elaboración propia con datos de SOPESA	21
Grafica 2 Irradiación horizontal global emplazamiento onshore (PVSYST, 2025).....	25
Grafica 3 Análisis de correlación de datos de velocidad medidos a 10, 20 y 50m con extrapolación a 100 m fuente propia elaborado en Windographer.....	31
Grafica 4 Ajuste de Weibull de distribución de frecuencia de velocidad de viento a 100 m fuente propia elaborado en Windographer.....	31
Grafica 5 Rosa de los vientos de frecuencia de velocidad y dirección de viento a 100 m fuente propia elaborado en Windographer.....	32
Grafica 6 Perfil de velocidad de viento a con incremento de alturas hasta 100 m fuente propia elaborado en Windographer.....	32
Grafica 7 Perfil de densidad del aire con incremento de alturas fuente propia elaborado en Windographer	34

Grafica 8 comparación de curvas de potencia de aerogeneradores preseleccionados con base en datos de velocidad de viento altura de buje 100 m fuente propia elaborado en Windographer	35
Grafica 9 Variación mensual de velocidad de viento altura de buje 100 m fuente propia elaborado en Windographer.....	39
Grafica 10 Variación diaria de velocidad de viento altura de buje 100 m fuente propia elaborado en Windographer.....	40
Grafica 11 Variación de velocidad extrema de viento a un periodo de retorno de 50 años fuente propia elaborado en Windographer.....	40
Grafica 12 Curva de Potencia Adwen AD8-180	68
Grafica 13 Curva de Potencia SG 167-8.0.....	69
Grafica 14 Curva de Potencia Vestas V164-9.5 MW	71
Grafica 15 Producción horaria de paneles solares con estructuras delta, trackers y fija	74
Grafica 16 Producción neta de la planta solar	83
Grafica 17 Energía Eléctrica vertida a la red vs Energía eléctrica producida	88
Grafica 18 Demanda promedio diario mensual vs Energía Eléctrica vertida a la red diaria mensual	88

Índice de Tablas

Tabla 1 Capacidad instalada de generación diésel en San Andrés (2024) (Mossos J. Álvaro Alexander, 2025)	19
Tabla 2 Distribución energía facturada por sector.....	20
Tabla 3 Análisis preliminar de densidad de potencia en W/m^2 y velocidad de viento del Archipiélago de San Andrés Fuente: GWA3.....	28
Tabla 4. Comparación de salida de energía neta entre varios aerogeneradores off shore con base en datos de velocidad de viento altura de buje 100 m fuente propia elaborado en Windographer	34
Tabla 5 Estimación de incertidumbre de los datos utilizados fuente elaboración propia.....	38
Tabla 6 Análisis preliminar de zonas de estudio del Archipiélago de San Andrés para aprovechamiento eólico marino y el generador fotovoltaico.....	43
Tabla 7 Matriz de valoración de impactos ambientales (fuente: elaboración propia)	49
Tabla 8 Plan de vigilancia ambiental (fuente: elaboración propia)	50
Tabla 9 Zonas de estudio de prefactibilidad para instalación de parque eólico marino	54
Tabla 10 Evaluación cualitativa criterios de prefactibilidad zonas de estudio para instalación de parque eólico marino	55
Tabla 11 Evaluación cuantitativa criterios de prefactibilidad zonas de estudio para instalación de parque eólico marino	55
Tabla 12 Zona alternativa de estudio al SITE02 para ubicación aerogenerador	56

Tabla 13 Evaluación oceanográfica zona de estudio 1 para instalación de parque eólico marino	56
Tabla 14 Evaluación oceanográfica zona de estudio 2 para instalación de parque eólico marino	57
Tabla 15 Evaluación oceanográfica zona de estudio 3 para instalación de parque eólico marino	57
Tabla 16 Combinaciones entre paneles, inversores y estructura	63
Tabla 17 Datos de entrada para calcular la producción de energía media anual mediante PVGIS	64
Tabla 18 Especificaciones Técnicas Generales Adwen AD8-180.....	67
Tabla 19 Especificaciones Técnicas Generales SG 167-8.0.....	68
Tabla 20 Especificaciones Técnicas Generales Vestas V164-9.5 MW	70
Tabla 21 Comparativo para los tres generadores.....	71
Tabla 22 Propuesta paneles solares	72
Tabla 23 Propuesta inversores solares	73
Tabla 24 Análisis técnico económico	74
Tabla 25 Criterios distribución entre la planta solar e inversores.....	77
Tabla 26 Cableado por string.....	79
Tabla 27 Cableado caja de conexión - Inversores	79
Tabla 28 Cableado inversores – Transformador BT/MT.....	80
Tabla 29 Cableado Transformador – Punto de conexión	80
Tabla 30 Estimación de pérdidas de aerogenerador	89
Tabla 31 Inversiones para la construcción de los parques eólico y solar	91
Tabla 32 Seguros aplicables al Proyecto	92
Tabla 33 Tablas de amortización de la DEUDA (alternativas 1 y 2)	94
Tabla 34 Composición del CU en ASU San Andrés Islas 2024 (elaboración propia, fuente: (SUPERSERVICIOS, 2025).....	96
Tabla 35 Proyección de ingresos a 25 años Proyecto híbrido solar + eólico (elaboración: propia) (SUPERSERVICIOS, 2025).....	97
Tabla 36 Resultado indicadores de viabilidad económica (elaboración: propia)	98
Tabla 37 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en la relación (EQUITY / DEUDA).....	99
Tabla 38 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación del precio base para venta de energía....	99
Tabla 39 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en el crecimiento anual del precio de la energía.....	99
Tabla 40 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación del monto de la inversión	100
Tabla 41 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en la tasa de interés de la deuda	100

1 Introducción

El valor de la energía eléctrica dentro de un territorio está determinado por el precio y las cantidades consumidas, factores que a su vez dependen de la disponibilidad de fuentes energéticas para generar energía y del uso de esta. Lo último, se encuentra íntimamente ligado al nivel de obsolescencia de los equipos, su correspondiente consumo energético y los hábitos de utilización.

En cuanto a la disponibilidad de fuentes energéticas, en el caso particular de las zonas no interconectadas (ZNI) —áreas geográficas de Colombia donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN)— la generación de energía eléctrica depende actualmente, en su mayoría, de la tecnología diésel. Tecnología que además de presentar altos costos de administración, operación y mantenimiento de las plantas, se le suma el transporte del combustible, impactando negativamente el medio ambiente a causa de las mayores emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que esta supone. Este es el caso de la Isla de San Andrés, situada en el mar Caribe, es el principal territorio insular de Colombia, destacándose tanto por su relevancia económica, como por su alta densidad poblacional aproximadamente 60.000 habitantes según estimaciones del DANE en el año 2024 (DANE, 2024). Actualmente, la energía eléctrica de la isla de San Andrés se produce con 19 unidades de generación a diésel, las cuales consumen aproximadamente 15 millones de barriles anuales (Gómez et al., 2016). Esta dependencia no solo tiene repercusiones ambientales produciendo 10.1kg de CO₂ por cada galón de combustible utilizado, sino que también afecta la seguridad energética de la isla. La necesidad de importar diésel de la parte continental de Colombia implica altos costos adicionales debido al transporte y almacenamiento, lo que incrementa las tarifas de energía para los habitantes. Esta condición deriva en que el gobierno nacional deba subsidiar una parte importante de los costos de generación y distribución de energía eléctrica, aproximadamente 75.000 millones de pesos colombianos por año (DNP et al., 2016).

Ante esta situación, se presenta una oportunidad crucial para diseñar un sistema híbrido de generación de energía eléctrica a partir de energías renovables, focalizando nuestro proyecto en el aprovechamiento de dos fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER): Eólica Offshore y Solar Fotovoltaica.

2 Justificación

Colombia se divide energéticamente en dos tipos de zonas: las zonas interconectadas (ZI) y las zonas no interconectadas (ZNI). Las primeras, tienen acceso al servicio de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las segundas son aquellas que carecen de servicios esenciales como los ya mencionados o que lo suplen en su mayoría a partir de combustibles fósiles. Las ZNI se encuentran geográficamente en lugares de difícil acceso y carecen de infraestructura física. No cuentan con vías de acceso apropiadas y se encuentran retiradas de los centros urbanos. Por esto se hace difícil la logística en la atención de servicios esenciales, con altos costos tanto de inversión como de operación. Las comunidades que allí conviven se ven afectadas a diario por el incremento de la huella de carbono, fruto de la necesidad de suplir estos recursos a partir de combustibles fósiles como el Diésel.

La Isla de San Andrés abastece su demanda energética, casi en su totalidad con combustibles fósiles, lo que implica retos importantes a la sostenibilidad ambiental y financiera. San Andrés requiere una solución de energización local, a partir de Fuentes No Convencionales de Energía

FNCE que permita mitigar el cambio climático y ofrecer un servicio más limpio, económico, seguro, confiable y sostenible en el tiempo. Que vaya encaminado también a contribuir con los objetivos y metas propuestas en el acuerdo de París, en los Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS y en línea con el programa Colombia Carbono Neutral liderado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en donde se busca reconocer e impulsar los esfuerzos de diferentes actores en la reducción de gases de efecto invernadero (GEI), para así lograr la reducción del 51% de las emisiones de CO₂ en el año 2030 y llevarlas a cero en el año 2050. Para lograr esto se necesita apalancar la matriz energética con FNCE de las cuales, para la isla de San Andrés, el informe de integración de las energías renovables no convencionales en Colombia recomienda la instalación de hasta 6.6MW de energía solar fotovoltaica. Esto implicaría no solo una disminución en el costo nivelado de energía (LCOE) de aproximadamente 0,210 USD/kWh, sino también la mayor reducción posible en el uso de combustibles fósiles, según los resultados de todos los escenarios evaluados en este estudio. Se estima que la instalación de dicha capacidad en paneles solares fotovoltaicos requeriría un área cercana a 13 hectáreas. También recomienda la instalación de aproximadamente 20MW eólicos a fin de maximizar la penetración de FNCER en la isla (UPME et al., 2015). Para integrar una proporción mayor de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en comparación con los escenarios planteados, sería necesario implementar sistemas de almacenamiento. Además, se resalta la importancia de llevar a cabo análisis eléctricos más precisos, especialmente en términos de estabilidad de la red, para garantizar una integración eficiente de esta cantidad de energía renovable.

3 Antecedentes

En la isla de San Andrés se han desarrollado algunos programas piloto del gobierno nacional orientados hacia la Transición energética, tal es el caso del programa “Be Energy” finalizado en el año 2023 (MINMINAS, 2023) un programa piloto del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) con apoyo del Ministerio de Minas y Energía, y que fue financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), impulsó la implementación de energías renovables en el archipiélago colombiano a través de la contratación de mano de obra local para la ejecución de las actividades del Programa en el sector residencial, comercial y oficial, que incluyó la instalación de Sistemas Solares Fotovoltaicos, el recambio de neveras y aires acondicionados de la mejor eficiencia energética; y la sustitución gratuita de bombillas incandescentes y halógenas por bombillas tipo LED.

En el año 2024 también fue desarrollado por el gobierno nacional la inauguración de la primera comunidad energética de salud (Energía Estratégica, 2024) en la isla de San Andrés, proyecto focalizado específicamente en el Hospital Departamental Lynd Newball de San Andrés, el cual a partir de 224 paneles solares cubre un 20% de su demanda eléctrica.

De igual forma se han efectuado años atrás estudios en las Zonas No Interconectadas ZNI que abordan soluciones fotovoltaicas para las mismas, se destaca el estudio (Feron, 2016). En este estudio se tratan los principales inconvenientes multidimensionales que pueden limitar la sostenibilidad de los sistemas fotovoltaicos (PV) sin conexión a la red en países en desarrollo, considerando cuatro dimensiones de la sostenibilidad (institucional, económica, ambiental y sociocultural).

Sin embargo, cada uno de estos proyectos y estudios, se quedan cortos para las necesidades de la isla de San Andrés la cual a la fecha no ha tenido un proyecto a gran escala que permita disminuir el consumo de Diésel en esta región, disminuir los costos de generación de energía eléctrica,

disminuir la demanda de subsidios al gobierno nacional para cubrir parte del costo de la energía eléctrica para la isla y de igual forma no se ha logrado una reducción significativa en la emisión de gases de efecto invernadero.

Así mismo, la implementación de energía eólica en Colombia se ha visto afectada debido a que se han presentado diversos inconvenientes en los proyectos (todos en el área continental) en zonas de mayor densidad energética, velocidades y dirección de viento favorables desde el punto de vista técnico; por ejemplo, El proyecto eólico Windpeshi en La Guajira, fue suspendido indefinidamente por Enel Colombia en mayo de 2023. La suspensión se debió a conflictos con comunidades indígenas wayuu (EL PAÍS, 2023). Dichos inconvenientes han ocurrido por varias razones, entre estas, predominan principalmente los factores sociales y económicos de las áreas de influencia de estos, así como también los retrasos en las licencias ambientales y de conexión a red, cuyas autorizaciones depende de los tramites regulatorios gubernamentales propios de cada proyecto, afectando a promotores, contratistas y la capacidad del SIN.

4 Metodología

La metodología que seguimos para el desarrollo de nuestro estudio se resume en los siguientes pasos:

- ❖ Revisión de casos y selección/ identificación de problema cuya posible solución esté focalizada en la generación eléctrica a partir de fuentes de energías renovables.
- ❖ Revisión marco teórico y conceptual en torno a la posible solución del problema.
- ❖ Estudio condiciones actuales de generación eléctrica en la isla de San Andrés.
- ❖ Estudio del recurso eólico y solar aprovechable para la generación eléctrica en la isla de San Andrés.
- ❖ Selección de emplazamiento y propuesta de sistema de generación eléctrico basado en fuentes renovables.
- ❖ Estudios técnico- económicos, ambientales, seguridad y salud para la alternativa propuesta.
- ❖ Determinación de viabilidad para el sistema propuesto.
- ❖ Conclusiones y recomendaciones.

5 Objetivos generales y específicos

5.1 Objetivo general

Abastecer un 30% de la demanda horaria eléctrica de la isla de San Andrés (Colombia) a partir de tecnología eólica offshore y tecnología solar fotovoltaica.

5.2 Objetivos Específicos

- Introducir el uso de fuentes de energías renovables para suplir la demanda de energía eléctrica de la isla de San Andrés, la cual a la fecha se abastece a partir de generación eléctrica térmica haciendo uso de combustibles fósiles.
- Definir la mejor ubicación para el emplazamiento de tecnología eólica y solar fotovoltaica para generación de energía eléctrica para la isla de San Andrés.
- Establecer la disponibilidad y punto de conexión a la red eléctrica de transmisión de energía eléctrica para la isla de San Andrés.

- Realizar estudio de caracterización y aprovechamiento del recurso eólico y solar de la isla de San Andrés.
- Definir un sistema híbrido a partir de tecnología eólica y solar fotovoltaica que permita abastecer un 30% de la demanda horaria eléctrica de la isla de San Andrés.
- Reducir impacto ambiental y emisiones de GEI en el suministro de energía eléctrica a la Isla de San Andrés.
- Reducir costos de generación y abastecimiento de suministro eléctrico a la isla de San Andrés.
- Analizar la viabilidad económica del proyecto de generación eléctrica propuesto.

6 Hipótesis de trabajo

Nuestro TFM propone estudiar la prefactibilidad de suplir, a partir de FNCER como lo son la energía eólica y la energía solar fotovoltaica un 30% de la demanda horaria eléctrica de la Isla de San Andrés, (Colombia).

7 Marco teórico

7.1 Descripción de la energía eólica offshore

Cuando nos referimos de manera coloquial a la energía eólica, nos imaginamos los molinos de viento instalados en el continente, denominado eólica «onshore» o terrestre. No obstante, hoy en día, con los nuevos avances tecnológicos, cada vez resulta más viable situar los aerogeneradores en el océano, de manera que la tecnología eólica «offshore» o eólica marina va a tener una posición relevante y estratégica en la generación de energía en pocos años.

La energía eólica marina se obtiene al convertir la fuerza del viento en energía eléctrica a través de los aerogeneradores. Estos aerogeneradores se sitúan en alta mar como se muestra en la Ilustración 1, donde la velocidad del viento es alta y además constante, por no existir barreras físicas que frenen al viento. Además, para aumentar la rentabilidad, se desarrollan mega construcciones flotantes o fijadas al fondo marino.



Ilustración 1 Parque eólico marino

La eólica marina produce energía de forma estable y es posible aumentar o disminuir su producción en función de las estaciones. Por ejemplo, se incrementa la producción en otoño e invierno, estaciones de mayor consumo y de baja radiación solar, pudiendo ser complementario con el resto de las energías renovables.

Como se puede predecir, la instalación y el mantenimiento de la eólica marina es mucho más costoso que el de las instalaciones en suelo terrestre, además, su vida útil es menor. Sin embargo, la investigación e innovación han permitido que los costes de las cimentaciones y anclajes hayan disminuido considerablemente, y por lo tanto el precio del megavatio (MW) de potencia se está acercando al resto de energías renovables.

7.2 Proceso de captación de energía

Las palas son los elementos de los aerogeneradores diseñados para girar por la fuerza del viento y captar así su energía cinética. Estas son de gran longitud y pueden girar incluso con vientos muy leves a partir de los 3m/s. Las palas hacen girar la turbina a una velocidad angular lenta, que es incrementado por un multiplicador. A continuación, mediante un generador se transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

Desde los parques eólicos se transfiere la energía eléctrica producida en sus instalaciones a una subestación de distribución mediante una línea eléctrica, y desde aquí se transporta hasta llegar al consumidor. Cuando el parque eólico marino está situado cercano a la costa, la electricidad se evacúa mediante un cable de exportación directamente a una subestación en tierra. Sin embargo, si está situado lejos de la costa, la electricidad primero se evacúa a una subestación marina (flotante o cimentada) donde se eleva el voltaje de la potencia generada por las turbinas.

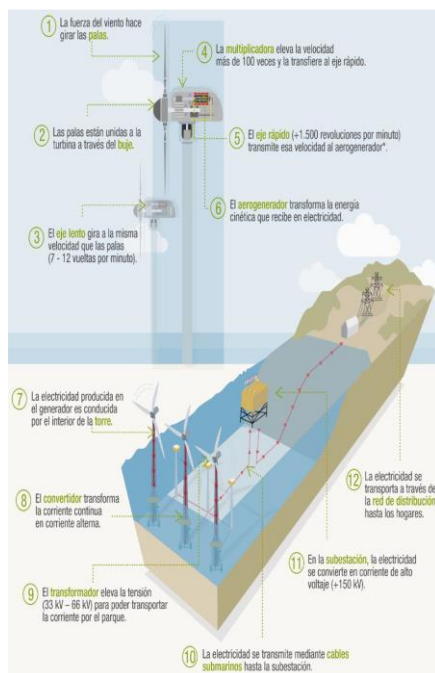


Ilustración 2 Componentes de un aerogenerador y fase de producción

Existe una gran similitud entre los aerogeneradores marinos y terrestres. Se diferencian simplemente por el tamaño de la turbina, las cuales son mayores en alta mar para que la instalación sea rentable, pues los costes de cimentación y cableado son elevados, para poder generar grandes potencias en una misma instalación.

7.3 Tipos de parques eólicos marinos

En función del tipo de anclaje del aerogenerador, se distinguen dos modelos como se puede observar en la Ilustración 3:

7.3.1 Aerogeneradores marinos con cimentación fija

Tienen una estructura de apoyo sobre el fondo marino con cimentación fija. En función del tipo de cimentación, se distinguen tres tipos: con monopilote, de apoyo por gravedad y por último “jackets”. Actualmente la tecnología de cimentaciones fijas se utiliza en emplazamientos con un máximo de 30 m de profundidad.



Ilustración 3 Tipos de anclajes de aerogenerador en parques eólicos marinos

En la Ilustración 4 podemos observar las cimentaciones fijas que pueden ser:

- a) Monopilote: estructura sencilla de acero enterrada en el lecho marino que sustenta el aerogenerador. No se usa para profundidades mayores de 15m.
- b) De apoyo por gravedad: fabricadas en hormigón o acero, se asientan en el lecho marino previamente preparado.
- C) “Jackets” o “trípode”: estructuras complejas apoyadas en 3 o 4 puntos sobre el fondo. Se utiliza en profundidades a partir de los 30 metros.

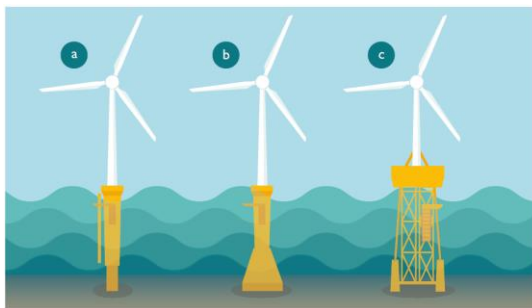


Ilustración 4 Tipos de cimentación fija

7.3.2 Aerogeneradores marinos sobre plataforma flotante

Se ubican en grandes profundidades y alejados de la costa. Permiten ubicar el parque en zonas extensas y con gran potencial. El cableado submarino para la extracción de la electricidad a tierra de estas plataformas debe de estar preparado para funcionar a cientos de metros de profundidad.

En función del sistema de anclaje al suelo marino, éstas se clasifican como: mono pilar flotante “spar”, plataforma semisumergida y TLP.

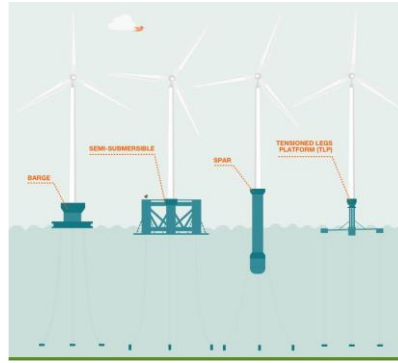


Ilustración 5 Tipos de cimentación para plataformas flotantes

Existen 4 tipos diferentes de plataformas flotantes como se puede observar en la Ilustración 5. Todas ellas han necesitado un gran desarrollo tecnológico, y se pueden clasificar en los siguientes tipos:

- Barcaza. En cuanto a sus dimensiones, la estructura es similar a la de un barco. La plataforma flotante tiene una gran área de contacto con el agua, lo que permite conseguir estabilidad mediante la distribución de la flotabilidad. Están hechos para permitir desplazamientos y disminuir la tensión en la estructura. Para evitar movimientos indebidos, debajo de la línea de flotación de la plataforma se colocan placas de arfada (heave plates).
- Semi-sumergible. En estas plataformas se busca minimizar la superficie en contacto con el agua, y maximizar el volumen para aportar flotabilidad. Posee un grupo de cilindros o columnas verticales de grandes dimensiones que proporcionan estabilidad hidrostática. Para mantener la posición de la estructura, posee unos tirantes que se anclan al fondo del mar.
- Spar. La estructura flotante es un cilindro vertical con mucha más densidad en el fondo, de forma que se baja el centro de gravedad, mejorando así la estabilidad. Como las dimensiones de las turbinas son cada vez mayores, se van necesitando cilindros cada vez más largos para poder compensar los pesos, pero a su vez dificulta la fabricación, el transporte y la instalación.
- Tensioned Legs Platform (TLP). Novedosa, pero con gran complejidad. Consiste en una columna central con unos brazos (tres, cuatro o cinco) conectados a tensores y con líneas de anclaje. Antes de instalar el aerogenerador, se acoplan flotadores temporales y reutilizables para evitar que el conjunto vuelque. Estos flotadores también serán utilizados para remolcar la estructura hasta la ubicación deseada.

7.4 Funcionamiento de la energía eólica Marina flotante

Actualmente, es técnicamente viable la instalación de plataformas flotantes entre 40 y 300 metros. Sin embargo, existen estudios donde se demuestra que se puede incrementar este rango de profundidad que puede ir desde a los 30 metros hasta 800 metros. Generalmente la tendencia es construir parques flotantes en áreas donde las profundidades no permiten cimentaciones fijas por motivos técnicos o económicos. Pero esta tendencia se está cambiando dado que nuevos estudios avalan y ven viable la instalación de plataformas flotantes en los emplazamientos de menor profundidad.

Las palas hacen rotar el generador eléctrico produciendo así la electricidad. Esta se lleva a tierra mediante cables submarinos y finalmente se distribuye a través de la red eléctrica.

Para que los aerogeneradores produzcan la mayor cantidad de energía posible es fundamental que se mantengan estables, minimizando cualquier tipo de movimiento y así asegurar el funcionamiento en condiciones óptimas.

7.5 Sistema solar fotovoltaico

De manera general, una instalación solar fotovoltaica [ISF] se ajusta a un esquema como el mostrado en la Ilustración 6. Un sistema solar fotovoltaico utiliza como elemento principal la irradiación solar, irradiación que es captada por un panel solar o módulo fotovoltaico que la traspa a un inversor en forma de corriente directa. Al momento que este flujo de carga eléctrica pasa por el inversor, este la convierte en corriente alterna, la cual, al salir de este componente, circula hasta una caja de “breakers” y simultáneamente a un medidor bidireccional, elementos que tienen como función entregar esta energía transformada a la red.

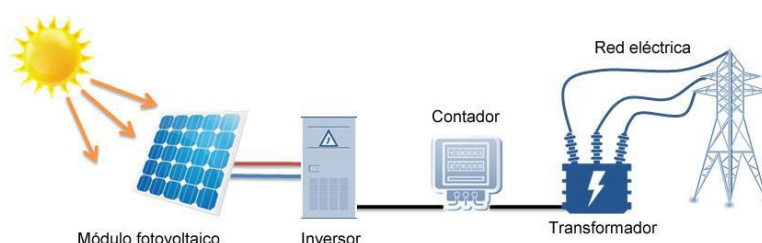


Ilustración 6 Componentes de un sistema solar fotovoltaico

7.6 Módulo solar fotovoltaico

El panel solar o modulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o marco que proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión.

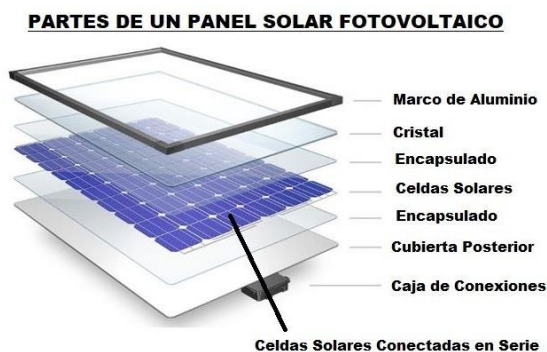


Ilustración 7 Módulo solar fotovoltaico

El principal elemento de cualquier instalación de energía solar es el módulo, que es denominado como célula solar y se caracteriza por convertir los fotones provenientes de la luz del sol en electricidad, ya que su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico.

La célula al igual que un diodo, consiste en una unión de semiconductores p-n. Si la luz penetra en la célula, cada fotón absorbido genera un par de electrones. Las partículas se separan del

campo de la región de carga espacial y se mueven a los contactos a través de la base hasta el contacto posterior inferior: los electrones del emisor pasan a los contactos frontales. Estas son pequeñas tiras de metal que transportan los electrones generados al riel colector actual (barra colectora). Si se conecta una carga a los dos polos de la célula solar, esto puede extraer la energía eléctrica generada.

7.7 Tipos paneles solares fotovoltaicos

Paneles solares monocristalinos. Este tipo de paneles, se caracterizan por su fabricación en un único cristal de silicio, lo que le permite ofrecer un mayor rendimiento, en comparación a otro tipo de paneles. El panel monocristalino destaca por su alta eficiencia, logrando entre el 18 y el 23%.

Paneles solares policristalinos. Este tipo de paneles se fabrica a partir de varios fragmentos de silicio que se funden para su integración. Ofrecen una eficiencia entre el 13 y 18%.

Paneles solares de película delgada. Los paneles de película delgada, o también conocidos como Thin-film, son un tipo de panel fabricado en capas delgadas de varios materiales semiconductores, que se depositan en superficies flexibles o rígidas. Este tipo de composición hace que este sistema se caracterice por su flexibilidad y ligereza, permitiendo su instalación en estructuras curvas, aunque su eficiencia es mucho menor a la de un dispositivo hecho de silicio, ofreciendo una eficiencia, entre un 8 y 12%.

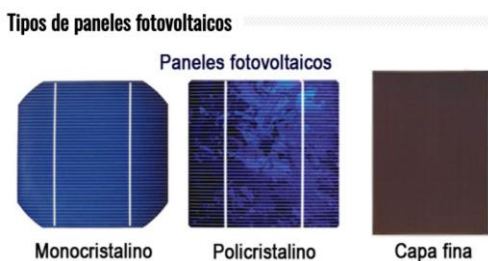


Ilustración 8 Tipos de paneles solar fotovoltaicos

7.8 Componentes de un sistema solar fotovoltaico

Paneles solares fotovoltaicos Las placas fotovoltaicas contienen células solares fabricadas con materiales semiconductores que convierten la luz solar en electricidad de corriente continua.

Estructuras de soporte Las estructuras de soporte sostienen y fijan los módulos fotovoltaicos en tejados o en el suelo. Están fabricadas con aluminio y aluminio anodizado, mayoritariamente. Los formatos de las estructuras son coplanar (sin inclinación), inclinadas en diferentes ángulos e incluso con seguimiento (seguidores solares).

Cableado El cableado conecta los distintos componentes para que circule la electricidad desde los módulos al inversor, de la batería al inversor, y a la instalación eléctrica.

Inversores Los inversores solares convierten la electricidad de corriente continua (CC) generada por los módulos fotovoltaicos, o la obtenida de la batería, en corriente alterna (CA) para uso doméstico o comercial.

Sistemas de monitorización Los sistemas de monitorización realizan un seguimiento del rendimiento y la producción del sistema de energía solar, proporcionando datos y avisos para el mantenimiento.

Controladores de carga (opcional) Los controladores de carga regulan la tensión y la corriente que va a la batería para cargarla y evitar la sobrecarga. Se utilizan en instalaciones aisladas de la red.

Baterías (Opcional) Las baterías almacenan el exceso de electricidad generada (no consumida) para utilizarla cuando la producción solar es baja o por la noche.

8 Estado Actual Del Sistema Eléctrico En San Andrés

8.1 Descripción de la infraestructura actual

El Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina hace parte de las zonas no interconectadas en adelante ZNI, dada su condición de insularidad, su suministro eléctrico actual se produce a partir de la generación térmica con diésel como combustible primario. San Andrés, es la más grande de las islas de este territorio, contando con una demanda promedio de 32 MW, y una infraestructura de 19 generadores alimentados por diésel como se muestra en la Tabla 1 que para 2024 produjo un total de 214 GWh/año, posicionándola como una región interesante para realizar un análisis de viabilidad para el aprovechamiento del recurso eólico y solar. (Duque Montenegro et al., 2023).

El sistema de distribución eléctrica de San Andrés es operado por EEDAS como interventor y SOPESA. La generación de energía se realiza mediante un conjunto de grupos electrógenos que inyectan potencia en un barraje de 13,8 kV. Desde allí, tres transformadores elevadores de 13,8/34,5 kV con una capacidad de 25 MVA cada uno abastecen el Sistema de Distribución Local (SDL).

Este sistema incluye un doble circuito de 34,5 kV con una extensión de 5,8 km que conecta la central de Punta Evans con la subestación de distribución Bight, así como otro doble circuito de 34,5 kV de 3,1 km que enlaza Punta Evans con la subestación School House.

La subestación Bight está equipada con dos transformadores de 34,5/13,2 kV de 25 MVA cada uno, mientras que la subestación School House cuenta con un transformador de las mismas características. Además, ambas subestaciones están interconectadas mediante un circuito simple de 34,5 kV con una longitud de 2,1 km.

Item	Planta	Identificador	Marca	Capacidad [kW]	Estado
1	1	MB1	Mirrlees Blackstone 70561	9600	En Operación
2	1	MB2	Mirrlees Blackstone 70562	9600	En Operación
3	2	EMD 9	General Motor EMD 94N11009	2865	En Operación
4	2	EMD 10	General Motor EMD 96G11014	2865	En Operación
5	2	EMD 11	General Motor EMD 96J11005	2865	En Operación
6	2	EMD 12	General Motor EMD 96H11009	2865	En Operación
7	2	EMD 13	General Motor EMD 96K11023	2865	En Operación
8	2	EMD 14	General Motor EMD 96K11026	2865	En Operación
9	3	MAN 1	Man Diésel 1135455	14300	En Operación
10	3	MAN 2	Man Diésel 1135580	14300	En Operación
11		P RSU		1950	En Operación
TOTAL				66940	En Operación

Tabla 1 Capacidad instalada de generación diésel en San Andrés (2024) (Mossos J. Álvaro Alexander, 2025)

8.2 Análisis de la demanda eléctrica en la isla

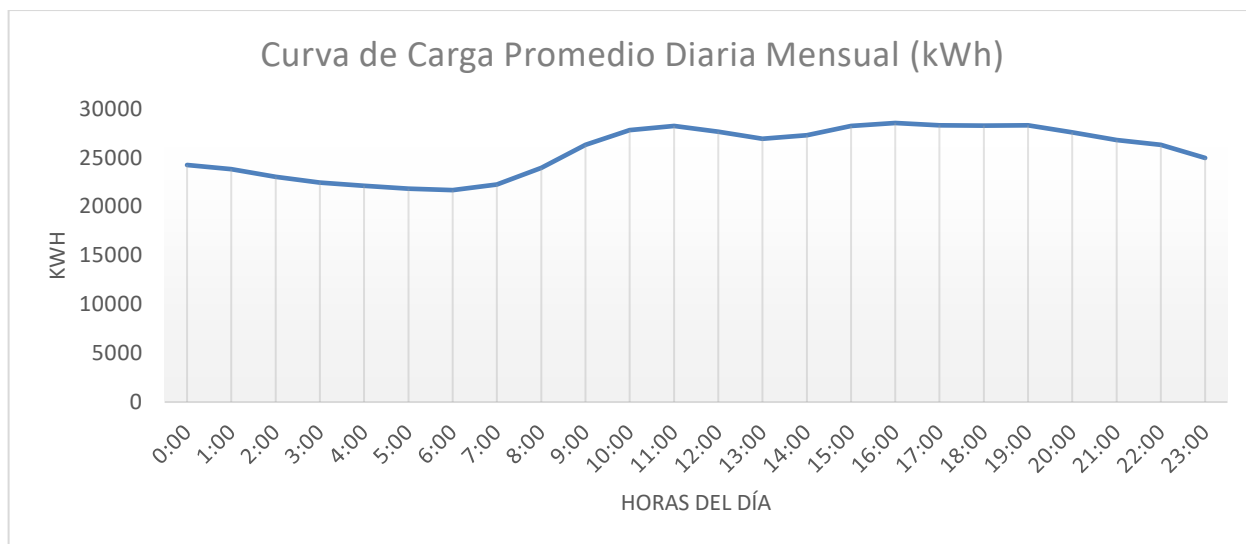
El consumo de electricidad en San Andrés se distribuye principalmente entre el sector residencial y el comercial/servicios, este último subdividido en tres categorías: hotelería, sector público y otros servicios.

Cliente	Número de Usuarios	Energía Facturada	Distribución Porcentual
ESTRATO 1	4158	11686038	5,8%
ESTRATO 2	8267	24340408	12,0%
ESTRATO 3	5706	20814508	10,3%
ESTRATO 4	1148	5725790	2,8%
ESTRATO 5	718	5179790	2,6%
ESTRATO 6	117	947597	0,5%
COMERCIALES	3003	117235069	57,8%
OFICIALES	208	16886838	8,3%
Totales	23325	202816038	100,0%

Tabla 2 Distribución energía facturada por sector

De acuerdo con la Tabla 2, en el año 2024 alrededor de 23325 usuarios consumieron aproximadamente 202.8 GWh al año, alcanzando una potencia máxima de 34.3 MW. Según la tendencia histórica, se proyecta que esta demanda crezca a una tasa anual del 2,2%. El sector comercial con 3.003 usuarios, representan el 57,8% de la energía facturada, lo que los convierte en el principal consumidor de electricidad.

Para determinar nuestro caso base vigente al año 2025 en la isla de San Andrés, se partió de los datos disponibles registrados en el Informe mensual de telemetría correspondiente al mes de enero de 2025 (Mossos J. Álvaro Alexander, 2025). La demanda actual de la isla, considerando los datos de carga diaria entregados por SOPESA para la generación de energía eléctrica en la isla de San Andrés, nos da la curva típica disponible que se presenta en la Grafica 1



Grafica 1 Curva de demanda eléctrica horaria en San Andrés. Fuente: elaboración propia con datos de SOPESA

8.3 Costos de generación y suministro actuales

La dependencia del diésel para la generación eléctrica implica costos elevados, tanto por el precio del combustible como por los gastos asociados a su transporte y manejo. Además, el gobierno central otorga subsidios para la generación de energía eléctrica en las ZNI, lo que representa una carga fiscal significativa.

El suministro de energía eléctrica en el Archipiélago opera bajo un contrato de concesión en un área de servicio exclusivo, firmado entre el Ministerio de Minas y Energía y la empresa privada SOPESA. Esta compañía es responsable de todas las actividades relacionadas con la generación, distribución y comercialización de electricidad en la región.

En cuanto a la generación, San Andrés dispone de una capacidad instalada de 83,6 MW, distribuida en 18 unidades generadoras que funcionan con diésel marino, el cual es transportado desde la central de Ecopetrol en Cartagena. La producción anual de electricidad alcanza aproximadamente los 214 GWh/año, mientras que la demanda máxima del sistema en la isla es de 32 MW. Para el año 2014, se estimó que el costo de generación, incluyendo la quema 12 millones de galones de diésel, los gastos operativos y de mantenimiento, fue de 0,372 USD/kWh. (Gómez et al., 2016).

Las tarifas eléctricas en la isla están parcialmente subsidiadas por el Ministerio de Minas y Energía, lo que ayuda a reducir el costo para los usuarios y garantizar la accesibilidad al servicio, en la Ilustración 9 se muestran las tarifas reguladas para febrero de 2025 para los sectores, residencial, comercial/industrial, oficial/especial, provisional y alumbrado público.

	GESTION COMERCIAL		CODIGO: FT-GFA-10
			VERSION:003
	TARIFA		FECHA: 20 DE OCTUBRE DE 2022
			PAGINA 1 DE 1

La tarifa aplicada es el resultado del cálculo de la formula tarifaria asignada por la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG en su Resolución No. 160 /2008 Modificada por la Resolución 073/2009
A continuación publicamos la tarifa correspondiente al mes de febrero de 2025

CUn,m		INDUSTRIAL Y COMERCIAL		OFICIAL Y ESPECIAL		PROVISIONAL		ALUMBRADO PUBLICO	
NIVEL I	1272,20	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO
		756,63	515,57	630,52	641,68	756,63	515,57	630,52	641,68
NIVEL 2	1117,97	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO	ENERGIA	SUBSIDIO
		647,82	470,15	539,86	578,11	647,82	470,15	539,86	578,11

RESIDENCIAL						
ESTRATO	CUn,m	TARIFA <= 187	SUBSIDIO <= 187	TARIFA > 187-800	SUBSIDIO > 187-800	TARIFA > 800
1	1272,20	333,85	938,35	630,52	641,68	1272,20
2	1272,20	398,53	873,67	630,52	641,68	1272,20
3	1272,20	533,98	738,22	630,52	641,68	1272,20

ESTRATO	CUn,m	TARIFA 0-800	SUBSIDIO	TARIFA > 800
4	1272,20	630,52	641,68	1272,20
5	1272,20	756,63	515,57	1272,20
6	1272,20	756,63	515,57	1272,20

COMPONENTES CUn,m	NIVEL I	NIVEL II
CUn,m	1272,20	1117,97
Gcm	470,92	470,92
IAOMn,m	737,07	616,97
Am	0,0000	0,0000
Mm	0,0000	0,0000
Pn,m	0,1200	0,0600

Ilustración 9 Tarifas reguladas febrero 2025 (SOPESA, 2025)

8.4 Desafíos energéticos y ambientales

Desafíos técnicos:

- Baja eficiencia del sistema de generación térmico (30-35% de rendimiento).
- Ausencia de almacenamiento energético para gestionar picos de demanda.
- Eficiencia energética: Existen ineficiencias en el consumo de energía debido a la falta de programas robustos de gestión eficiente de la demanda y al uso de tecnologías obsoletas.

Impacto ambiental:

- Emisiones de CO2: La quema de combustibles fósiles genera emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo al cambio climático y afectando la calidad del aire local, se emiten aproximadamente 120,000 toneladas/año (equivalente a 26,000 vehículos).
- Riesgo de derrames de combustible en ecosistemas marinos.

Dependencia energética:

- La dependencia de un único tipo de combustible y la ausencia de interconexión con el sistema nacional hacen que el suministro eléctrico sea vulnerable a interrupciones y fluctuaciones en los precios del petróleo.

Regulatorios:

- Falta de incentivos claros para la implementación de energías renovables en zonas no interconectadas (ZNI).
- Burocracia para permisos de proyectos solares/eólicos.

Climáticos:

- Exposición a huracanes (ej. huracán Iota en 2020, que dañó el 70% de la infraestructura eléctrica).

9 Caracterización Del Recurso Renovable

9.1 Evaluación del recurso solar

Colombia posee un considerable potencial energético natural gracias a su ubicación geográfica cercana al ecuador, permitiéndole recibir una irradiación solar significativa y casi constante a lo largo del año. San Andrés Islas, en particular, presenta condiciones ideales para el aprovechamiento de este recurso natural. La evaluación de su potencial solar ofrece un panorama prometedor, ya que abre la puerta a la transición energética y a la diversificación de la matriz energética con tecnologías más sostenibles. Como se ha mencionado, la generación de energía eléctrica en este departamento depende en gran medida del uso de diésel marino, lo que hace aún más relevante el impulso hacia la implementación de este tipo de tecnologías renovables.

Para la evaluación del recurso, existen diversas fuentes informáticas que contienen datos históricos de la radiación a nivel mundial, siendo PVGIS uno de ellos, el cual permite extraer datos de radiación solar de manera precisa y gratuita de diferentes partes del mundo. A través del software PVSYSST e ingresando el sitio geográfico definiendo la latitud, longitud, zona horaria, permite importar los datos meteorológicos (PVSYSST, 2025). Además, como se muestra en la Ilustración 10, la base de datos de PVGIS cuenta con cobertura en la zona que se pretende analizar el recurso solar. (PVsyst, 2025b).

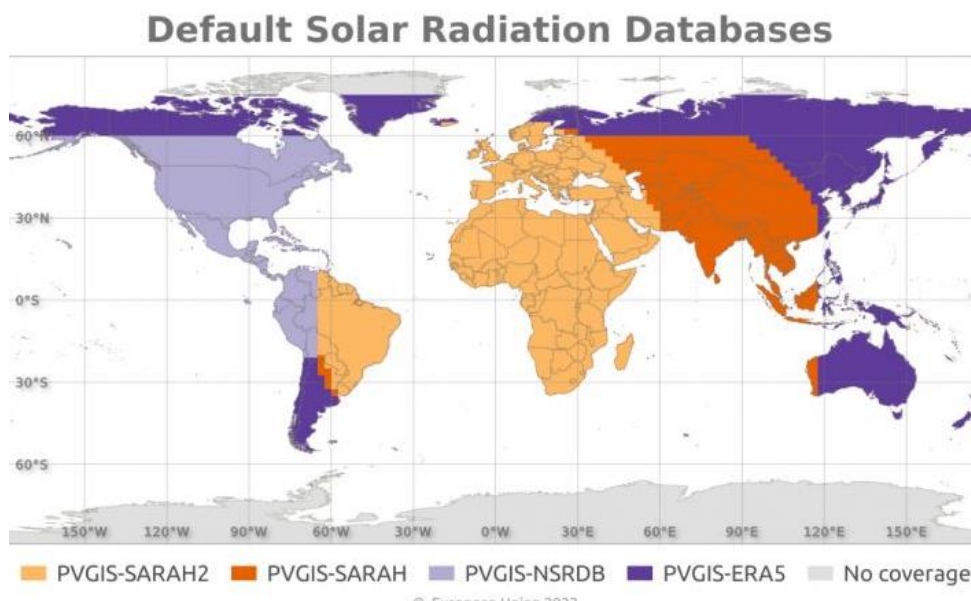


Ilustración 10 Cobertura Base de datos PVGIS (PVsyst, 2025)

PVGIS-NSRDB

Esta base de datos cubre gran parte de América, incluyendo la isla de San Andrés dentro de su rango de operación. Los datos disponibles abarcan el período comprendido entre 2005 al 2015 (The Joint Research Centre, 2025).

Otras características son:

- Plataforma: **PVGIS**
- Satélites: SARA H (Satellite Application Facility on Climate Monitoring), ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts), MACC (Monitoring Atmospheric Composition & Climate)
- Resolución: 3-5 km

Ventajas:

- Cuenta con gran cobertura global
- Sus modelos están validados con la base de datos de diversos satélites
- Es una opción ideal para estudios preliminares y análisis fotovoltaicos.

Desventajas:

- Puede presentarse diferencias en la precisión a causa de la interpolación de datos.

Análisis estadístico descriptivo de la base de datos PVGIS

La variación de los datos presentados en la Grafica 2, pueden derivarse de los siguientes factores:

Ubicación geográfica

- Colombia, en particular San Andrés, no cuenta con estaciones climáticas determinadas, sino con periodos de lluvias y sequías.
- La temperatura promedio a lo largo del año en San Andrés oscila entre los 25°C y 28°C. (IDEAM, 2025)
- Su ubicación geográfica, exactamente en la costa caribe, hace que este lugar se encuentre expuesto a una radiación solar aproximadamente constante a lo largo del año, sin embargo, las lluvias y nubosidades pueden alterar el promedio de radiación solar mensual.

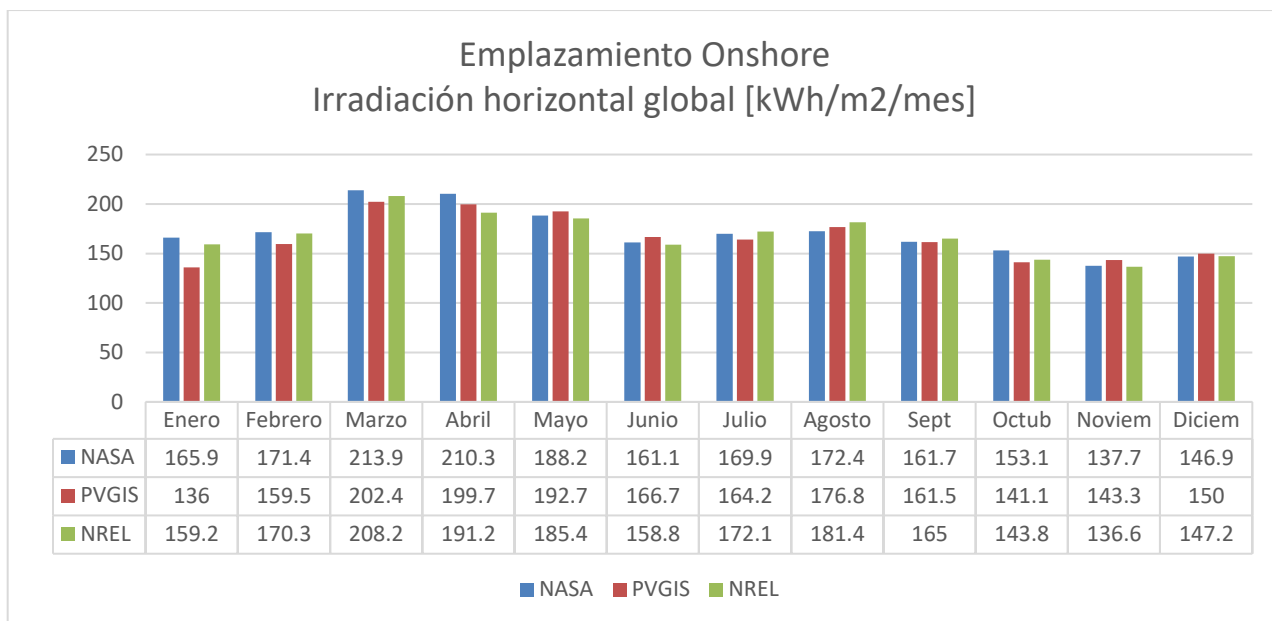
Temporadas de lluvias y sequías

- Temporada de lluvias: Durante los meses de octubre y noviembre, San Andrés experimenta un aumento significativo en las precipitaciones, lo que genera una mayor nubosidad y reduce la radiación solar. Esto se refleja en los valores más bajos de irradiación del año, con 136,0 kWh/m²/mes en enero, 141,1 kWh/m²/mes en octubre.
- Temporada seca: En contraste, los meses de marzo y abril presentan condiciones de cielos más despejados y ausencia de lluvias, lo que favorece una mayor radiación solar. Durante este período, la irradiación alcanza sus valores más altos, con 202,4 kWh/m²/mes en marzo, 199,7 kWh/m²/mes en abril y 192,7 kWh/m²/mes en mayo.

Otros fenómenos

El fenómeno del niño y la niña pueden afectar considerablemente las condiciones de producción de energía fotovoltaica ya que, al presentarse climas extremos en ambos eventos, se alteran las condiciones ideales a la hora de la generación con sistema fotovoltaico.

A continuación, en la Grafica 2 se ilustran los valores mencionados:



Grafica 2 Irradiación horizontal global emplazamiento onshore (PVSYST, 2025)

9.2 Evaluación del recurso eólico

Las necesidades energéticas de Colombia están requiriendo la planificación, aprobación e implementación de proyectos energéticos de bajas emisiones. Teniendo en cuenta estas necesidades; con el objetivo de dar atención de la demanda actual y futura del país; enmarcando el deficiente de aprovechamiento del recurso eólico, se estableció una hoja de ruta de energía eólica costa afuera en Colombia (RCG, 2022) con el fin de determinar las zonas con mayor capacidad de aprovechamiento de este recurso para este tipo de tecnología.

Dentro del Estudio realizado de la Hoja de ruta se analizan desde el punto de vista técnico los factores como la velocidad promedio del viento y la profundidad costa afuera para determinar las zonas de mayor potencial Según (RCG, 2022) en la Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia La capa de datos de recursos eólicos utilizada en este análisis proviene del Global Wind Atlas 3.0 (GWA 3.0), un portal de mapas en línea creado por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU Wind Energy) y el Grupo del Banco Mundial. Los datos incluyen diez años (2008-2017) de datos de entrada modelados de series de tiempo de meso escala de Vortex y datos mejorados de elevación y cobertura terrestre en el modelado a microescala.

Para este ejercicio se seleccionaron velocidades del viento medidas a 150 m, ya que están alineadas con la altura potencial esperada del eje de los generadores de turbinas eólicas OSW (WTG). Los datos de Global Wind Atlas están limitados a una distancia de 200 km desde la costa.

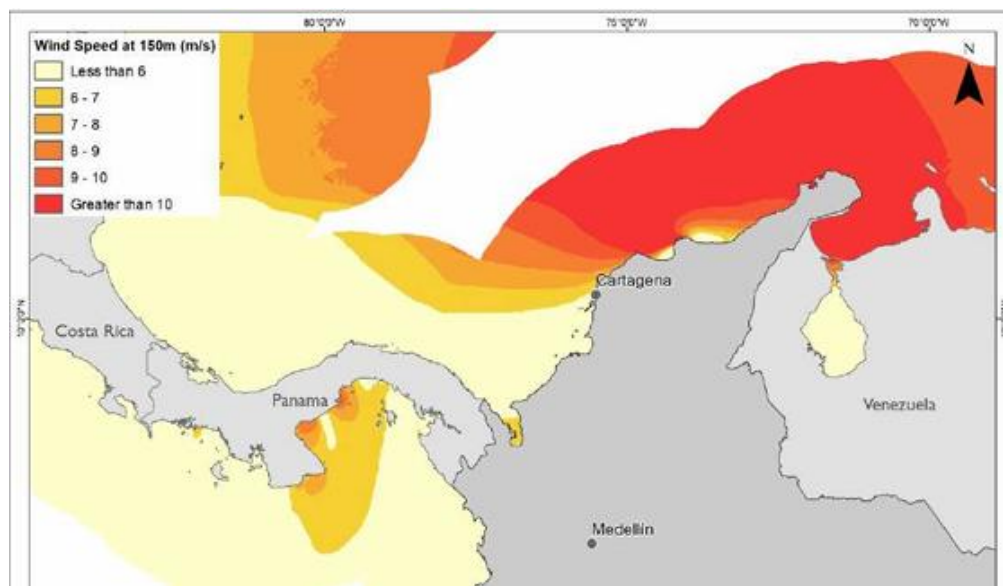


Ilustración 11 Análisis velocidad del viento en m/s costa afuera de Colombia (RCG, 2022)

El análisis de los recursos eólicos en la isla de San Andrés Ilustración 11 revela velocidades medias de viento entre 6 y 7 m/s, valores considerados moderados y ligeramente por debajo del umbral óptimo para proyectos comerciales de gran escala. Sin embargo, el estudio identifica zonas específicas costa afuera con profundidades batimétricas inferiores a 70 metros Ilustración 12, condiciones que permiten la implementación de cimentaciones fijas (como monopilotes o estructuras "jacket"), reduciendo costos técnicos y operativos en comparación con sistemas flotantes. Estas áreas, aunque limitadas, representan oportunidades viables para la instalación de aerogeneradores marinos, equilibrando el potencial energético con las restricciones geográficas locales.

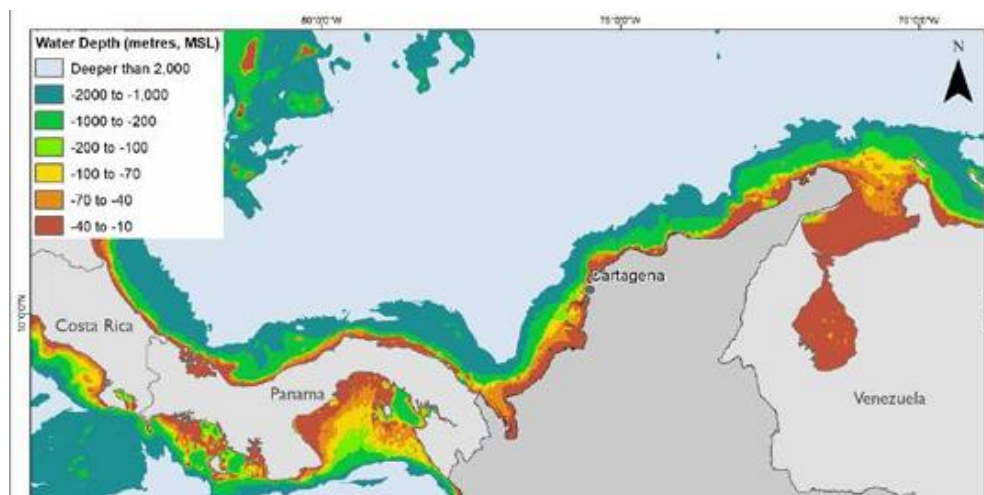


Ilustración 12 Análisis de batimetría costa afuera de Colombia (RCG, 2022)

Para la realización del presente estudio, se contempla inicialmente:

- Velocidad Media del Viento
- Dirección Predominante del Viento
- Cizalladura del viento

- Turbulencia
- Eventos Extremos
- Batimetría del sitio
- Condiciones del fondo marino
- Distancia de la costa
- Accesibilidad
- Factores Ambientales

9.2.1 Análisis preliminar del recurso disponible

Para realizar el estudio preliminar del Archipiélago de San Andrés y determinar las zonas de potencial eólico favorable para el proyecto se tienen en cuenta los datos de bases de datos confiables como los son Global Wind Atlas (Global Wind Atlas, 2025), Nasa Power (NASA, 2025) y General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO, 2025).

Se analizarán de forma previa las variables de velocidad y dirección de los vientos, densidad de potencia y perfil batimétrico del Archipiélago de San Andrés, esto con el objetivo de lograr establecer posibles zonas de potencial eólico sin perjuicio de las áreas delimitadas en el estudio de impacto ambiental mapa de zonas delimitadas por afectaciones ambientales, económicas, sociales y/o turísticas. Partiendo de los datos generales hacia el estudio específico de las zonas que cumplan con los criterios previamente establecidos y que estén acorde con las regulaciones nacionales y locales.

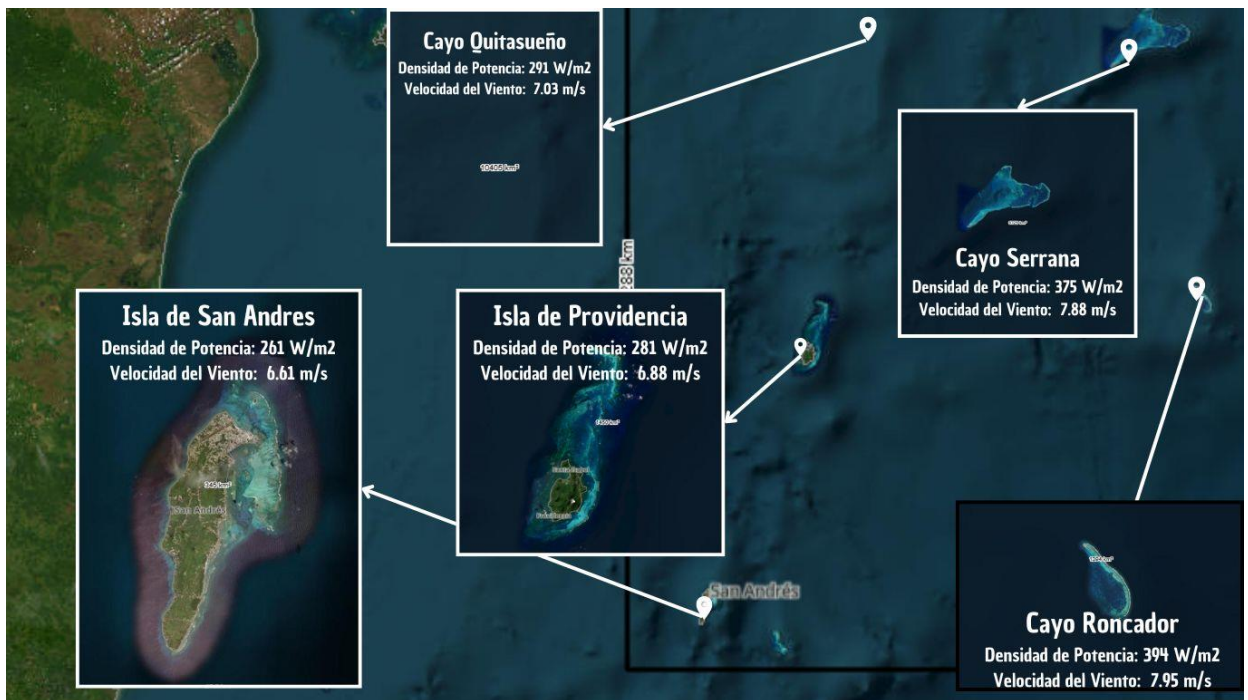


Ilustración 13 Análisis velocidad del viento en m/s y densidad de potencia en W/m² del Archipiélago San Andrés fuente: GWA3

Nombre Zona Geografica	Velocidad media Viento @100 m [m/s]	Densidad media de Potencia @100 m [W/m2]	Velocidad media Viento @100 m Zonas con mayor viento [m/s]	Densidad media de Potencia @100 m Zonas con mayor viento [W/m2]
Archipiélago San andres y Providencia	7,59	353	8,07	414
Isla de San Andres	6,61	261	6,67	266
Isla de Providencia y Santa Catalina	6,88	281	7	294
Cayo Roncador	7,95	394	8,01	401
Cayo Serrana	7,88	375	7,97	387
Cayo Quitasueño	7,03	291	7,39	330

Tabla 3 Análisis preliminar de densidad de potencia en W/m² y velocidad de viento del Archipiélago de San Andrés Fuente: GWA3

Se selecciona para el análisis del recurso eólico la Isla de San Andrés con base en el análisis preliminar del capítulo 4.1, ver Tabla 6 la cual es el objeto principal del presente estudio.

Según datos del Global Wind Atlas, la isla de San Andrés presenta una densidad de potencia de 261 W/m² en la zona continental como se observa en la Ilustración 14 y una velocidad media de viento 6,61 m/s de acuerdo con la Ilustración 15 a una altura de 100 m.

Con la información batimétrica de las zonas marítimas cercanas a la costa de la isla se realiza un render de simulación en Global Mapper para analizar las áreas con profundidades menores a 70 metros con potencial eólico.

Con el fin de tener en cuenta los datos preliminares de pérdidas de velocidad de viento y preselección de aerogeneradores, se utilizan los recursos del GWA: índice de rugosidad, longitud de rugosidad, clase IEC (I, II, III y S) así como los parámetros de turbulencia (+A, A, B, C). Al cargar datos de la curva de potencia de un aerogenerador de prueba para hacer una estimación inicial de la energía media anual del mismo en las posiciones geográficas de interés.

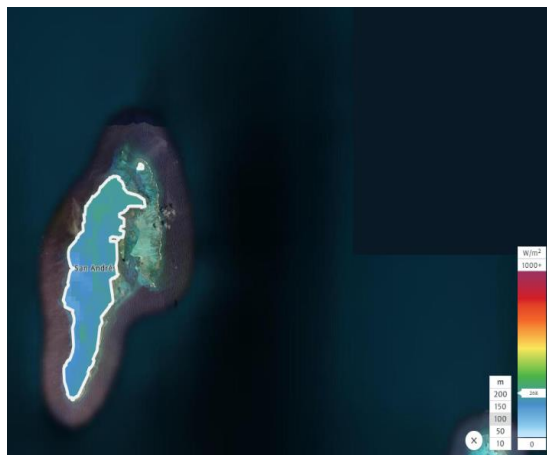


Ilustración 14 Densidad de potencia en W/m² de la isla de San Andrés GWA3

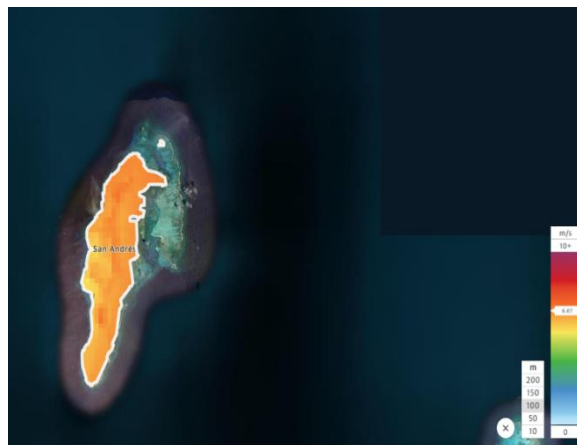


Ilustración 15 Velocidad del viento en m/s de la isla de San Andrés GWA3

9.2.2 Análisis preliminar perfil batimétrico de San Andrés

La isla de San Andrés está rodeada por una plataforma insular relativamente estrecha con profundidades que varían entre 30 y 50 metros, especialmente en la zona de playa del lado noreste, donde se registran valores tan bajos como 5 m.

Más allá de esta plataforma, el fondo desciende abruptamente, con pendientes pronunciadas en el lado este y cañones en zonas más profundas, alcanzando profundidades de varios cientos a más de 1,000 y hasta 2,000 metros en la cuenca del Caribe.

Características Ambientales y Restricciones:

Aunque la zona noreste presenta áreas de baja profundidad, su uso se ve limitado por restricciones ambientales, económicas y sociales, dado que se asocia con hábitats sensibles como pastos marinos y arrecifes coralinos, fundamentales para la biodiversidad marina del Caribe.

Identificación de Zonas Adecuadas para Energía Eólica Marina:

Se han utilizado herramientas batimétricas (como GWA3) para identificar zonas de bajo impacto con perfil batimétrico adecuado (< 50 m).

Estas zonas se ubican en áreas de la parte noroeste, oeste y suroeste de la isla, siendo las más viables para la instalación de un parque eólico, ya que cumplen con la necesidad de profundidades moderadas que facilitan el anclaje y la estabilidad de estructuras marinas (por ejemplo, aerogeneradores con monopilote). (Ariza & Ramírez, 2014; Bedoya et al., 2010).

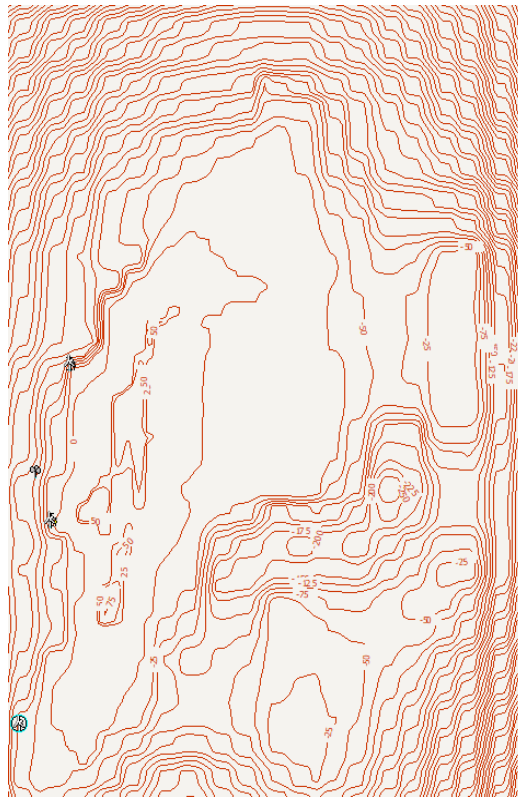


Ilustración 16 Mapa del perfil batimétrico de la isla de San Andrés con datos de GWA3

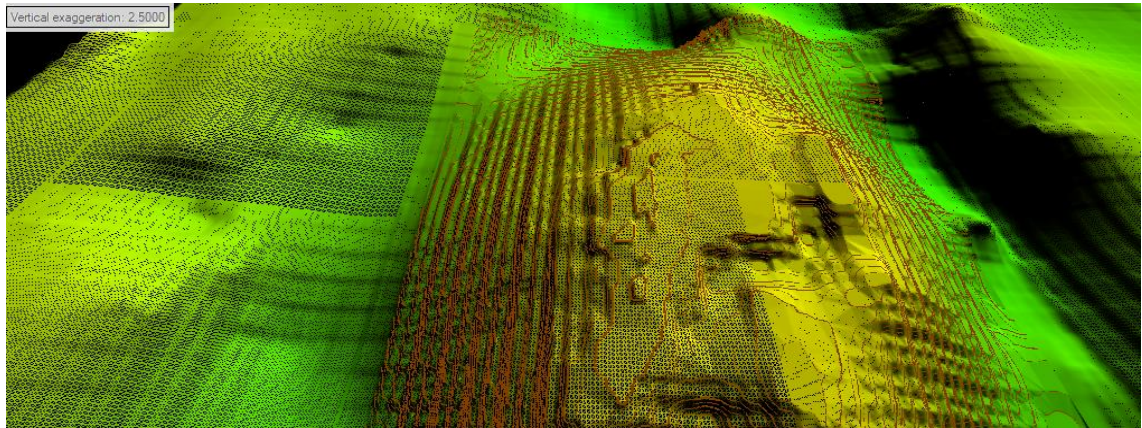


Ilustración 17 Modelamiento 3D en Global Mapper del perfil batimétrico de la isla de San Andrés con datos de GWA3

9.2.3 Informe de recursos y resultados del área de estudio

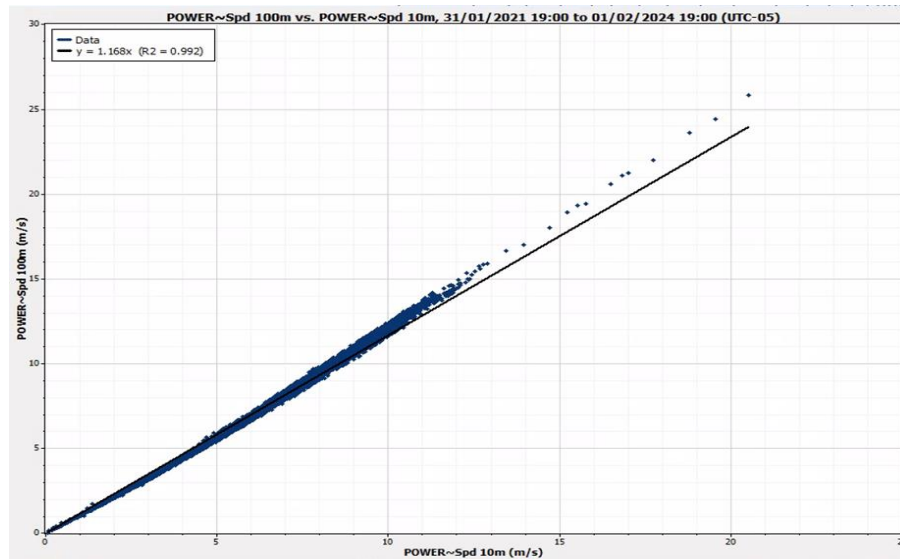
Fuentes de Recolección de datos

Para determinar el recurso eólico de la isla de San Andrés se consultaron al IDEAM y el repositorio de datos de NASA Power como fuentes de información, esto con el fin de realizar el análisis detallado del potencial eólico de las zonas de interés teniendo en cuenta el estudio y delimitación de las áreas restringidas para la explotación por afectaciones ambientales, económicas y sociales en la Ilustración 21.

Se logran obtener los datos horarios de velocidad y dirección de viento a alturas de 10 y 50 m suministrados por NASA Power en su base de datos MERRA 2 (NASA, 2025) para la ubicación geográfica (Lat.: 12.5383 Long.: -81.73), en la zona occidental de la costa de la isla, entre febrero de 2021 y 2024.

Tratamiento y análisis preliminar de datos

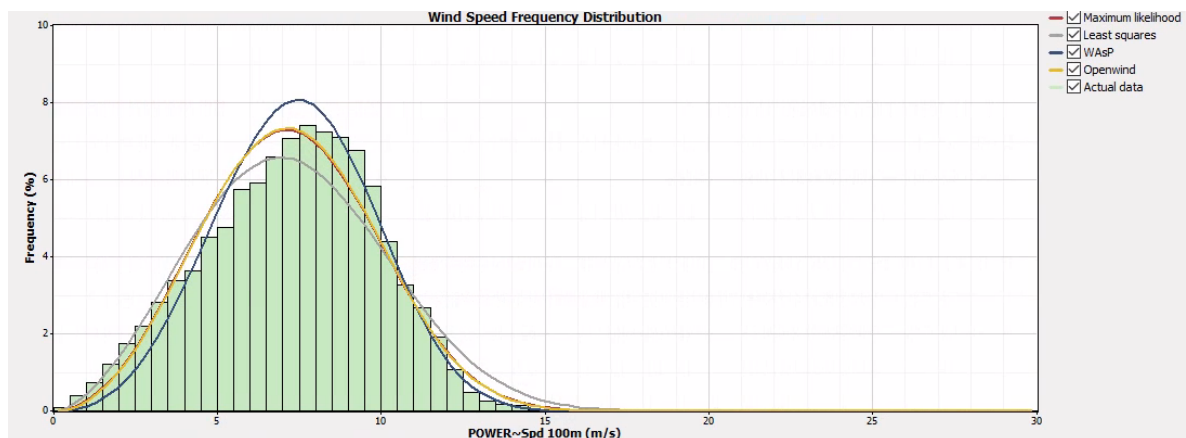
Estos datos se importaron a Windographer, donde se validó una cobertura del 100% durante el periodo de estudio, las velocidades de viento se extrapolaron a una altura de 100 m (simulada con GWA3 de forma preliminar) con una fuerte correlación lineal de los datos, con 99.2%, un coeficiente de terminación $R^2=0.992$ como se evidencia en la Grafica 3. Para más detalles, remítase al Anexo 1 Estudio de caracterización del recurso eólico.



Grafica 3 Análisis de correlación de datos de velocidad medidos a 10, 20 y 50m con extrapolación a 100 m fuente propia elaborado en Windographer

9.2.3.1 Determinación de Velocidad media del viento

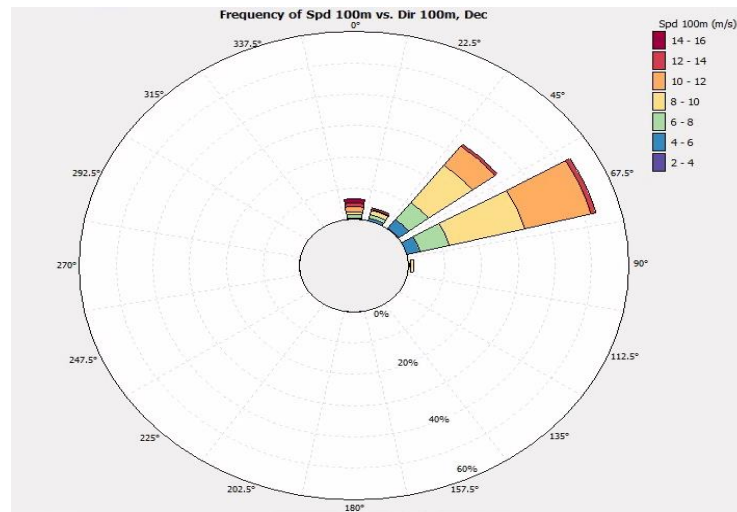
A la altura seleccionada de 100 metros se obtiene un promedio de velocidad de viento de 7.251 m/s, que se ajusta a Weibull mediante el método de Máxima Verosimilitud a 8.116 m/s, con $R^2=0.9737$ y $K=3.037$, es decir que es óptimo para aplicaciones de eólica marina debido a la constancia de su viento y una variación de velocidad entre 7 a 8 m/s según Grafica 4. La ubicación presenta un buen nivel de producción energética, densidad de potencia de 325.8 W/m² (Anexo 1 comparación de métodos de ajuste a Weibull del histograma de frecuencias de velocidad de viento).



Grafica 4 Ajuste de Weibull de distribución de frecuencia de velocidad de viento a 100 m fuente propia elaborado en Windographer

9.2.3.2 Dirección Predominante del Viento

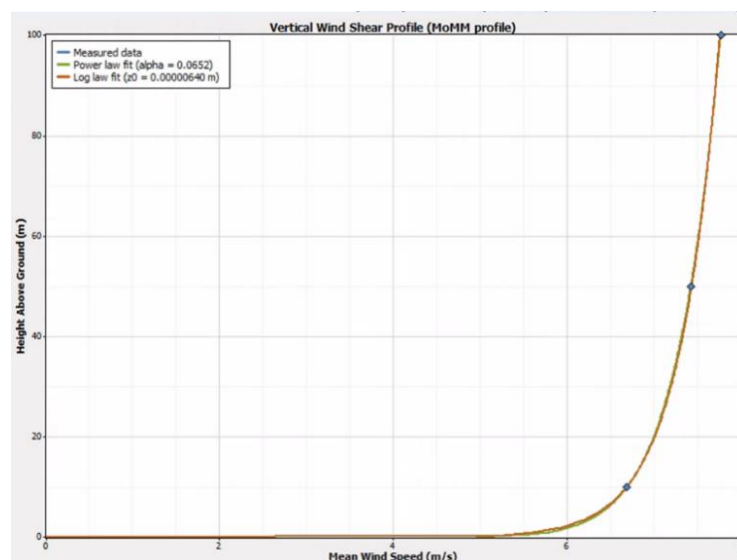
Las direcciones predominantes del viento del emplazamiento son ENE (46.7%), NE (27.2%) y E (10.6%), por tanto, la ubicación presenta una rosa de los vientos óptima para el aprovechamiento del recurso eólico como se muestra en la Grafica 5.



Grafica 5 Rosa de los vientos de frecuencia de velocidad y dirección de viento a 100 m fuente propia elaborado en Windographer

9.2.3.3 Cizalladura del viento

El área de estudio presenta un perfil de viento de baja rugosidad y un crecimiento moderado de la velocidad con la altura, presentado índice de rugosidad con $Z_0 = 0.000064$ m aplicando la ley logarítmica y bajo gradiente de velocidad con la ley de la potencia $\alpha = 0.0652$. Lo anterior se observa en la Grafica 6 donde en los primeros metros hay un rápido aumento de velocidad de viento desde 0 a 8 m/s y luego se estabiliza a alturas medias. La variación de velocidad de viento, la altura y comportamiento observado es apto para el aprovechamiento eólico debido a que reduce el estrés mecánico para el uso de aerogeneradores en sus alturas típicas (entre 80 y 120 m) debido a la consistencia de resultados entre los valores obtenidos de los dos métodos de estimación de rugosidad confirmando un emplazamiento con flujo de viento estable y con características de rugosidad muy bajas.



Grafica 6 Perfil de velocidad de viento a con incremento de alturas hasta 100 m fuente propia elaborado en Windographer

9.2.3.4 Turbulencia del viento

Debido a que la serie de datos obtenidos de caracterización del recurso eólico no prestan información sobre la desviación estándar no fue posible determinar las turbulencias mediante la herramienta para este fin de Windographer, por tanto, se recurrió a la estimación de GWA3 que, para el área Insular y costera de la Isla, clasifica las turbulencias de la zona de estudio como C según IEC 61400-1. Según el cálculo de GWA3 Ilustración 18, la turbulencia es clase C para el área de estudio.

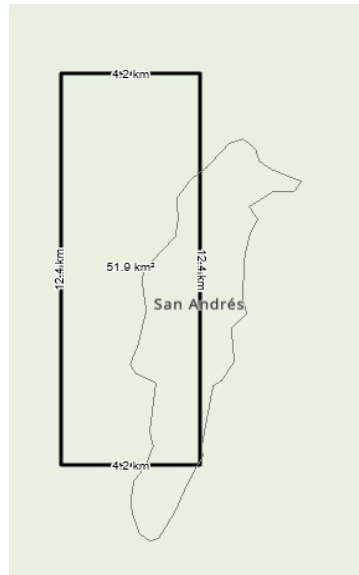


Ilustración 18 Calificación de turbulencias de viento a una altura de 100 m fuente GWA3

9.2.3.5 Densidad del Aire

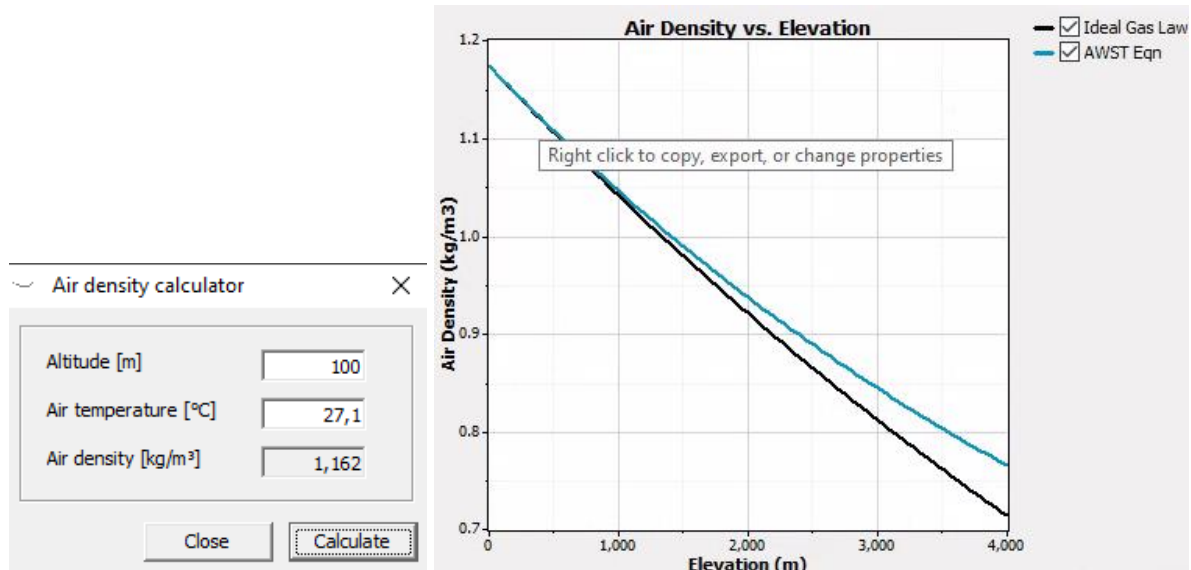
El cálculo realizado en WAsP Grafica 7 muestra que la densidad del aire disminuye con la altitud. A nivel del mar (0 m), la densidad es de aproximada de 1.2 kg/m³, mientras que a 4,000 m disminuye a ~0.7 kg/m³. Las turbinas eólicas marinas operan cerca del nivel del mar (altitudes mínimas), lo que garantiza una densidad del aire óptima (entre 1.15–1.2 kg/m³), maximizando la energía capturada del viento.

- La densidad calculada es alta (cercana a valores de nivel del mar), favorable para la eficiencia de aerogeneradores.
- La temperatura elevada reduce ligeramente la densidad, pero en el mar, la brisa marina y la humedad pueden compensar este efecto.
- La densidad del aire en zonas marinas tropicales como San Andrés es suficientemente alta para proyectos eólicos marinos, especialmente con turbinas diseñadas para climas cálidos.

Usar modelos de turbinas optimizados para menor densidad (palas más largas o ajustes en el ángulo de ataque).

Monitorear condiciones micro climáticas locales (humedad, salinidad) que puedan afectar levemente los cálculos teóricos.

Validar con mediciones in situ para precisión en el diseño del parque eólico.



Grafica 7 Perfil de densidad del aire con incremento de alturas fuente propia elaborado en Windographer

9.2.4 Evaluación preliminar cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida a la Red.

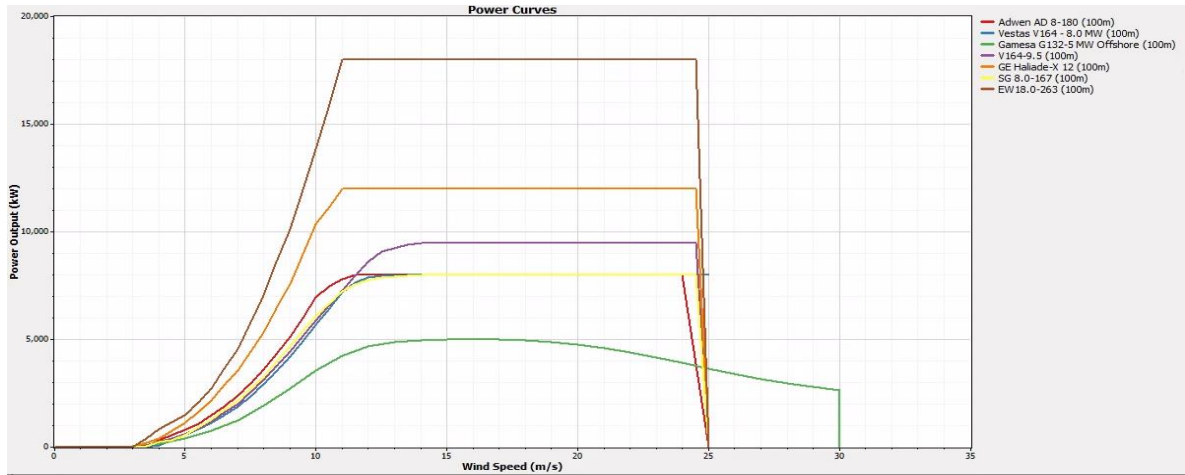
Por medio de la herramienta de Windographer para estimación de energía de salida de aerogeneradores se utilizan los siguientes elementos para determinar de forma preliminar la cantidad de energía vertida a la red:

- Los datos de velocidad y dirección de viento ajustado y extrapolado a 100 metros de altura de buje.
- Se cargan los valores de las curvas de potencia de los aerogeneradores preseleccionados a utilizar (General Electric GE Haliade X-, Siemens Gamesa G132-5.0 y SG167-8.0 MW, Vestas V164-9.5 y V164-8.0, Shangai Electric EW263-18.0 y Adwen AD180-8.0).
- La densidad del aire a 27.1 °C es de 1.162 Kg/m³.
- Se estiman unas pérdidas aproximadas del 16%.

Se realiza simulación arrojando los primeros resultados preliminares:

Turbine	Hub Height Wind Speed		Turbine Output		Percentage Of Time At		Simple Mean			Mean of Monthly Means		
	Valid	Mean	Valid	Zero	Rated	Power	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

Tabla 4. Comparación de salida de energía neta entre varios aerogeneradores off shore con base en datos de velocidad de viento altura de buje 100 m fuente propia elaborado en Windographer



Grafica 8 comparación de curvas de potencia de aerogeneradores preseleccionados con base en datos de velocidad de viento altura de buje 100 m fuente propia elaborado en Windographer

A partir de esta simulación y los resultados evidenciados en la Tabla 4, se descartan los siguientes modelos de aerogeneradores debido a los resultados obtenidos en el análisis de cobertura de la demanda y su impacto en la estabilidad de la red de transmisión:

- GE Haliade X 12.0 MW tiene una cobertura horaria de la demanda superior al 40%.
- EW263-18.0 MW Tiene una cobertura horaria de la demanda superior al 60%.
- G132-5.0 MW Es el de menor factor de capacidad del grupo analizado.

Teniendo en cuenta que el aerogenerador Adwen AD180-8.0 MW es el que presenta mejor factor de capacidad (NCF) de los evaluados de forma inicial se tomara este valor de referencia inicial para estima la energía vertida a la red, esto teniendo en cuenta la limitación técnica establecida de cobertura de la demanda sin afectación de la red de transmisión.

AEP Neta = 25,45 GWh/año

NCF= 36.02%

9.3 Métodos de medición y simulación empleados

9.3.1 Fuente de Datos y Procesamiento

Datos de Viento

- (MERRA-2 + NASA POWER): Base: Velocidad y dirección del viento de MERRA-2 (3 años) descargados desde NASA POWER.
- Extrapolación vertical a 100 m: Usando Windographer, aplicando:
 - Ley de potencial o Ley Exponencial de Hellman

$$v = v_{ref} \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^{\alpha}$$

- Ley de perfil logarítmico

$$\frac{v}{v_{ref}} = \frac{\ln\left(\frac{h}{h_o}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{h_o}\right)}$$

- Ajuste de rugosidad (z_0): Calculado con Global Mapper a partir de batimetría y uso de suelo.
- Validación cruzada: Comparación con ERA5 (40 años) en Windographer, aplicando un factor de corrección de 1.008 al año característico.

Batimetría:

- Mapa batimétrico: Descargado de Global Wind Atlas (resolución entre 250 m–1 km).
- Procesamiento: En Global Mapper, generando isobatas de 25 m para definir la topografía submarina.
- Cálculo de rugosidad: Asignación de z_0 según profundidad y tipo de fondo marino (ej. arena, coral).

Densidad del Aire:

- Fórmula en WAsP

$$\rho = \frac{P}{(R \cdot T)}$$

donde:

P: Presión atmosférica (MERRA-2).

T: Promedio de temperatura de NREL (asumiendo condiciones climáticas históricas).

R: Constante de los gases ideales.

9.3.2 Fuentes de Datos y Procesamiento Simulación en WAsP (Wind Atlas and Application Program)

Modelado del Flujo de Viento:

- Correcciones topográficas: Considera batimetría (isobatas de 25 m) y rugosidad calculada.
- Efectos de costa: Ajuste por aceleración/desaceleración del viento al pasar de mar a tierra.
- Distribución de Weibull: Generada a partir de datos horarios corregidos.

Cálculo de Energía:

- Curvas de potencia:
 - 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)

Pérdidas estimadas:

- Wake effect (estela): Modelado en WAsP usando el modelo de Park o Ishihara.
- Disponibilidad: Asunción del 95–97% (típico en offshore).
- Pérdidas eléctricas: entre 3–5%.

Resultados Clave:

- Densidad de potencia: $P=12 \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A$ $P=21 \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A$ (W/m²).
- Energía neta: Generación anual corregida por pérdidas.
- Energía bruta: Generación sin considerar pérdidas.

9.3.3 Datos climáticos históricos y su fiabilidad

9.3.3.1 Nivel de Validez de los Resultados

Factores que Aportan Confiabilidad

- Validación con ERA5: El ajuste de 1.008 sugiere que MERRA-2 tiene un sesgo mínimo (~0.8%) frente a ERA5, lo que valida la consistencia climática.
- Resolución Batimétrica: Las isobatas de 25 m capturan cambios significativos en el fondo marino, críticos para modelar rugosidad off shore.

Herramientas Especializadas:

- WAsP está validado internacionalmente para proyectos eólicos, especialmente en offshore.
- Global Mapper
- Windographer
- Global Wind Atlas

9.3.3.2 Limitaciones y Fuentes de Incertidumbre

Datos de Viento:

- Resolución de MERRA-2 (50 km): No captura microescala costera (ej. vientos acelerados por efecto cabo). Corto periodo (3 años): Podría no incluir eventos extremos (huracanes, ENSO), comunes en el Caribe.
- Extrapolación Vertical: Windographer asume perfiles de viento teóricos, sin considerar cambios de estabilidad atmosférica con la altura (crítico en zonas tropicales).

Batimetría y Rugosidad

- Global Wind Atlas: Resolución limitada (aproximadamente 1 km) puede omitir arrecifes o bancos de arena locales.

- Rugosidad off shore: En mar abierto, z_0/z_0 varía con el oleaje, no considerado en Global Mapper.

Densidad del Aire:

Usar un promedio de temperatura de NREL introduce error si hay variaciones interanuales fuertes (ej. años con el fenómeno de El Niño).

Pérdidas Estimadas:

- Wake effect: Modelos como Park subestiman pérdidas en parques grandes.
- Condiciones offshore: No se considera corrosión salina o mantenimiento más complejo.

Estimación de Incertidumbres

Teniendo en cuenta el origen de los datos suministrados, las herramientas de software utilizadas para las simulaciones y su incidencia en los resultados se obtienen las siguientes incertidumbres.

Parámetro	Incertidumbre	Impacto en Resultados
Velocidad de viento	$\pm 10\text{--}15\%$ (por resolución MERRA-2)	Error cuadrático en densidad de potencia
Dirección del viento	$\pm 15\text{--}20^\circ$ (efectos costeros)	Sesgo en alineación de turbinas
Densidad del aire	$\pm 3\text{--}5\%$ (por humedad no incluida)	Error lineal en energía generada
Pérdidas por estela	$\pm 5\text{--}10\%$ (modelo simplificado)	Subestimación de energía neta
Curvas de potencia	$\pm 2\text{--}3\%$ (datos del fabricante)	Error en energía bruta

Tabla 5 Estimación de incertidumbre de los datos utilizados fuente elaboración propia

Conclusiones sobre Validez

- Densidad de potencia y velocidad específica: Validez moderada (B+): Aceptable para estudios preoperativos, pero requiere mediciones in situ (ej. LiDAR off shore) para reducir incertidumbre.

Energía neta y pérdidas:

- Validez baja–moderada (C+/B-): Las pérdidas por estela y disponibilidad son estimadas, no medidas.
- Ubicación off shore (200 m–1 km): Riesgo subestimado: MERRA-2 no resuelve turbulencia costera o cambios bruscos de viento por oleaje.

9.3.3.3 Acciones para mejorar la Validez de los datos

Par mejorar la calidad del análisis y simulación de los datos y que sean bancables y reciban financiamiento se pueden tomar las siguientes acciones como mínimo:

- Complementar con datos locales: Instalar un anemómetro o LiDAR offshore por 1 año.

- Downscaling dinámico: Ejecutar WRF (Weather Research and Forecasting) anidado a ERA5/MERRA-2 para resolución aproximada de 1 km.
- Análisis de riesgos extremos: Incluir datos de huracanes (HURDAT2) para ajustar curvas de supervivencia de aerogeneradores.
- Modelado avanzado de estelas: Usar software CFD (OpenFOAM) o modelos como Flow Redirection and Induction in Steady State (FLORIS).

Conclusiones

El método empleado es válido para etapas tempranas de evaluación, pero tiene limitaciones críticas en zonas tropicales complejas como San Andrés. Los resultados deben interpretarse con un margen de error del 15–20% en energía neta, teniendo en cuenta que en el planteamiento no se pudieron procesar los datos locales. Para decisiones de inversión, se debe realizar una campaña de medición y utilizar modelos de mayor resolución.

9.3.4 Variabilidad estacional de los recursos

9.3.4.1 Variación estacional del viento

El comportamiento del viento en el área de estudio presenta claramente una estacionalidad cíclica en la variación de velocidad en los meses del año, siendo enero-febrero, julio y diciembre los meses de mayores velocidades (entre 8 – 10 m/s), de marzo – mayo con velocidades promedio (entre 7 – 8 m/s), por otro lado, junio y entre agosto – octubre los meses de menores velocidades (entre 5 – 7 m/s). El año más cercano al año promedio del periodo de estudio o considerado como característico es el 2021, por el contrario, el 2023 es un año de grandes variaciones, donde se presentan picos y valles más pronunciados comparados con el promedio y los otros dos años analizados.

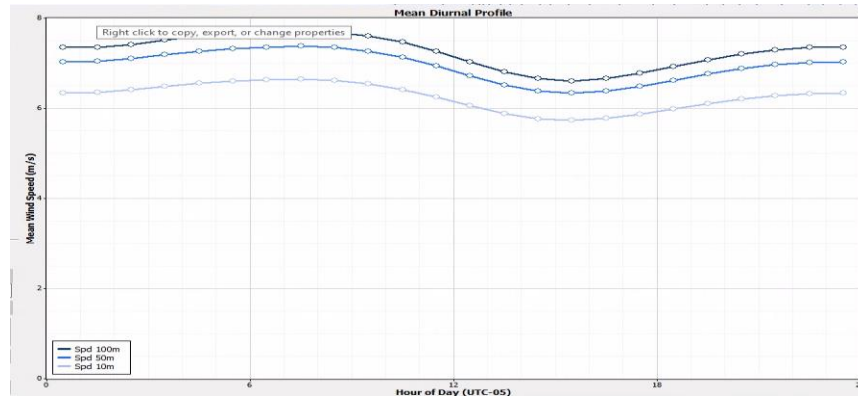


Grafica 9 Variación mensual de velocidad de viento altura de buje 100 m fuente propia elaborado en Windographer

Comportamiento diario del viento

La velocidad del viento es estable durante un día promedio en la zona de estudio, presentado sus mínimos entre las 13:00 y 17:00 (entre 6 y 7 m/s), por otro lado, sus máximos (superior a 7 m/s)

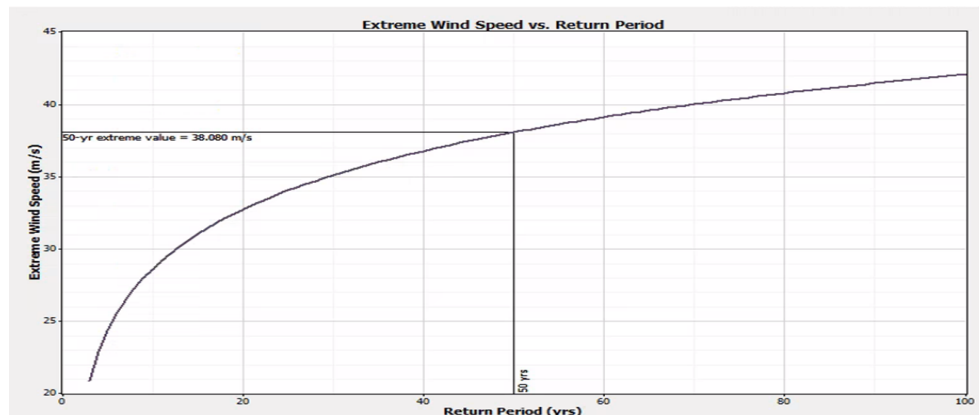
están entre las 21:00 a las 06:00 horas como se puede observar en la Grafica 10. Esta variación es favorable para aplicaciones off shore, debido a que ayuda para disminuir el estrés mecánico sobre el aerogenerador, al operar con menor turbulencia atmosférica sin disminuir por debajo de las velocidades útiles, así como también es compatible para hibridación con energía fotovoltaica que presenta sus picos de generación en el horario de menor capacidad energética eólica.



Grafica 10 Variación diaria de velocidad de viento altura de buje 100 m fuente propia elaborado en Windographer

9.3.4.2 Cargas extremas y frecuencia de tormentas

En análisis de viento para cargas extremas en el área preseleccionada arroja velocidades de 34.051m/s para un período de retorno de 25 años y 38.08 para un periodo de retorno de 50 años. Con base en estos datos se requiere un aerogenerador clasificación II según IEC 61400-1 (Tabla 16 del anexo 1 Parámetros básicos para la clasificación de aerogeneradores según velocidad media, turbulencia y cargas extremas).



Grafica 11 Variación de velocidad extrema de viento a un periodo de retorno de 50 años fuente propia elaborado en Windographer

Tormentas Tropicales y Huracanes

Durante el todo el periodo registrado en NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) en International Best Track Archive for Climate Stewardship (IBTrACS), la Isla ha sido atravesada por la ruta de tres depresiones tropicales, el más reciente en 2022 el Huracán Julia categoría H1 con dirección este a oeste de la isla y velocidades máximas de 38.58 m/s, en 1911 un huracán categoría H2 no identificado trazo su ruta por la isla en dirección este a oeste con un

velocidad máxima en la zona de 43.73 m/s, el 1961 el Huracán Hattie con dirección sur a norte de la isla con aproximadamente 36.01 m/s (reportados antes de pasar por la zona insular)

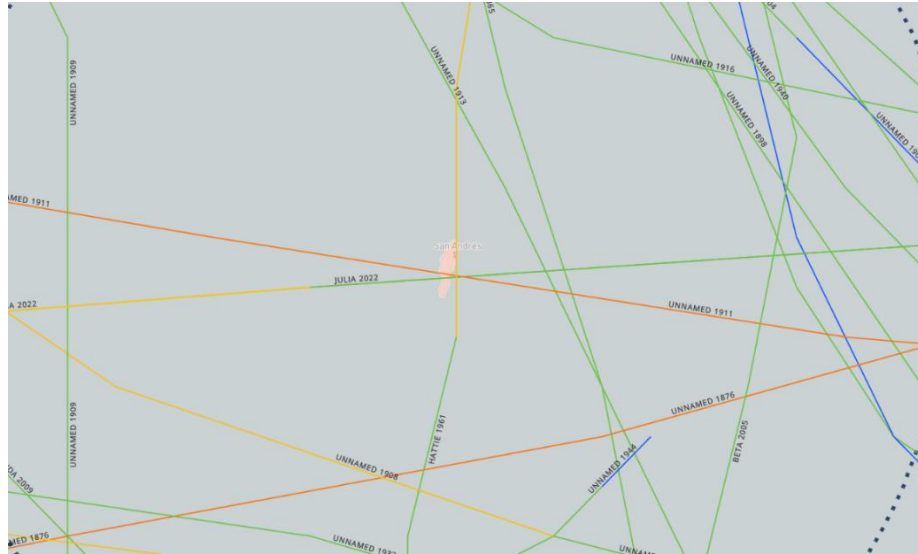


Ilustración 19 Histórico de rutas de tormentas y depresiones tropicales en la zona de San Andrés Isla fuente (NOAA, 2025)

Los datos encontrados de velocidad y frecuencia concuerdan con el análisis de tormentas de Windographer, sin embargo, los valores máximos de velocidad de viento en 1911 deberían ser tenidos en cuenta en la selección del aerogenerador.

En el Caribe, la probabilidad de huracanes categoría 3+ es del 10–15% anual, requiriendo análisis de fatiga estructural teniendo en cuenta la probabilidad de esta ocurrencia.

9.3.5 Comportamiento Oceanográfico

Altura y Dirección del Oleaje

- **Altura significativa de olas:** En el Caribe, la altura media de las olas varía entre 1.5–2.5 metros en condiciones normales, pero puede superar 7 metros durante tormentas o huracanes 4. Según el (National Weather Service, 2025), en aguas del Caribe cercanas a Puerto Rico, se reportan olas de hasta 2.1 metros en promedio, con períodos de oleaje peligroso durante eventos meteorológicos extremos 4.
- **Dirección predominante:** En el Caribe, el oleaje suele provenir del este debido a los vientos alisios. Durante huracanes, la dirección puede variar según la trayectoria de la tormenta.

Velocidad y dirección de corrientes marinas

En aguas abiertas, las corrientes superficiales asociadas a la Corriente del Caribe fluyen hacia el noroeste con velocidades de 0.5–1 nudo (0.25–0.5 m/s) 8.

- Velocidad promedio: Las corrientes costeras en el Caribe suelen tener velocidades de 0.25–0.75 m/s, pero en canales estrechos o cerca de estructuras (muelles, bancos de arena), pueden alcanzar 1–1.5 m/s

- Dirección predominante: Las corrientes siguen patrones estacionales, predominantemente hacia el oeste/noroeste debido a la circulación oceánica del Caribe.

Frecuencia y datos máximos

Oleaje extremo: Durante huracanes (junio-noviembre), las olas pueden superar 10 metros en altura, con períodos de retorno de 50 años estimados en 12–15 metros. El Offshore Waters Forecast (National Hurricane Center & Central Pacific Hurricane Center, 2025) indica que olas de 2.1–3 metros son comunes en el Golfo de México, y estos valores pueden extrapolarse al Caribe en condiciones similares.

9.3.6 Corrientes máximas

En tormentas, las corrientes cercanas a la costa pueden alcanzar 1.5–2 m/s, especialmente en zonas de rompientes o cerca de estructuras

Mediciones in situ: Implementar campañas de monitoreo con ADCP (Acoustic Doppler Current Profilers) para validar datos en las coordenadas exactas.

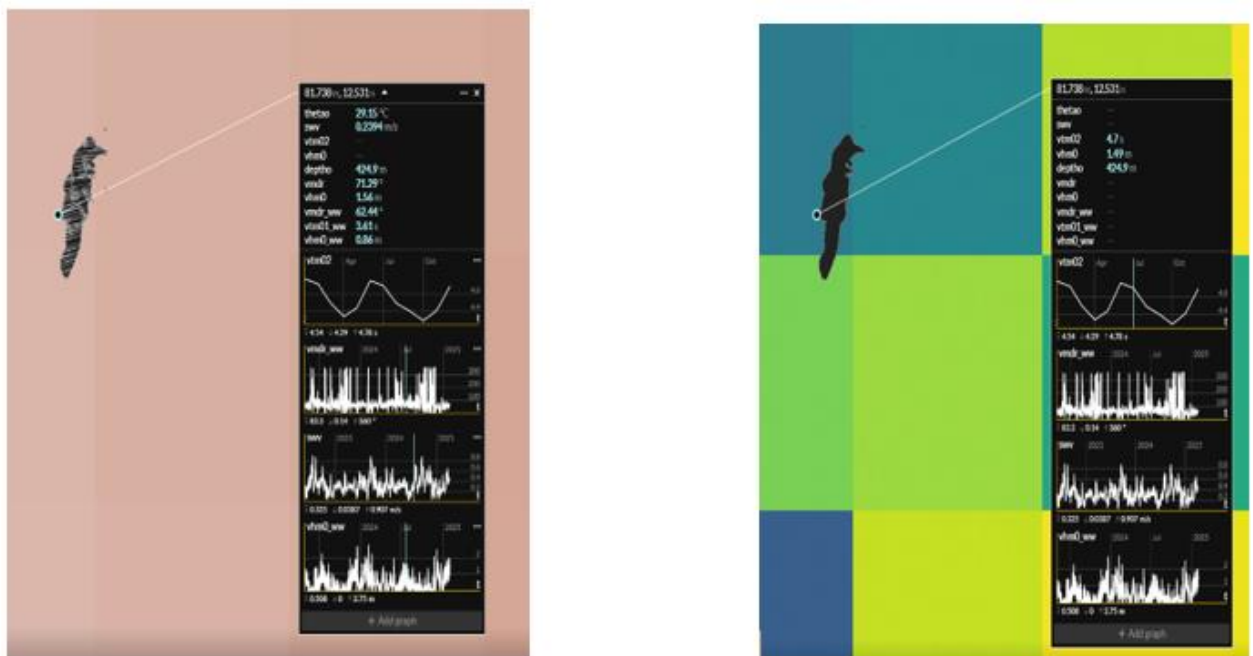


Ilustración 20 Histórico de comportamiento dirección y altura de oleaje, dirección y velocidad de corrientes marinas, frecuencia de eventos extremos fuente (Copernicus Marine, 2025)

10 Selección del emplazamiento

10.1 Criterios de selección del emplazamiento

El perfil batimétrico del Archipiélago de San Andrés presenta algunas zonas con profundidades menores a 70 metros, tanto en sus Islas principales como en los cayos, estas zonas son ideales para la instalación de aerogeneradores costa afuera soportados en mono pilote.

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

Nombre Zona Geografica	Cercanía a Centros de Consum	Impacto Ambiental	Impacto Económico	Impacto Político	Impacto Social	Adequibilidad a la Red Eléctrica	Puertos Cercanos	Impacto Estimado en el Presupuesto	Promedio de Evaluación
Isla de San Andres	10	5	7	8	7	10	10	10	8,375
Isla de Providencia y Santa Catalina	8	5	5	6	6	8	7	7	6,5
Cayo Roncador	3	3	3	4	3	1	1	1	2,375
Cayo Serrana	2	2	3	2	2	1	1	1	1,75
Cayo Quitasueño	1	3	2	2	2	1	1	1	1,625

Tabla 6 Análisis preliminar de zonas de estudio del Archipiélago de San Andrés para aprovechamiento eólico marino y el generador fotovoltaico

Tras comparar los análisis realizados, se concluye que, si bien los cayos muestran velocidades de viento medio más favorables, también presentan restricciones significativas en los aspectos técnicos, ambientales, logísticos y regulatorios previamente evaluados. Estas limitaciones dificultan la posibilidad de avanzar hacia un análisis más detallado del recurso eólico en esas zonas.

En contraste, la isla de San Andrés reúne las condiciones más favorables desde el punto de vista técnico, económico, ambiental y social, lo que la convierte en el área más adecuada para la preselección de zonas destinadas al análisis de prefactibilidad del parque eólico y del sistema de generación fotovoltaica.

10.2 Restricciones ambientales y normativas

10.2.1 Contexto General del Proyecto

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) analiza la viabilidad ambiental de un proyecto híbrido de generación de energía eléctrica mediante un parque solar fotovoltaico terrestre y un parque eólico offshore en la isla de San Andrés, dentro del contexto ecológico y normativo de una zona insular protegida y estratégica.

El proyecto se ubica en áreas no superpuestas con zonas de conservación estricta, pero dentro de los límites del Área Marina Protegida (AMP) Seaflower, lo que condiciona fuertemente el diseño, permisos y operación de la iniciativa.

10.2.2 Restricciones Normativas y Permisos Ambientales Requeridos

El EIA identifica una amplia gama de permisos que deben tramitarse antes de iniciar cualquier fase del proyecto, en cumplimiento del marco legal colombiano y las regulaciones específicas de zonas marinas:

- Concesión Marítima y Permiso de Ocupación Temporal: Requeridos para el uso del espacio marino donde se instalarán los aerogeneradores. Otorgados por DIMAR, previa evaluación de interferencias con navegación y otros usos del mar.
- Licencia Ambiental Integral: Dado que el proyecto involucra intervenciones en áreas protegidas, debe ser gestionada ante CORALINA, autoridad ambiental del archipiélago, con posible revisión por parte de la ANLA si el impacto trasciende lo regional.
- Consulta Previa: Si se identifican comunidades étnicas (como el pueblo raizal) potencialmente afectadas, debe realizarse un proceso de consulta previa, libre e informada (FPIC), conforme a lo exigido por el Ministerio del Interior.
- Permisos del Espacio Aéreo y Navegación: Las estructuras eólicas deben ser compatibles con rutas aéreas y marítimas. Requiere aprobación de AEROCIVIL, FAC, DIMAR y autoridades de defensa, según ubicación y altura.
- Autorización de Conexión a Red: El punto de interconexión al sistema insular debe ser aprobado por SOPESA y ajustado a los criterios de confiabilidad del sistema establecidos por IPSE y CREG.
- Permisos de construcción y uso de suelo: A nivel local, deben ser tramitados ante las entidades de planeación y alcaldía, especialmente para el parque solar terrestre y subestaciones.
- Gestión de residuos y seguridad industrial: Durante todas las fases se requerirán permisos específicos de salud ocupacional y manejo de residuos peligrosos, supervisados por autoridades locales y ambientales.

10.2.3 Restricciones Ambientales Específicas Identificadas

El EIA establece una serie de limitaciones ecológicas y territoriales derivadas de la sensibilidad ambiental del entorno marino-costero de San Andrés. Estas restricciones se agrupan en los siguientes bloques:

a) Áreas Protegidas y Zonificación Ambiental

- El proyecto se encuentra dentro de la Reserva de Biosfera Seaflower, reconocida por la UNESCO y administrada por CORALINA.
- La zonificación del AMP Seaflower establece Zonas de No Toma (NTZ), donde toda actividad extractiva o de intervención está prohibida. El proyecto debe evitar completamente estas zonas.
- Se permite intervenir únicamente en Zonas de Uso Sostenible, bajo condiciones estrictas.

b) Hábitats Sensibles

Se identifican ecosistemas altamente vulnerables:

- Arrecifes coralinos: afectados por sedimentación, anclajes y cambios en calidad del agua.
- Praderas de pastos marinos: importantes zonas de crianza de especies comerciales y protegidas.
- Manglares: localizados en zonas cercanas a la conexión submarina a tierra firme.

La instalación de pilotes y estructuras representa riesgo directo para estos hábitats si no se gestiona adecuadamente.

c) Fauna Marina y Aves

- El área alberga especies en peligro como tortugas marinas, manatíes, delfines y tiburones, además de aves migratorias.
- Impactos como el ruido submarino, la colisión con turbinas o la fragmentación del hábitat podrían alterar los patrones de movimiento y reproducción de estas especies.

d) Pesca Artesanal

La pesca artesanal es una actividad económica clave en la isla. El proyecto podría provocar:

- Pérdida temporal de zonas de faena
- Riesgo de desplazamiento y conflicto de uso del mar

Se recomienda realizar procesos participativos con comunidades pesqueras y establecer zonas de exclusión controladas solo durante obras críticas.

e) Turismo y Paisaje Costero

- San Andrés depende en gran parte del turismo recreativo (buceo, snorkeling, ecoturismo).
- El impacto visual del parque eólico desde puntos turísticos (Johnny Cay, West View) podría afectar la percepción paisajística.

Se sugiere realizar un análisis de visibilidad y planificación paisajística desde tierra.

f) Calidad del agua y riesgo de contaminación

- El dragado, la movilización de sedimentos y posibles derrames representan amenazas a la calidad del agua costera y al equilibrio ecológico.
- Se requiere un sistema robusto de monitoreo ambiental marino, con indicadores como turbidez, sedimentos y ruido.

g) Interferencias con Navegación

- El proyecto debe evitar interferencias con rutas marítimas existentes entre islas, embarcaciones pesqueras y transporte turístico.

- Requiere coordinación previa con DIMAR y adaptación del diseño si es necesario.

h) Preservación del Patrimonio Cultural

- Si se identifican sitios arqueológicos o patrimonio inmaterial, deberán tomarse medidas de protección. El EIA prevé diagnóstico previo y monitoreo en zonas intervenidas.

En la Ilustración 21 se puede visualizar el mapa con las áreas protegidas de acuerdo con el atlas de la Reserva de Biosfera Seaflower. (Coralina, 2012)

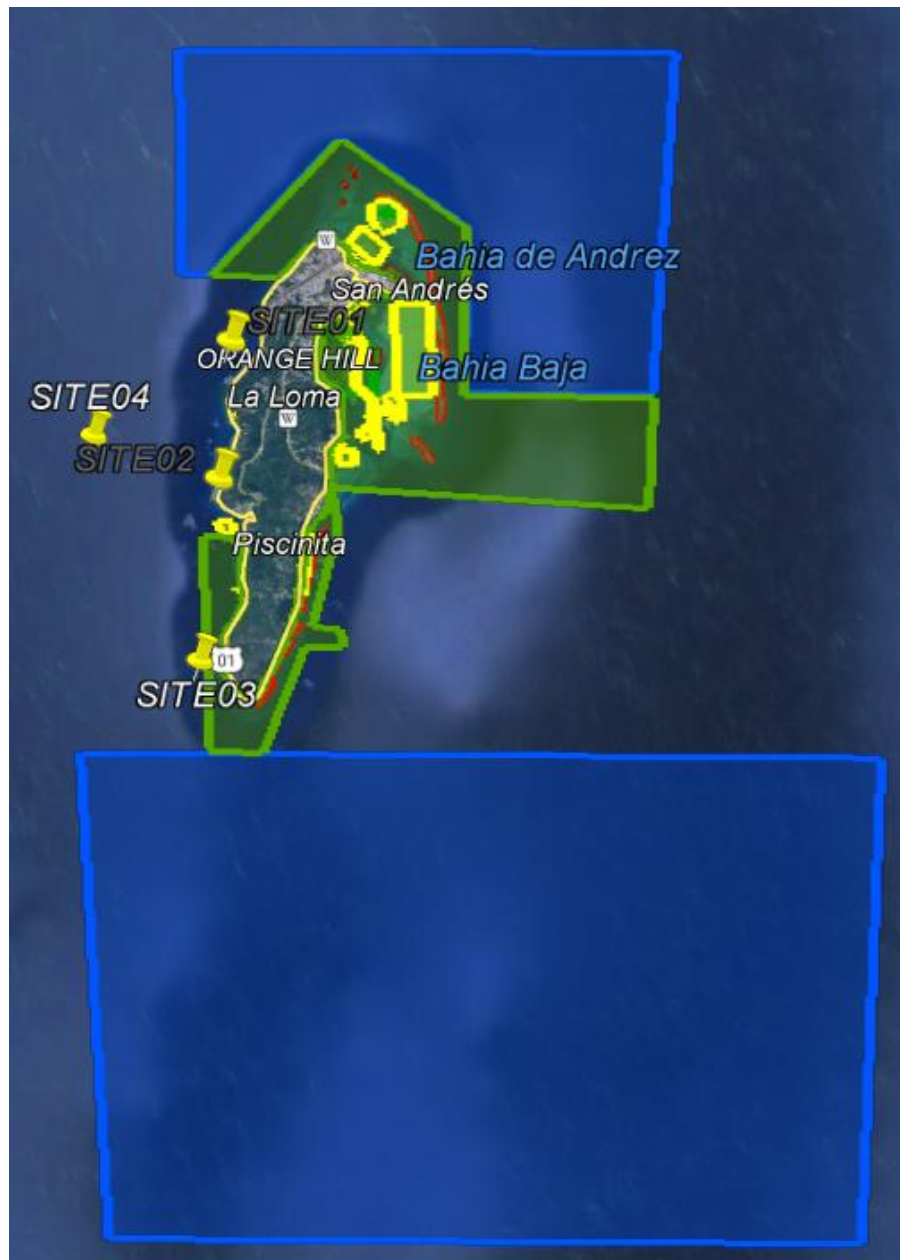


Ilustración 21 Zonificación de manejo ambiental marino de la Isla de San Andrés. (Google Earth, 2025)

10.2.4 Metodología y criterios de puntuación

El EIA emplea una metodología mixta cualitativa y semicuantitativa, alineada con los lineamientos del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia, y apoyada en prácticas internacionales (IEA Wind TCP, IEA PVPS, ESPOO Convention). La metodología permite evaluar los impactos ambientales del proyecto eólico offshore y solar onshore en sus tres fases: construcción, operación y desmantelamiento.

10.2.4.1 Enfoque metodológico

Permite identificar y valorar los efectos sobre medios físico, biótico, socioeconómico y funcional, basándose en:

- Guías nacionales (MADS, DIMAR, CORALINA, INVEMAR)
- Prácticas internacionales en evaluación marina

10.2.4.2 Áreas de influencia

Se definen tres tipos:

- Área de Influencia Directa (AID): Zonas de obras físicas (polígonos de aerogeneradores, paneles, cables).
- Área de Influencia Indirecta (AII): Zonas afectadas por tránsito marítimo, ruido, turbidez, paisaje.
- Área de Influencia Acumulativa (AIA): Áreas donde los impactos interactúan con otras actividades (pesca, turismo, energía).

10.2.4.3 Matriz de valoración de impactos

Se utiliza una matriz de Leopold adaptada al contexto marino, considerando:

- Intensidad (I)
- Duración (D)
- Extensión (E)
- Reversibilidad (R)
- Frecuencia (F)
- Sensibilidad del medio (S)
- Naturaleza (N) [negativo, positivo o neutro]

Fórmula:

$$IT=I \times D \times E \times R \times F \times S \times N \quad IT=I \times D \times E \times R \times F \times S \times N$$

Escala de clasificación:

- ± 1 a ± 20 : No significativo
- ± 21 a ± 60 : Bajo
- ± 61 a ± 120 : Moderado
- ± 121 a ± 180 : Alto
- ± 181 a ± 243 : Muy alto

10.2.4.4 Categorización de impactos

Cada impacto se clasifica por:

- Tipo (directo, indirecto, acumulativo, sinérgico)
- Etapa (construcción, operación, desmantelamiento)
- Componente afectado (agua, suelo, biodiversidad, etc.)
- Probabilidad de ocurrencia
- Medidas de mitigación aplicables

10.2.4.5 Validación

La metodología fue revisada con criterios técnicos de:

- CORALINA
- INVEMAR
- DIMAR

10.2.5 Valoración de impactos ambientales

La Tabla 7 muestra la valoración de impactos ambientales y resume de forma estructurada los efectos positivos y negativos del proyecto en sus tres fases: construcción, funcionamiento y desmantelamiento.

Fase	Componente Afectado	Impacto Identificado	Tipo	Valoración IT	Significancia	Observaciones
Construcción	Medio biótico (hábitat marino)	Alteración del sustrato marino	Negativo	-135	Alto	Afectación directa a bentos y sea Grass
Construcción	Medio físico	Aumento de turbidez	Negativo	-95	Moderado	Por dragado y movilización de sedimentos
Construcción	Medio biótico (fauna)	Ruido submarino	Negativo	-121	Alto	Martillos hidráulicos y maquinaria
Construcción	Medio	Interferencia	Negativo	-72	Moderado	Pérdida temporal

	socioeconómico	con pesca artesanal				de zonas de faena
Construcción	Medio físico/socioeconómico	Riesgo de derrames accidentales	Negativo	-83	Moderado	Combustibles en buques
Construcción	Medio socioeconómico	Generación de empleo temporal	Positivo	45	Bajo	Empleo directo e indirecto
Construcción	Capital humano	Transferencia de conocimiento	Positivo	32	Bajo	Capacitación técnica
Funcionamiento	Medio antrópico	Interferencia con rutas marítimas menores	Negativo	-66	Moderado	Requiere coordinación con DIMAR
Funcionamiento	Medio biótico (fauna marina)	Desplazamiento de especies marinas	Negativo	-98	Moderado	Cambios de comportamiento faunístico
Funcionamiento	Medio biótico (aves)	Riesgo de colisión con turbinas	Negativo	-85	Moderado	Principalmente aves migratorias
Funcionamiento	Medio ambiente global	Reducción de GEI por sustitución de diésel	Positivo	180	Alto	Beneficio climático directo
Funcionamiento	Seguridad energética	Diversificación de matriz	Positivo	105	Moderado	Complementariedad eólica/solar
Funcionamiento	Institucional/ambiental	Generación de datos y monitoreo científico	Positivo	76	Moderado	Fortalece vigilancia y gobernanza marina
Desmantelamiento	Medio físico	Re-sedimentación del fondo marino	Negativo	-78	Moderado	Por remoción de estructuras
Desmantelamiento	Medio físico/operativo	Riesgo por residuos contaminantes	Negativo	-86	Moderado	Cables, aceites, partes metálicas
Desmantelamiento	Medio biótico	Restauración ecológica parcial	Positivo	60	Bajo	Posible recuperación de hábitats
Desmantelamiento	Medio económico	Reutilización de materiales	Positivo	45	Bajo	Acero, cables, componentes fotovoltaicos

Tabla 7 Matriz de valoración de impactos ambientales (fuente: elaboración propia)

10.2.6 Plan de vigilancia ambiental

El Plan de Vigilancia Ambiental (PVA) Tabla 8, tiene como objetivo hacer seguimiento y control continuo a las variables ambientales que puedan verse afectadas por el proyecto en sus fases de construcción, operación y desmantelamiento, verificando el cumplimiento de las medidas de manejo ambiental establecidas.

El enfoque general del PVA es ser un instrumento técnico de seguimiento que evalúa la efectividad de las acciones de manejo, mitigación y compensación y se articula con las obligaciones del Licenciamiento Ambiental y los requerimientos de la autoridad competente (CORALINA y DIMAR).

Medio	Parámetro	Indicador	Método	Frecuencia	Responsable
Físico	Calidad del agua	Turbidez (NTU), pH, DO, temperatura	Sondeo multiparamétrico, muestras in situ	Mensual durante construcción, semestral en operación	Contratista ambiental + supervisión CORALINA
	Sedimentación marina	Tasa de depósito (g/m ² /día)	Trampas de sedimento	Trimestral durante construcción y desmantelamiento	Consultor ambiental externo
	Ruido submarino	Nivel de presión sonora (dB re 1 µPa)	Hidrófonos de fondo	Quincenal durante instalación de pilotes	Especialistas en bioacústica marina
Biótico	Arrecifes de coral	Cobertura (%) y salud	Transectos fotográficos, análisis con software Coral Point Count	Semestral	INVEMAR / ONG local
	Tortugas y cetáceos	Avistamientos, rutas de tránsito	Observadores marinos + boyas acústicas	Continuo en operación	Equipo de monitoreo especializado
	Aves marinas	Mortalidad, desplazamiento	Conteo desde embarcaciones + cámaras automáticas en torres	Trimestral	Fundación de conservación de aves marinas
Socioeconómico	Pesca artesanal	Captura diaria, áreas de faena	Encuestas a pescadores, GPS comunitarios	Semestral	CORALINA + gremios locales
	Navegación	Reportes de interferencia o	Registro de capitánías + entrevistas	Anual	DIMAR
	Percepción comunitaria	Satisfacción y preocupaciones	Talleres participativos / encuestas	Anual	Oficina de participación ciudadana del proyecto
Normativo	Cumplimiento de medidas del EIA	% medidas implementadas vs. previstas	Auditoría ambiental	Trimestral	Auditoría independiente ambiental
	Permisos y licencias	Vigencia y cumplimiento	Revisión documental	Trimestral	Coordinador ambiental del proyecto

Tabla 8 Plan de vigilancia ambiental (fuente: elaboración propia)

Fases de aplicación:

- Construcción: vigilancia intensiva sobre turbidez, ruido submarino, tránsito de embarcaciones y relación con comunidades costeras.
- Operación: seguimiento del comportamiento de especies marinas, integridad estructural del cable submarino y percepción social.
- Desmantelamiento: control de residuos, remoción del cableado y recuperación del fondo marino.

Registro y reporte:

- Todos los datos deben registrarse en formatos estandarizados, con respaldo geo-referenciado y verificación por parte de un equipo técnico acreditado.
- Se establece un sistema de reportes semestrales a CORALINA y a las autoridades marítimas, incluyendo recomendaciones de mejora y medidas correctivas si se detectan desviaciones significativas.

Coordinación institucional:

El PVA debe implementarse en coordinación con:

- CORALINA (autoridad ambiental)
- DIMAR (autoridad marítima)
- INVEMAR (en aspectos bióticos marinos, si se requiere soporte técnico adicional)

10.3 Accesibilidad e impacto logístico

La ejecución de un proyecto energético en el Archipiélago de San Andrés presenta retos logísticos significativos debido a su condición insular, las restricciones ambientales, la dependencia del transporte marítimo y aéreo, y la interacción con sectores clave como el turismo, la pesca y la defensa. Esta sección evalúa los aspectos clave relacionados con el acceso, la logística y la coordinación institucional para el desarrollo del proyecto.

10.3.1 Logística Portuaria y Vías de Acceso

El acceso principal para el transporte de materiales y equipos pesados será marítimo, utilizando el puerto de San Andrés como punto de entrada. La logística portuaria requerirá una coordinación anticipada para garantizar disponibilidad de espacio, equipos de descarga, y zonas de acopio temporal. Por otra parte, las vías de acceso terrestre en la isla, aunque limitadas, deberán ser evaluadas en términos de capacidad de carga, interferencias con el tránsito local y horarios de movilización para evitar afectaciones a la población residente y al turismo.

10.3.2 Coordinación Marítima y Aérea

Dado el entorno marítimo del proyecto, será necesaria la articulación con:

- Rutas marítimas comerciales, para evitar interferencias con la navegación de carga y abastecimiento.
- Rutas militares, dado que la Armada Nacional y la Fuerza Aérea tienen presencia activa en la zona.
- Rutas de pesca artesanal, que constituyen una actividad económica clave y sensible, por lo cual se requerirá concertación con las comunidades de pescadores.
- Rutas de navegación turística, particularmente en zonas cercanas a arrecifes o áreas protegidas, donde hay tráfico constante de embarcaciones de recreo.

Adicionalmente, se deberá considerar la coordinación con rutas aéreas para evitar interferencias durante el transporte de componentes por vía aérea, en caso de que se opte por esa modalidad.

10.3.3 Preparación del Sitio y Zona de Montaje

La habilitación de una zona de acopio y montaje es esencial para el manejo eficiente de los materiales, garantizando espacio suficiente, seguridad, protección frente al clima y cercanía a la zona de instalación. Esta área deberá cumplir con normativas locales de uso de suelo y estar equipada para manipulación de componentes pesados y sensibles.

10.3.4 Articulación Institucional y Comunitaria

La ejecución del proyecto requerirá una estrecha coordinación con la comunidad local, tanto para garantizar aceptación social como para mitigar impactos temporales en la movilidad, el paisaje y la dinámica económica. Asimismo, se deberán coordinar:

- Actividades turísticas, con el fin de evitar interferencias durante temporadas de alta afluencia.
- Permisos especiales de tránsito, necesarios para el transporte de carga sobredimensionada o movimiento nocturno de equipos.
- Gestión aduanera e impositiva, para la importación de componentes, considerando el régimen especial del archipiélago.

10.3.5 Uso del Suelo y Condiciones Técnicas

El proyecto debe cumplir con la normativa de uso del suelo marino e insular, según lo estipulado por las autoridades ambientales y de planificación territorial. Para ello, se realizarán los siguientes estudios técnicos:

- Estudio geológico del suelo marino e insular, que permitirá evaluar la estabilidad y composición del terreno para cimentaciones o anclajes.
- Estudio geotécnico del suelo marino, que profundizará en la capacidad portante, posibles riesgos de socavación y comportamiento estructural del sustrato.
- Estudio climático, necesario para conocer los patrones de viento, lluvia, radiación solar, y eventos extremos como tormentas o huracanes, que puedan afectar la planificación de obra.
- Estudio de flujo de carga y cortocircuito, con el objetivo de garantizar una integración segura y confiable del sistema a la red eléctrica existente.

10.4 Disponibilidad de interconexión con la red

Como parte del estudio de viabilidad técnica del proyecto de generación renovable para la isla de San Andrés, se llevó a cabo una gestión formal ante la Sociedad Productora de Energía de San Andrés S.A. E.S.P. (SOPESA), operador de red local, con el fin de consultar la disponibilidad de un punto de conexión para una subestación de 25 MW, así como la posibilidad de acceder a un diagrama unifilar actualizado del sistema de generación y distribución en la isla.

La solicitud fue enviada mediante correo electrónico el día 26 de marzo de 2025 y fue oficialmente recibida por SOPESA bajo el radicado No. 202541000100032, con código de verificación No. 63297, tal como fue confirmado en la respuesta firmada por el Facilitador Administrativo de la entidad. Actualmente, la solicitud se encuentra en trámite de gestión por parte del operador.

De manera complementaria, durante una comunicación telefónica sostenida con personal técnico de SOPESA, se recibió una respuesta verbal positiva, indicando que existe viabilidad preliminar para realizar la conexión del sistema proyectado, siempre y cuando se cumpla con la normativa vigente y se presenten los estudios técnicos requeridos por el operador (flujo de carga, cortocircuito, entre otros).

Esta respuesta, aunque aún no formalizada por escrito, permite proyectar de forma favorable la fase de integración del sistema a la red. No obstante, se continuará haciendo el debido seguimiento al radicado para obtener una confirmación oficial y los lineamientos técnicos definitivos.

11 Comparación de posibles ubicaciones

11.1 Ubicaciones del Parque Eólico

Para determinar las ubicaciones favorables se tuvo en cuenta las restricciones ambientales delimitadas en el estudio impacto ambiental (Ver Anexo 3), así como también los siguientes criterios:

- la velocidad del viento
- la densidad de potencia
- las profundidades menores 70 m.
- Distancia de la costa
- Disponibilidad del punto de conexión a red
- Logística portuaria
- el costo de inversión según el emplazamiento
- Geología del área
- Geotecnia del área

Utilizando el mapa cargado en WAsP y los datos de viento extrapolados a 100 m de altura se muestran en la Ilustración 22 las áreas con mayor densidad de potencia y velocidad de viento.

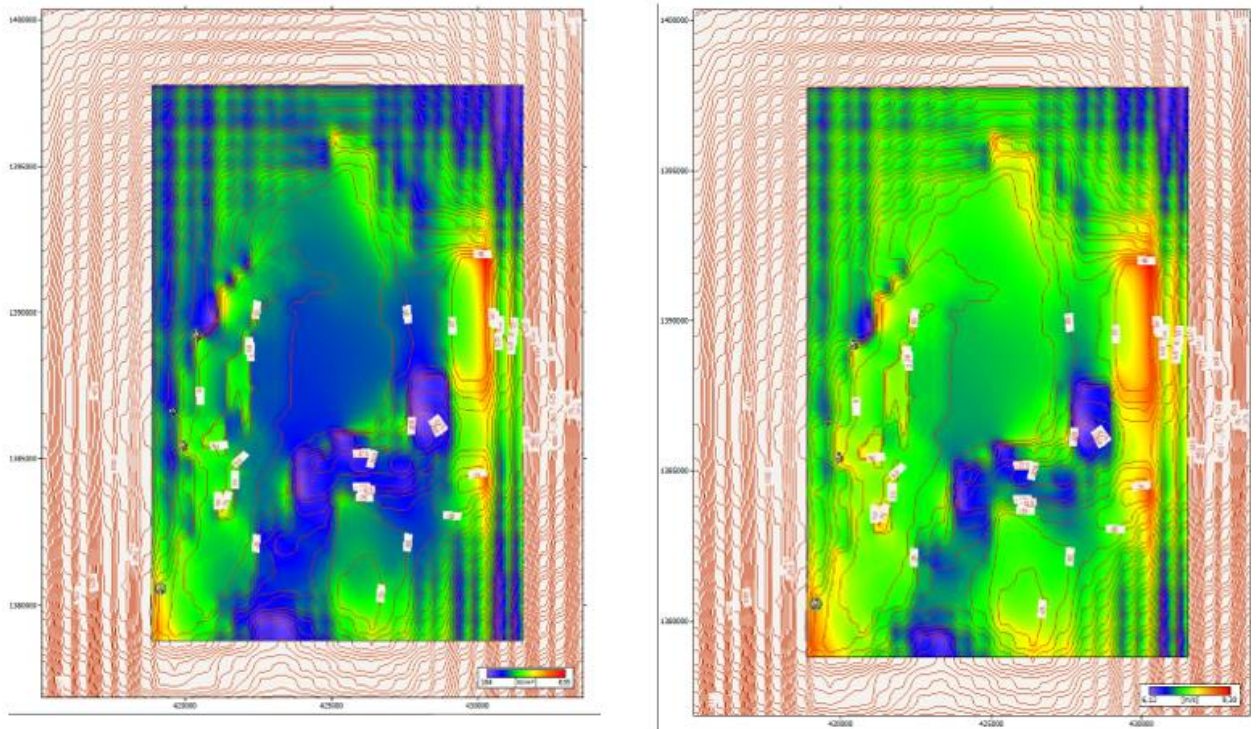


Ilustración 22 Mapas preselección de ubicaciones de aerogeneradores con base en densidad de potencia, velocidad de viento y batimetría de San Andrés Isla fuente propia elaboración en WAsP

Teniendo en cuenta las restricciones globales de la isla para la selección de las zonas de estudio para posible ubicación, así como también las zonas de mayor densidad energética y batimetría favorable se preseleccionan las siguientes ubicaciones para un análisis detallado y poder determinar la mejor ubicación bajo los criterios que se evaluarán en los siguientes apartados.

Ubicación	Latitud	longitud	PROFUND
SITE01	12,564031	-81,732464	-24,3
SITE02	12,530164	-81,736912	-10,1
SITE03	12,485830	-81,743523	-44

Tabla 9 Zonas de estudio de prefactibilidad para instalación de parque eólico marino

Teniendo en cuenta los criterios anteriores se realizó un análisis cualitativo Tabla 10 y cuantitativo Tabla 11 para la selección de uno de los tres posibles emplazamientos para la ubicación del parque eólico, partiendo de la calificación de los posibles impactos y sus riesgos sobre la aprobación del proyecto en etapas tempranas, así como la probabilidad de retrasos y/o afectaciones graves durante etapas más avanzadas que puedan inviabilizar su culminación favorable o puesta en marcha.

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 SIMENTACION	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 10 Evaluación cualitativa criterios de prefactibilidad zonas de estudio para instalación de parque eólico marino

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 SIMENTACION	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 11 Evaluación cuantitativa criterios de prefactibilidad zonas de estudio para instalación de parque eólico marino

Teniendo en cuenta que el sitio con mejores condiciones presenta un riesgo de proyecto sustancial debido a su cercanía a la costa, esto puede ocasionar un impacto visual muy fuerte y producir la desaprobación social similar a su montaje en tierra, además se suma a esto que no hay antecedentes favorables a nivel mundial de una instalación similar con distancia menor a 3 Km de la costa. Se contempla una ubicación alternativa en la zona ubicada según coordenadas en la Tabla 12, tratando de conservar las características energéticas de la seleccionada, pero quitando la restricción de cimentación fija con el fin de explorar en aguas con profundidades mayores a 70 m.

Esto se analizará a profundidad en el apartado financiero con el fin de determinar la viabilidad del emplazamiento alternativo y su variación en los costos de inversión inicial.

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

Tabla 12 Zona alternativa de estudio al SITE02 para ubicación aerogenerador

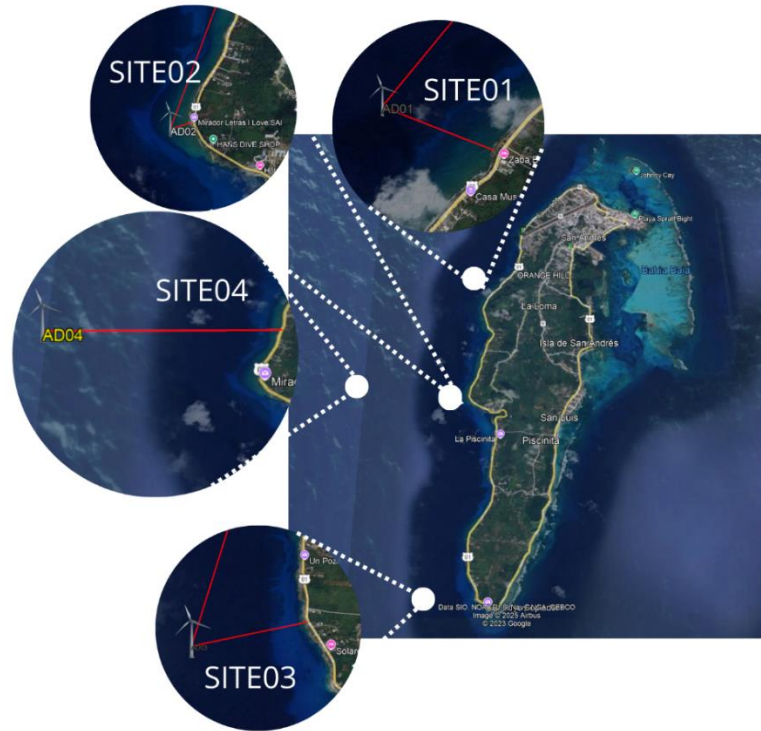


Ilustración 23 Ubicaciones zonas de estudio para instalación de parque eólico marino

Análisis Oceanográfico y Depresiones Tropicales de las ubicaciones

Con el fin de determinar los riesgos y exposiciones al oleaje y corrientes (dirección, velocidad y altura), así como también la probabilidad e intensidad de tormentas, huracanes o depresiones tropicales que generen condiciones extremas a cada posible emplazamiento.

SITE01		
Parámetro	Valor promedio	Máximo histórico (Período retorno 50 años)
Altura de ola (Hs)	1.8 m	14.2 m
Dirección de ola	Este (85° desde el Norte)	Variable durante
Velocidad de corriente	0.7 m/s	2.3 m/s
Dirección de corriente	Noroeste (310°)	Oeste en tormentas
Frecuencia huracanes	1.2 eventos/año (Cat. 3+)	Probabilidad 12%

Tabla 13 Evaluación oceanográfica zona de estudio 1 para instalación de parque eólico marino

SITE02		
Parámetro	Valor promedio	Máximo histórico (Período retorno 50 años)
Altura de ola (Hs)	1.9 m (± 0.2 m)	13.8 m (± 2.1 m)
Dirección de ola	Este-Noreste (75°)	Noreste durante huracanes
Velocidad de corriente	0.65 m/s (± 0.1 m/s)	2.1 m/s (± 0.3 m/s)
Dirección de corriente	Oeste-Noroeste (290°)	Sur en tormentas
Frecuencia huracanes	1.1 eventos/año (Cat. 3+)	Probabilidad 11% anual ($\pm 2\%$)

Tabla 14 Evaluación oceanográfica zona de estudio 2 para instalación de parque eólico marino

SITE03		
Parámetro	Valor promedio	Máximo histórico (Período retorno 50 años)
Altura de ola (Hs)	2.1 m (± 0.3 m)	15.5 m (± 2.4 m)
Dirección de ola	Este-Sureste (105°)	Norte en eventos extremos
Velocidad de corriente	0.8 m/s (± 0.15 m/s)	2.6 m/s (± 0.4 m/s)
Dirección de corriente	Noroeste (310°)	Oeste-Suroeste en tormentas
Frecuencia huracanes	1.3 eventos/año (Cat. 3+)	Probabilidad 14% anual ($\pm 3\%$)

Tabla 15 Evaluación oceanográfica zona de estudio 3 para instalación de parque eólico marino

Diferencias entre sitios:

- SITE03 muestra mayores alturas de ola debido a su exposición directa al mar Caribe abierto.
- Las corrientes en SITE03 son más intensas por la influencia de la Corriente de Panamá-Colombia.
- Para SITE02, la menor altura de ola máxima se explica por efectos de refracción en la plataforma rocosa.
- En SITE03, los máximos de corriente incluyen efectos de wave-current interaction (oleaje+corriente).

Selección:

- SITE02: Ideal por corrientes menos intensas, pero requiere refuerzo anti-vórtice en el monopilote.
- SITE03: Necesita diseño reforzado para cargas combinadas (oleaje + corrientes) y protección contra erosión.

Resultados:

El SITE01 es descartado debido a:

- Cercanía Con el aeropuerto menor de 5 Km, es un riesgo para la operación y rutas aeronáuticas civiles y comerciales de San Andrés, presenta cercanía con barreras coralinas.

Esto genera un alto riesgo de desaprobación y la alta posibilidad de inversión elevada, esto teniendo en cuenta que es la ubicación que menor generación energética de las tres.

El SITE02 es el elegido con las siguientes restricciones debido a:

- Cercanía con la costa menor 3 Km, la cual es un riesgo de afectación social por el impacto visual de su cercanía, lo cual puede ser compensada con el hecho que no hay regulación de esta distancia en Colombia y es un proyecto de interés nacional. Presenta altas posibilidades de un capex moderada a bajo por las ventajas geográficas de su ubicación.

El SITE03 es apto con altas restricciones debido a:

- Cercanía con la falla Escarpe de Hess presentando alto riesgo sísmico, adicional presenta cercanía con zonas pesqueras artesanales, se encuentra alejada del punto de conexión más cercano y posibilidad de afectación a corales profundos y zona de amortiguamiento de la reserva marina. Estos estudios elevarían los costos de inversión sin la certeza de poder obtener la aprobación de las licencias requeridas, sin embargo, es la zona con mayor potencial de producción energético.

11.2 Ubicaciones del Parque Solar Fotovoltaico

El emplazamiento onshore es una de las tecnologías instaladas con mayor madurez y ampliamente implementadas en la actualidad. A continuación, se detallan las consideraciones claves:

Ventajas:

- La facilidad de acceso y mantenimiento agiliza las actividades operativas, reduciendo considerablemente los costos.
- Las estructuras presentan menor complejidad y requerimientos técnicos, lo que simplifica el diseño y la ejecución del proyecto.
- La instalación en terrenos cuidadosamente seleccionados, donde el impacto ambiental es reducido, permite una mejor planificación y diseño.

Desafíos:

- La disponibilidad de terrenos adecuados puede limitar la realización de parques solares de gran envergadura, ya que la gestión y adquisición de predios representa un reto significativo.
- La presencia de edificaciones, vegetación y otros elementos del entorno puede influir en los niveles de radiación que inciden sobre el sistema, por lo que es necesario realizar estudios detallados.

La ubicación elegida para este tipo de emplazamiento será en el sitio con coordenadas Latitud: 12.551112°, Longitud: -81.730496° como se observa en la Ilustración 24.



Ilustración 24 Propuesta emplazamiento onshore (Google Earth, 2025)

Las principales características de este emplazamiento son:

Orografía

La isla de San Andrés, ubicada en el mar Caribe colombiano, presenta un relieve predominantemente plano con algunas elevaciones moderadas. La elevación más significativa es una colina conocida como "La Loma", que alcanza aproximadamente 85 metros sobre el nivel del mar. La formación geológica de la isla se compone principalmente de sedimentos calizos recientes. Esta topografía facilita el desarrollo de actividades turísticas y urbanas en gran parte de la isla. (Wikipedia, 2025)

Tipo de terreno

Punta Evans, es la zona donde se plantea el emplazamiento onshore, se encuentra en una región costera donde los suelos presentan características específicas debido a su proximidad al mar. Estos suelos suelen estar influenciados por la salinidad y la presencia de sodio, lo que les confiere propiedades químicas distintas en comparación con otras áreas de la isla de acuerdo con (SGC, 2025).

San Andrés, presenta suelos desarrollados sobre formaciones de calizas coralinas del Pleistoceno. Estos suelos suelen ser poco profundos, con espesores que no superan los 25 centímetros, y están

limitados por roca caliza dura. Tienen una textura limosa y contienen fragmentos rocosos a lo largo del perfil. Además, debido a su origen y ubicación, pueden estar afectados por la presencia de sales y sodio, lo que influye en su drenaje y fertilidad.

En términos de construcción, la escasa profundidad y la presencia de roca caliza dura cercana a la superficie pueden limitar las opciones de cimentación, requiriendo técnicas específicas para garantizar la estabilidad de las edificaciones. Además, la posible presencia de sales y sodio puede afectar la durabilidad de los materiales de construcción. Por lo tanto, es esencial realizar estudios geotécnicos detallados en el sitio antes de iniciar cualquier proyecto constructivo en Punta Evans. (Coralina, 2012).

Vegetación

San Andrés Islas presenta una diversidad de ecosistemas que albergan distintos tipos de vegetación adaptados a las condiciones climáticas y geográficas de la región, predominando los bosques secos, los cuales albergan una variedad de especies vegetales adaptadas a condiciones de baja humedad. (Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt, 2021)

Interconexión eléctrica

Desde el cuarto técnico del emplazamiento previsto a la subestación de la empresa SOPESA ubicada en la zona conocida como Punta Evans, donde se otorgó el punto de conexión por parte del Operador de Red, se estima una longitud de aproximadamente 0.5km para el emplazamiento onshore y 2.0km para el emplazamiento offshore.

Accesibilidad

La isla dispone de dos terminales: una aérea y otra marítima. Para acceder al emplazamiento desde el Aeropuerto Internacional Gustavo Rojas Pinilla o el puerto San Andrés Port Society, se debe tomar la vía principal que recorre la isla. Esta carretera se encuentra en buen estado y cuenta con una adecuada señalización, aunque en algunos tramos se estrecha y presenta curvas pronunciadas, por lo que se recomienda el uso de vehículos medianos para facilitar las maniobras.

Medio ambiente

El emplazamiento del sistema solar fotovoltaico de 3.5 MW se localiza en la isla de San Andrés, territorio insular colombiano que hace parte de las Zonas No Interconectadas (ZNI). Esta región se distingue por su riqueza ecológica, con ecosistemas sensibles como manglares, bosques secos tropicales y zonas coralinas cercanas, además de estar influenciada por condiciones climáticas tropicales húmedas.

La radiación solar en la isla es elevada durante todo el año, con promedios anuales superiores a los 5 kWh/m²/día, lo cual convierte a San Andrés en un entorno idóneo para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, dada la fragilidad ambiental del territorio y su condición insular, cualquier desarrollo debe realizarse bajo estrictos criterios de sostenibilidad y mínima alteración del entorno natural.

El área seleccionada para el emplazamiento onshore presenta un bajo nivel de intervención antrópica y un relieve favorable, lo que permite una implementación técnica eficiente con

reducida necesidad de movimientos de tierra. Asimismo, se tendrá especial cuidado con la gestión del drenaje superficial, la conservación de la cobertura vegetal nativa y el cumplimiento de la normativa ambiental vigente, bajo la supervisión de la autoridad regional CORALINA y en concordancia con los instrumentos de planificación territorial.

Forma y características de la parcela

El terreno disponible presenta una topografía aproximadamente plana, con una pendiente de apenas el 3%. Su forma rectangular abarca aproximadamente 35.500 m², lo que lo hace adecuado para realizar estudios en diversas orientaciones como se muestra a continuación:



Ilustración 25 Topografía emplazamiento SSFV onshore (Google Earth, 2025)

12 Diseño del sistema híbrido eólico-solar

12.1 Descripción de los criterios generales de diseño

El diseño del sistema de generación renovable propuesto se basa en una serie de criterios técnicos, ambientales, económicos y normativos que buscan garantizar la viabilidad del proyecto, su integración eficiente a la red insular, y su sostenibilidad a largo plazo. A continuación, se describen los lineamientos generales que guían el desarrollo del diseño del parque eólico y del sistema fotovoltaico:

a) Adecuación al recurso energético disponible

Se seleccionan tecnologías de generación (aerogeneradores y paneles solares fotovoltaicos) que se ajusten a las condiciones locales del recurso, como velocidades de viento promedio, dirección

predominante, niveles de radiación solar y comportamiento climático general. Las características técnicas de los equipos se adaptan a estos perfiles para maximizar el rendimiento energético.

b) Compatibilidad con la red eléctrica existente

El diseño considera las características del sistema eléctrico de San Andrés, evaluando las capacidades de interconexión en media tensión, los requisitos de sincronización, la estabilidad de la red y los límites de inyección de potencia. No se incluyen estudios de flujo de carga, cortocircuito y análisis de calidad de energía ya que no hacen parte del objetivo de este proyecto, sin embargo, en caso de ser implementado es necesario realizar este tipo de estudios adicionales para evitar impactos negativos sobre la red insular.

c) Modularidad y escalabilidad del sistema

Se prioriza una configuración modular que permita escalar el sistema según las necesidades futuras, tanto en generación como en almacenamiento energético si fuera necesario. Esta estrategia también facilita el mantenimiento por etapas sin afectar la operación general del sistema.

d) Uso eficiente del suelo y mínima intervención ambiental

Los emplazamientos seleccionados y la disposición de los componentes buscan optimizar el uso del espacio disponible, respetando la normativa de uso del suelo marino e insular, y minimizando la intervención sobre ecosistemas sensibles. El diseño evita la afectación de áreas protegidas, cuerpos de agua, manglares o zonas de alto valor ecológico.

e) Accesibilidad y logística de construcción

Se toma en cuenta la facilidad de transporte, acopio e instalación de los equipos, considerando las limitaciones propias de una isla como San Andrés. Esto incluye la cercanía al puerto, las características del terreno, y la posibilidad de realizar el montaje sin interferir con otras actividades económicas o sociales.

f) Sostenibilidad económica y operativa

Los criterios de diseño incluyen un balance entre costos de inversión, operación y mantenimiento, y eficiencia energética. Se privilegian tecnologías probadas y de bajo mantenimiento, compatibles con el entorno insular y con disponibilidad de repuestos en el mercado regional.

g) Cumplimiento normativo y técnico

El proyecto se alinea con la regulación vigente en Colombia, incluyendo los lineamientos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), los requerimientos técnicos del operador de red SOPESA, y las disposiciones ambientales establecidas por CORALINA y otras autoridades competentes.

12.2 Sistema solar fotovoltaico

Para la estimación de la potencia nominal/pico en función de la forma de la parcela, elementos y equipos, se tuvo en cuenta 12 combinaciones entre orientaciones, estructuras, módulos fotovoltaicos e inversores elegidos para el estudio. A continuación, en la Tabla 16 se describen los diferentes arreglos a evaluar:

Estructura	Panel	Inversor
Delta	1	1
Delta	1	2
Delta	2	1
Delta	2	2
Trackers	1	1
Trackers	1	2
Trackers	2	1
Trackers	2	2
Orientado al Sur	1	1
Orientado al Sur	1	2
Orientado al Sur	2	1
Orientado al Sur	2	2

Tabla 16 Combinaciones entre paneles, inversores y estructura

12.2.1 Datos de partida

- Potencia: la potencia a instalar será 3.500kWp.
- Interconexión con la red: será a través de una línea de distribución aérea interconectada a la subestación Punta Evans con nivel de tensión 34,5KV.
- Tecnología de paneles: Se analizarán dos tecnologías monocristalinas de una sola capa de diferentes marcas, actualmente vigentes en el mercado internacional y local. Se descartan inicialmente los módulos bifaciales, ya que, en el emplazamiento offshore, al instalarse los paneles sobre una plataforma flotante, la distancia entre éstos y la plataforma impide aprovechar al máximo el albedo; mientras que en el emplazamiento onshore, el extenso terreno natural requiere un mantenimiento costoso para garantizar un reflejo óptimo de la radiación, lo que compromete la viabilidad del proyecto.
- Los módulos monocristalinos se pueden considerar como una tecnología madura en cuanto a energía solar fotovoltaica se refieren, ya que, el mercado actual presenta gran cantidad de alternativas e información de los diferentes fabricantes, lo que permite concluir que su investigación y desarrollo va un paso más adelante con respecto a las demás tecnologías cuya información y disponibilidad es más reducida.
- Tecnología de estructura: se analizarán estructuras fijas en configuración delta orientadas en sentido este-oeste, estructura tradicional orientadas al sur y estructuras con trackers o seguimiento.
- Tecnología de inversores: centralizados, Teniendo en cuenta el mercado actual, se estudiarán dos marcas de inversores diferentes.
- Horas de funcionamiento anual a plena carga: el sistema solar tendrá una producción como mínimo de 2.500 horas/año.

12.2.2 Estimación de la energía eléctrica preliminar.

Para el cálculo de la energía eléctrica que anualmente se vestirá a la red se puede realizar de dos formas:

- Cálculos matemáticos: teniendo en cuenta los valores medios mensuales de la irradiación diaria sobre una superficie horizontal y con un ángulo de inclinación determinado.
- Software asistido por computadora: los aplicativos con mayor reconocimiento a nivel internacional son el PVGYS y PVSYST. Los factores que se deben tener en cuenta para la estimación de la producción de energía media anual son: potencia pico del generador, Performance Ratio (PR) calculado debido a las condiciones reales de operación del sistema y los valores de irradiación solar, de los cuales ambos aplicativos cuentan con base de datos para este último factor de incidencia. (UE, 2024)

En este caso y para fines prácticos, se realizará una ligera estimación con el aplicativo PVGIS, con el fin de tener una idea de la posible producción de energía media anual, sin embargo, más adelante en el apartado de diseño se profundizará en detalle los parámetros y las condiciones técnicas con el fin de tener una estimación más acertada.

El ángulo de inclinación se determinó en función de la latitud, en este caso 12° y el azimut sin desviaciones respecto al sur.

A continuación, en la Tabla 17 se presentan los datos de entrada que requiere PVGIS para determinar la producción de energía media anual:

Datos de entrada	
Latitud	12.5511°
Longitud	-81.7305°
Potencia pico [kWp]	3,5
Ángulo de inclinación [$^\circ$]	12
Azimut [$^\circ$]	12
Pérdida de cable [%]	1.5
Pérdida del inversor [%]	2
Pérdida fotovoltaica [%]	0.5

Tabla 17 Datos de entrada para calcular la producción de energía media anual mediante PVGIS

La Ilustración 26 muestra la producción mensual a lo largo de un año, alcanzando una producción anual total de 6.197.519,70 kWh. A continuación, se presenta un breve análisis:

- El mes de mayor producción es marzo, con 622.778,91 kWh, que representa el 10,05 % de la producción anual. Esto es debido a las condiciones óptimas de irradiación solar durante ese mes (probablemente por buena radiación y temperaturas aún moderadas).
- El mes de menor producción es noviembre, con 444.605,25 kWh (7,17 % del total). Esto puede deberse a menor radiación solar por presencia de nubosidad o condiciones climáticas menos favorables.

- La variabilidad anual de la producción varía solo un 2,05 % de un año a otro, lo que indica un sistema estable y confiable.

Producción mensual de energía del sistema fotovoltaico

Producción anual de energía fotovoltaica: 6.197.519,70kWh

Variabilidad de un año a otro: **2.05%** (127.067,60kWh)

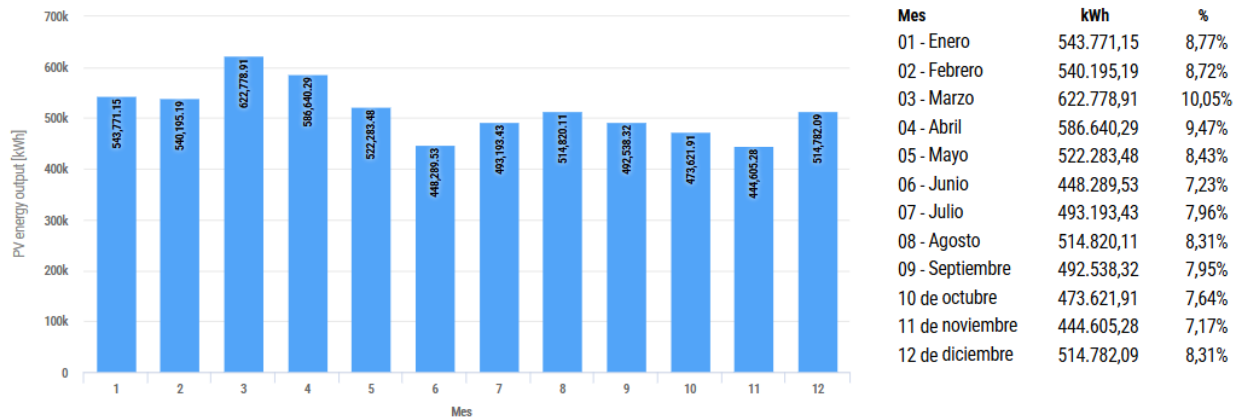


Ilustración 26 Producción mensual de energía mediante PVGIS. <https://pvgis.com/en>

12.3 Sistema Eólico

Los criterios de Diseño del Parque Eólico Marino constan de un solo Aerogenerador Adwen AD180-8.0 con dos ubicaciones analizadas.

Ubicación 1: 12.530164° N, 81.736912° O, Profundidad del agua: 10.1 m (aguas someras, con monopilote).

Ubicación 2: 12.530164° N, 81.736912° O, Profundidad del agua: 347.1 m (aguas ultra profundas, con cimentación flotante semi-sumergible).

Componentes del Sistema

El sistema eléctrico debe garantizar la evacuación de energía desde el aerogenerador hasta la subestación Punta Evans, cumpliendo con normas colombianas RETIE, CREG, IPSE y SOPESA y estándares internacionales (IEC, IEEE).

Subsistema del Aerogenerador

Aerogenerador

Potencia nominal: 8 a 9.5 MW.

Voltaje de salida: 690 V AC (60 Hz).

Transformador interno: Elevación a 34.5 kV (integrado en la torre).

Sistema de control: PLC para gestión de potencia, orientación de palas (pitch control) y protección contra fallos.

Cable Submarino Interno

Conecta el aerogenerador al monopilote. Tipo: Cable trenzado de media tensión (33 kV), 3 núcleos de Cu/XLPE, pantalla metálica y cubierta HDPE. Longitud: 500 m (dependiendo de la profundidad y ruta).

Subsistema de Cimentación

- Cimentación Fija con monopilote (ubicación SITE02)
 - Sección tubular
 - Sección de transición
 - Cimentación marina
- Plataforma Semi-submergible con sistema de amarre híbrido (ubicación alternativa)
 - Catenaria
 - Lastres
 - Tensores
- Sistema de Transmisión Submarina
 - Cable Submarino Principal (Marino a Tierra):
 - Características Técnicas: Voltaje: 34.5 KV AC (según distancia y capacidad de la subestación).
 - Capacidad: 10 MVA (8 MW + margen del 20%).
 - Tipo: Armado con armadura de acero, aislamiento XLPE, protección anti-impactos (ej: cables Prysmian o Nexans).
 - Ruta: Enterrado ≥ 1.5 m en el lecho marino para evitar daños por anclas o arrastres. Uso de protección adicional (manguitos de hormigón) en zonas críticas.
 - Longitud: Distancia hasta 5 km (según coordenadas).
 - Juntas de Conexión Submarinas: Empalmes estancos para unir segmentos de cable. Materiales resistentes a la corrosión (acero inoxidable, poliuretano).
- Equipos en Tierra Subestación de Interconexión (Punta Evans)
 - Sistemas de Protección: Relés digitales (protección diferencial, sobrecorriente, fallo a tierra). Pararrayos y descargadores de sobretensión.
 - Compensación de Energía Reactiva: Banco de condensadores o STATCOM (para cumplir con el factor de potencia ≥ 0.9 exigido por la UPME).
 - Sistema de Puesta a Tierra: Electrodo de cobre enterrados para disipar corrientes de falla. Mallas de tierra en la subestación (resistencia $\leq 5 \Omega$).
- Sistema de Control y Monitoreo

- SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Monitoreo remoto del aerogenerador y subestación. Parámetros de generación (potencia activa/reactiva, tensión, frecuencia). Estado de equipos (temperatura, vibraciones, fallos).
- Comunicación: Fibra óptica integrada en el cable submarino o enlace satelital.
- Protecciones Específicas
 - LVRT (Low Voltage Ride-Through): Capacidad de permanecer conectado durante caídas de tensión ($\leq 15\%$ de 34.5 kV por 0.5 segundos).
 - HVRT (High Voltage Ride-Through): Tolerancia a sobretensiones transitorias.
- Componentes Adicionales para Operación

Sistema de Comunicación con la Red: Enlace con el Centro Local de Despacho de San Andrés SOPESA para inyección de energía.

13 Selección de tecnología

13.1 Aerogeneradores: modelos y características técnicas

Adwen AD8-180

Especificaciones Técnicas Generales

Fabricante	Adwen (actualmente parte de Siemens Gamesa Renewable Energy, SGRE).
Modelo	AD 8-180.
Potencia nominal	8 MW.
Diámetro del rotor	180 metros (el más grande del mundo en su categoría).
Área barrida	25.447 m ² .
Clase de viento	IEC Ib (apta para condiciones offshore con vientos moderados a fuertes).
Longitud de palas	88,4 metros (las más largas del mundo, diseñadas con LM Wind Power)
Velocidad de corte (cut-in)	3 m/s.
Velocidad de parada (cut-off)	30 m/s.
Control de potencia	Pitch control (regulación por orientación de palas).
Número de palas	3.
Tensión del generador	33.000 - 66.000 V.

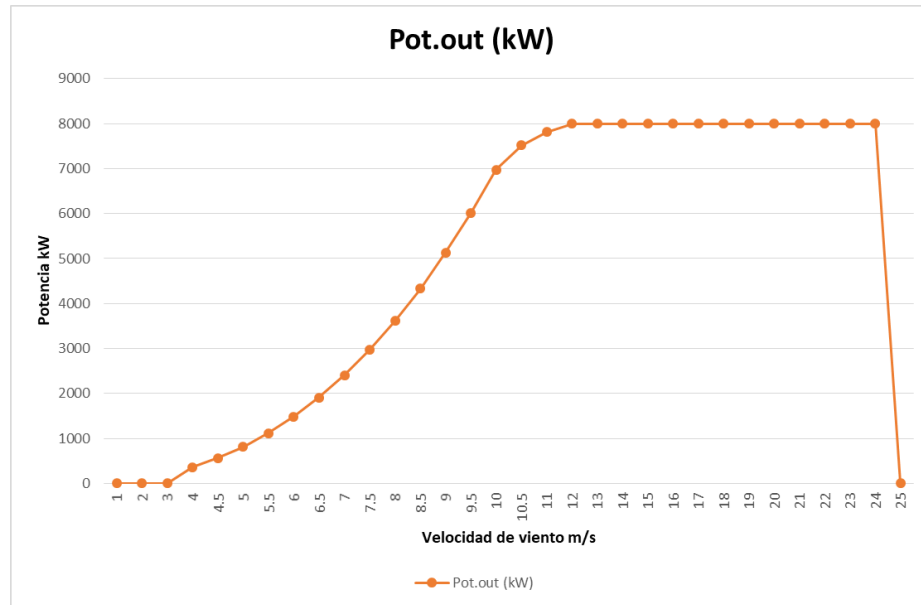
Tabla 18 Especificaciones Técnicas Generales Adwen AD8-180

Rendimiento y Ventajas Competitivas

- Producción Anual de Energía (AEP): La más alta de la industria, gracias al rotor de 180 m y palas optimizadas.
- Reducción de costos nivelados (LCOE): Enfocado en minimizar costos operativos y maximizar eficiencia mediante diseño robusto y mantenimiento predictivo.
- Certificación: En proceso, con resultados preliminares que respaldan la fiabilidad del diseño.

Desafíos y Desventajas Competitivas

- Producción en serie: Inicialmente planeada para 2018, pero retrasada debido a cambios en la propiedad (adquisición por SGRE) y ajustes en la estrategia tecnológica 15. actualmente, se espera que comience tras finalizar las pruebas del prototipo en 2025.
- Pruebas en proceso: 18 meses de validación tecnológica, incluyendo pruebas de subsistemas individuales e integrados.
- Precomisionado de la góndola y buje completado en DyNaLab.



Gráfica 12 Curva de Potencia Adwen AD8-180

Siemens Gamesa SG167-8.0 DD

Especificaciones Técnicas Generales

Fabricante	Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE).
Modelo	SG 8.0-167 DD.
Potencia nominal	8 MW.
Diámetro del rotor	167 metros.
Área barrida	21.900 m ² .
Clase de viento	IEC S/Ib
Longitud de palas	81,4 metros (modelo SGRE B81) 915.
Velocidad de corte (cut-in)	3 m/s (estimada).
Velocidad de parada (cut-off)	30 m/s (adaptada para tifones en Asia-Pacífico) 9.
Control de potencia	Pitch control.
Tipo de generador	Direct Drive (transmisión directa).
Tensión del generador	690 V 50/60 HZ

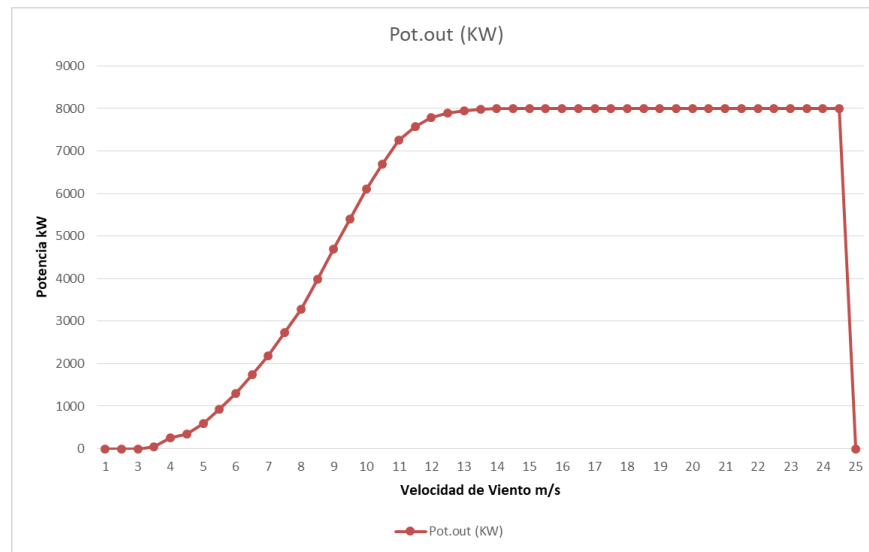
Tabla 19 Especificaciones Técnicas Generales SG 167-8.0

Rendimiento y Ventajas Competitivas

- Eficiencia energética: Aumento del 20% en la producción anual de energía (AEP) comparado con el modelo anterior SWT-7.0-154, Diseño optimizado para operar en temperaturas extremas (altas y bajas), mejorando la producción en climas diversos.
- Resistencia a condiciones extremas: Certificación IEC Typhoon Class (T-Class) para soportar vientos extremos en tifones. Adaptaciones sísmicas para zonas con alta actividad geológica en Asia-Pacífico.
- Góndola y transmisión: Tecnología Direct Drive, que elimina la caja de engranajes, reduciendo mantenimiento y aumentando fiabilidad.

Desafíos y Desventajas Competitivas

- Costo Inicial: Debido a las características de resistencia a cargas y temperaturas extremas y su adaptabilidad al emplazamiento sus costos de inversión pueden ser mayores a los de aerogeneradores con características menos complejas.
- Fabricación de torres en Asia: En Taiwán se realiza el proceso de manufactura de las torres lo cual puede suponer riesgos y desafíos logísticos en su adquisición.



Grafica 13 Curva de Potencia SG 167-8.0

MHI Vestas V164-9.5 MW

Especificaciones Técnicas Generales

Fabricante	MHI Vestas Offshore Wind (joint venture entre Vestas y Mitsubishi)
Modelo	V164-9.5 MW.
Potencia nominal	9.5 MW (la turbina comercial más potente del mundo en su lanzamiento en 2017)
Diámetro del rotor	164 metros.
Longitud de palas	80 metros (cada una pesa 35 toneladas)
Área barrida	21.124 m ²
Clase de viento	IEC S (Según emplazamiento)
Velocidad de corte (cut-in)	3 m/s.
Velocidad de parada (cut-off)	30 m/s.
Control de potencia	Pitch control.
Altura del buje	105 metros (altura total de la punta de la pala 187 metros) 19.
Tipo de generador	Transmisión con caja de engranajes.
Tensión del generador	690 VAC 50/60 Hz

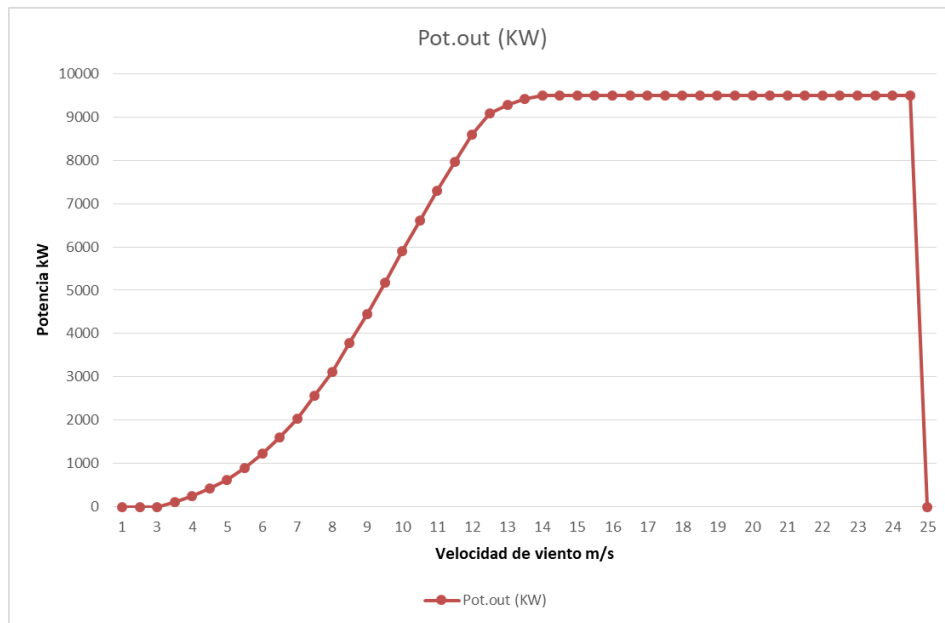
Tabla 20 Especificaciones Técnicas Generales Vestas V164-9.5 MW

Ventajas Competitivas y Contexto de Mercado

- Eficiencia y reducción de costos:
 - Aumento del 20% en la producción de energía respecto a la versión de 8 MW, con mínimos cambios de diseño.
 - Contribuye a reducir el LCOE (Costo Nivelado de Energía) mediante optimización de mantenimiento y alta fiabilidad.
- Adaptabilidad:
 - Instalada en proyectos fijos y flotantes, demostrando versatilidad en aguas profundas.
 - Uso en mercados clave como Europa (Reino Unido, Bélgica) y EE. UU

Desafíos y Desventajas Competitivas

- Costo Inicial: Debido a las características de resistencia a cargas y temperaturas extremas y su adaptabilidad al emplazamiento sus costos de inversión pueden ser mayores a los de aerogeneradores con características menos complejas.
- Desarrollo de un nuevo Aerogenerador: Se presenta un riesgo de que el fabricante descontinúe su fabricación, esto debido a que está introduciendo al mercado un modelo de mayor potencia, con base en su enfoque de penetración en el continente asiático.



Gráfica 14 Curva de Potencia Vestas V164-9.5 MW

Selección aerogenerador:

FABRICANTE	ADWEN (SIEMENS GAMESA Ghmb)	SIEMENS GAMESA	VESTAS & MITSUBISHI
AEROGENERADOR	AD8-180	SG167-8.0-DD	MHI V164-9.5
POTENCIA BRUTA	8.0 MW	8.0 MW	9.5 MW
DESARROLLO	EN PROCESO	CERTIFICADO	CERTIFICADO
RESISTENCIA TORMENTAS	ELEVADA	ELEVADA	SEGÚN EMPLAZAMIENTO
COSTOS	MODERADO	MODERADO	MODERADO ALTO
ENERGIA BRUTA	MAYOR	MEDIA	MENOR
PRODUCCION EN SERIE	2025	2019	2017
USO EN PROYECTOS	PROYECTADO 1.5 GW	MADURO	MUY MADURO
RESULTADOS	SELECCIONADO	ALTERNATIVA	DESCARTADO

Tabla 21 Comparativo para los tres generadores

El aerogenerador que más se ajusta a las expectativas del análisis de prefactibilidad es el Adwen (hoy SGR) **AD8-180**. Lo Anterior debido que este tiene una tecnología de mayor producción energética, esto se debe a que presenta una mayor área de barrido; ya que a su mayor diámetro de rotor aprovecha mejor el recurso eólico disponible.

Las altas expectativas de su puesta en producción en seria para el 2025 (tiene proyectada su comercialización por 1.5 GW en proyectos eólicos en Francia). Superadas las pruebas y aprobada su certificación. La curva de potencia se ajusta mejor al perfil de velocidades de vientos para maximizar la producción energética de los tres analizados.

El SG167-8.0 DD de Siemens Gamesa es una buena alternativa en caso de no estar en producción el aerogenerador seleccionado.

13.2 Paneles fotovoltaicos, tipos de estructuras e inversores.

13.2.1 Paneles Fotovoltaicos

En la selección de los módulos fotovoltaicos, se consideraron factores técnicos, reconocimiento del fabricante y la vigencia del producto.

A continuación, en la Tabla 22 se detallan los módulos que serán analizados:

Fabricante	Referencia	Tecnología	Potencia STC [Wp]	Potencia NOCT [Wp]	NOCT	Coeff Pmax	Garantía
Jinkosolar	TR 78M 565-585 Watt	Monocristalino	585	435	45±2°C	-0.35%/°C	-Garantía del producto de 12 años. -Garantía de potencia lineal de 25 años. -Degradación anual del 0,55 % durante 25 años.
Trinasolar	TSM-DE19 Vertex	Monocristalino	555	420	43±2°C	- 0.34%/°C	-Garantía del producto de 12 años. -Garantía de potencia lineal de 25 años. -0,55 % de atenuación anual de potencia.

Tabla 22 Propuesta paneles solares

- En cuanto a garantías y degradación anual, ambos módulos presentan condiciones muy similares.
- Respecto a la temperatura de operación (NOCT), el módulo de la marca Trina muestra una temperatura más baja, lo cual es favorable para una mayor producción de energía.
- El coeficiente de temperatura a máxima potencia indica que el módulo Trina presenta menores pérdidas por cada grado centígrado que supera las condiciones estándar (25 °C). No obstante, el módulo de Jinko también cuenta con un valor de coeficiente moderado, lo que lo hace competitivo en este aspecto.

13.2.2 Inversores

Por otro lado, para la selección de los inversores, se tuvo en cuenta los factores como eficiencia, reconocimiento del fabricante y vigencia del producto como se muestra en la

Fabricante	Referencia	Potencia [W]	Eficiencia [%]	Número de MPPTs	Corriente máx por MPPT [A]	Tensión máxima [V]
Sungrow	SG350HX	350	99,0	12x2	40	1500
Huawei	SUN2000-175KTLH0	175	98,4	9x2	26	1500

Tabla 23, esto con el fin de garantizar que los equipos proyectados cuenten las condiciones técnicas y comerciales apropiadas para este proyecto en particular.

Fabricante	Referencia	Potencia [W]	Eficiencia [%]	Número de MPPTs	Corriente máx por MPPT [A]	Tensión máxima [V]
Sungrow	SG350HX	350	99,0	12x2	40	1500
Huawei	SUN2000-175KTLH0	175	98,4	9x2	26	1500

Tabla 23 Propuesta inversores solares

Análisis técnico:

Potencia nominal:

- Sungrow duplica la potencia del inversor Huawei (350 kW vs 175 kW), lo cual lo hace más adecuado para sistemas de gran escala.
- Esta mayor potencia permite una mayor concentración de módulos en un solo equipo, reduciendo la cantidad total de inversores requeridos.

Eficiencia:

- Ambos inversores presentan muy altos niveles de eficiencia, aunque Sungrow (99,0%) supera ligeramente a Huawei (98,4%), lo que puede generar una mayor producción acumulada a lo largo del tiempo, especialmente en plantas grandes.

Número de MPPTs y flexibilidad:

- Sungrow ofrece 12 MPPTs dobles (24 entradas), superior a los 9 dobles (18 entradas) de Huawei, lo cual da mayor flexibilidad en diseño, permitiendo: mayor tolerancia a sombras parciales, Diversas orientaciones de strings.

Corriente máxima por MPPT:

- Sungrow (40 A) permite strings con más módulos en paralelo, mientras que Huawei (26 A) puede quedar limitado si se usan módulos de alta corriente.
- Esto es particularmente relevante con paneles de mayor tamaño (>500 W).

Tensión máxima:

- Ambos equipos permiten una tensión máxima de entrada de 1500 V, lo cual es estándar en plantas a gran escala, permitiendo menos pérdidas y menor número de strings.

13.2.3 Estructuras

- Delta (orientación este-oeste): requiere menos espacio gracias a su geometría. Este diseño permite aprovechar mejor la radiación solar durante las primeras y últimas horas del día, teniendo una distribución horaria mayor. No obstante, al mediodía la producción disminuye debido a que los rayos solares no inciden perpendicularmente sobre los módulos, reduciendo su eficiencia en ese momento.
- Fija orientada al sur: ofrece una producción energética superior a la estructura delta, especialmente al mediodía, cuando los rayos solares inciden casi perpendicularmente

sobre los módulos. En cuanto a la ocupación de terreno, requiere aproximadamente un 5% más de espacio que la estructura delta, debido a la necesidad de mantener una separación adecuada entre filas para evitar sombras y facilitar el mantenimiento.

- Seguimiento (trackers): presenta mayor ocupación de terreno, ya que requiere mecanismos de rotación y una separación significativa entre filas para evitar sombras y facilitar el mantenimiento. A pesar de ello, es la estructura que mejor aprovecha el recurso solar, lo que se traduce en una mayor producción energética a lo largo del día.

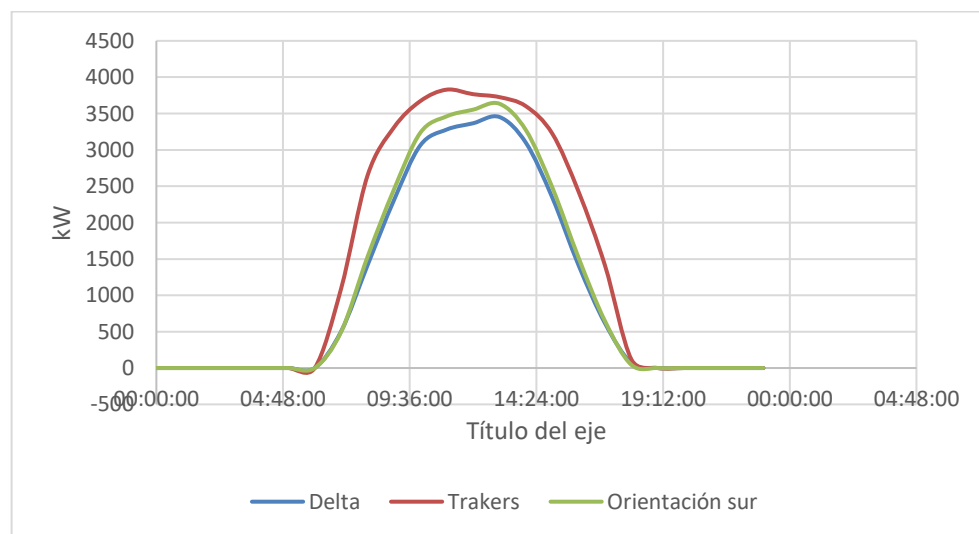
13.2.4 Análisis técnico económico

Se plantearán 12 escenarios con el objetivo de determinar la mejor opción, considerando el costo y el beneficio del parque solar.

La Tabla 24 presenta una comparativa entre distintas configuraciones de sistemas fotovoltaicos onshore, considerando tres tipos de estructuras: Delta-Wing, con seguimiento solar (trackers) y orientadas al sur. Se evalúan distintas combinaciones de marcas de paneles (Jinko y Trina) e inversores (Huawei y Sungrow), bajo un criterio técnico-económico y con la restricción del espacio disponible para la instalación como principal limitante.

Onshore Estructura / Panel / Inversor	Potencia del panel [W]	Número de paneles	Potencia total de paneles [Kw]	Potencia de inversor [kW]	Número de inversores	Potencia total de inversor [W]	Producción del Sistema [MWh/año]	Producción específica [kWh/kWp/año]	Proporción de rendimiento	Producción normalizada [kWh/kWp/día]	Área de ocupación [m2]	Costo Instalación [USD/kWp]	Costo Total Instalación [USD/kWp]
Delta / Jinko / Sungrow	585	6.625	3.876	350	10	3.500	6.142	1.581	0,800	4,33	28.303	\$ 45	\$ 174.403
Delta / Jinko / Huawei	585	6.625	3.876	175	20	3.500	6.108	1.576	0,798	4,32	28.303	\$ 45	\$ 174.403
Delta / Trina / Sungrow	555	7.000	3.885	350	10	3.500	6.141	1.581	0,800	4,33	29.718	\$ 45	\$ 174.825
Delta / Trina / Huawei	555	7.000	3.885	175	20	3.500	6.102	1.571	0,795	4,30	29.718	\$ 45	\$ 174.825
Trackers / Jinko / Sungrow	585	6.625	3.876	350	10	3.500	7.621	1.966	0,799	5,39	45.060	\$ 100	\$ 387.563
Trackers / Jinko / Huawei	585	6.625	3.876	175	20	3.500	7.544	1.947	0,791	5,33	45.060	\$ 100	\$ 387.563
Trackers / Trina / Sungrow	555	7.000	3.885	350	10	3.500	7.596	1.955	0,794	5,36	46.771	\$ 100	\$ 388.500
Trackers / Trina / Huawei	555	7.000	3.885	175	20	3.500	7.558	1.945	0,790	5,33	46.771	\$ 100	\$ 388.500
Orientado al Sur / Jinko - Sungrow	585	6.625	3.876	350	10	3.500	6.385	1.641	0,802	4,50	34.202	\$ 30	\$ 116.269
Orientado al Sur / Jinko - Huawei	585	6.625	3.876	175	20	3.500	6.342	1.630	0,796	4,47	34.202	\$ 30	\$ 116.269
Orientado al Sur / Trina - Sungrow	555	7.000	3.885	350	10	3.500	6.357	1.636	0,799	4,48	35.888	\$ 30	\$ 116.550
Orientado al Sur / Trina - Huawei	555	7.000	3.885	175	20	3.500	6.324	1.628	0,795	4,46	35.888	\$ 30	\$ 116.550

Tabla 24 Análisis técnico económico



Gráfica 15 Producción horaria de paneles solares con estructuras delta, trackers y fija

Máxima producción:

- 7.621 MWh/año → Trackers / Jinko / Sungrow
- 7.596 MWh/año → Trackers / Trina / Sungrow
- Estas configuraciones con seguimiento solar muestran el mejor rendimiento absoluto del sistema, aprovechando al máximo la radiación solar disponible durante el día.

Producción media orientadas al sur:

- 6.385 MWh/año → Trackers / Jinko / Sungrow
- 6.357 MWh/año → Trackers / Trina / Sungrow
- A pesar de ocupar más espacio que Delta-Wing, tiene producciones muy similares a la configuración delta con orientación este-oeste.

Producción más baja (estructuras Delta-Wing):

- 6.142 MWh/año → Trackers / Jinko / Sungrow
- 6.133 MWh/año → Trackers / Trina / Sungrow
- A pesar de que las configuraciones con estructura tipo Delta presentan una producción anual de energía ligeramente inferior en comparación con las configuraciones fijas orientadas al sur, la diferencia no resulta significativa desde el punto de vista energético. Por ejemplo, la producción del sistema Delta con paneles Trina alcanza 6.133 MWh/año, mientras que la configuración orientada al sur con el mismo panel produce 6.355 MWh/año, lo que representa apenas un incremento del 3,2 %.
- Esta diferencia es marginal si se considera que la estructura Delta ocupa considerablemente menos espacio y permite un diseño más compacto, lo cual es especialmente relevante cuando la superficie disponible del emplazamiento es limitada

Área de ocupación

- Las estructuras Delta-Wing destacan por su baja ocupación de terreno: entre 28.303 y 29.718 m², siendo las más compactas del análisis.
- En contraste, los sistemas con trackers requieren entre 45.060 y 46.771 m², lo cual los hace inviables si el espacio es limitado.
- Las estructuras orientadas al sur se sitúan en un punto medio con áreas de entre 34.022 y 35.888 m².

Costos

- Las soluciones más económicas en términos de costo total de instalación corresponden a las configuraciones orientadas al sur, con valores alrededor de 116.000 USD.

- Los sistemas con trackers son los más costosos, superando los 387.000 USD, debido a la tecnología de seguimiento y mayor complejidad de montaje.
- Las configuraciones Delta-Wing se sitúan en un punto intermedio, con un costo total de instalación aproximado de 174.000 USD.

La isla de San Andrés presenta una disponibilidad de terreno bastante limitada. Aunque el emplazamiento onshore seleccionado no posee restricciones ambientales, la superficie disponible no es suficiente para instalar un parque solar de gran envergadura.

Aunque las configuraciones con seguimiento solar ofrecen una mayor producción energética anual, su elevado requerimiento de espacio y alto costo de instalación las descartan como opción viable bajo las condiciones del sitio. Por otro lado, las estructuras orientadas al sur son más económicas, pero presentan menor producción y ocupan una superficie superior a la disponible.

La configuración con paneles Trina, estructura tipo Delta-Wing con inversores Sungrow logra un equilibrio óptimo entre rendimiento, área ocupada y costos. A pesar de no ser la opción más económica en términos absolutos, maximiza la producción energética dentro del espacio disponible, por lo que se concluye que es la alternativa más adecuada para el emplazamiento analizado.

13.2.5 Configuración del sistema

- 7.000 módulos fotovoltaicos con orientación este-oeste de la marca Trina cada uno de 555Wp.
- 10 inversores de la marca Sungrow de 350kW c/u.
- 200 strings con 35 módulos c/u. Además, se verificarán los parámetros técnicos de corriente y voltaje de cada string tipo que será conectado a los MPPT de los inversores.
- La distancia entre filas de strings será de 3 metros, con el objetivo de facilitar las labores de mantenimiento. Esta separación también considera que, debido a la amplia extensión del campo.

A continuación, en la Tabla 25 se presentan los criterios técnicos para la correcta distribución entre la planta solar e inversores:

	V _{mín} MPPT	V _{mp} x Panel	Nº mín paneles	
Mínimo paneles por MPPT	500	31,8	16	
	V _{máx} inversor	V _{oc} panel	Nº máx paneles	
Máximo paneles por MPPT	1500	38,1	39	
	Rango de V _{mpp}	V _{mpp}	Nº máx paneles recomendado	
Potencia máxima FV	500 -1500	31,8	35	
	V _{oc} (V) módulo	Nº módulos en serie	V _{oc} (V) string	V _{máx} (V) Inversor
V _{oc} String(V) < V _{máx} Inversor	38,1	35	1333,5	1500
	I _{sc} (A) del módulo		I _{sc} máx (A) por MPPT de cada Inversor	
I _{sc} Panel < I _{sc} máx Inversor	18,56		60	
	I _{sc} (A) del módulo	Nº de strings conectados a 1 inversor	I _{sc} total	I _{máx} (A) de entrada al inversor
I _{sc} total Strings < I _{máx} Inversor	18,56	20	371,2	480
	I _{sc} (A) del módulo	Nº de strings por MPPT	I _{sc} total	I _{máx} (A) de MPPT
I _{sc} total xMPPT < I _{máx} MPPT de inversor	18,56	2	37,12	40

Tabla 25 Criterios distribución entre la planta solar e inversores

En la Ilustración 27; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede observar el emplazamiento del sistema solar fotovoltaico con estructura en delta.



Ilustración 27 Emplazamiento onshore con estructura delta

13.3 Diseño de la infraestructura eléctrica sistema solar

13.3.1 Cajas de conexión

Las cajas string box o cajas de conexión de strings son componentes esenciales en los sistemas fotovoltaicos. Su función principal es agrupar y proteger las conexiones de varias cadenas de módulos solares (strings) antes de dirigir la energía hacia el inversor. Estas cajas permiten una gestión eficiente del sistema, facilitando el mantenimiento y mejorando la seguridad al incorporar protecciones como fusibles y dispositivos contra sobretensiones.

Para este proyecto se implementará la configuración 2 a 1, donde dos strings se conectan a una sola entrada de la caja y se combinan en una salida hacia el inversor, se busca no exceder la corriente máxima permitida por cada MPPT del inversor. Esta disposición asegura que la corriente combinada de los strings se mantenga dentro de los límites operativos del inversor, evitando sobrecargas y posibles daños al equipo.

Además, las cajas string box suelen estar equipadas con dispositivos de protección contra sobretensiones y seccionadores, (CR Technology Systems, 2021).

13.3.2 Cableado y protecciones

La Ilustración 28 muestra los distintos tramos de cableado que deben ser calculados en el parque solar fotovoltaico, los cuales son los siguientes:

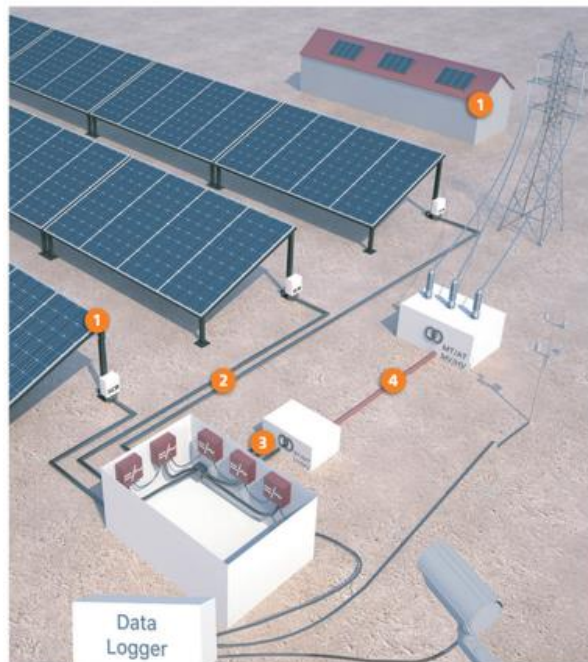


Ilustración 28 Distribución de cableado de la planta solar (Prysmian Group, 2020)

1. Cableado desde el módulo más lejano hasta caja de conexiones

Este cálculo tiene como objetivo dimensionar adecuadamente la sección del conductor en corriente continua (DC) que conecta cada string de módulos fotovoltaicos con la caja de conexión.

Se considera la distancia hasta el módulo más lejano del string, ya que es el tramo con mayor caída de tensión. El diseño debe garantizar una pérdida de voltaje dentro de los límites normativos y asegurar un funcionamiento eficiente y seguro del sistema.

Por otro lado, los módulos fotovoltaicos se conectarán en disposición zigzag con el objetivo de optimizar al máximo el uso del cableado incorporado en cada panel.

Sección [mm ²]	Tipo de cable	Corriente del circuito[A]	Corriente nominal del cable[A]	Longitud [m]	Fusible [A]
4	Baja tensión DC	18,56	35	80	30

Tabla 26 Cableado por string

2. Cableados desde caja de conexiones hasta inversores

En este cálculo se determina la sección adecuada del cableado en corriente continua (DC) que conecta la caja de conexión a cada inversor bajo tubo y enterrado. Dado que a la caja ingresan dos strings y luego sale un circuito a cada MPPT, la corriente a considerar será la suma de ambas. Es fundamental dimensionar correctamente este tramo para minimizar las pérdidas por caída de tensión y asegurar un transporte eficiente de la energía generada hacia el inversor. Es de anotar que, en general por cada inversor se conectarán 20 strings distribuidos en 10 MPPTs.

Sección [mm ²]	Tipo de cable	Corriente del circuito[A]	Corriente nominal del cable[A]	Longitud [m]	Fusible [A]	Nota
25	Baja tensión DC	37,12	96	210	60	Strings Inversor 1
25			96	195		Strings Inversor 2
25			96	180		Strings Inversor 3
25			96	165		Strings Inversor 4
16			75	150		Strings Inversor 5
16			75	135		Strings Inversor 6
16			75	120		Strings Inversor 7
16			75	105		Strings Inversor 8
10			58	90		Strings Inversor 9
10			58	75		Strings Inversor 10

Tabla 27 Cableado caja de conexión - Inversores

3. Cableado desde inversores hasta transformador BT/MT

Este cálculo consiste en dimensionar la sección del cableado en corriente alterna (AC) que conecta los inversores al transformador de elevación bajo tubo y enterrado. Se toma en cuenta la potencia activa suministrada por los inversores, la distancia al transformador, el tipo de instalación, y los factores de corrección por temperatura y agrupamiento. El objetivo es garantizar una caída de tensión aceptable y una operación segura y eficiente del sistema.

Sección [mm ²]	Tipo de cable	Corriente del circuito[A]	Corriente nominal del cable[A]	Longitud [m]	Breaker [A]
1X400	Baja tensión AC	254	350	10	350

Tabla 28 Cableado inversores – Transformador BT/MT

4. Cableado desde transformador BT/MT hasta subestación del punto de conexión

En este caso, se implementó el mismo criterio del numeral anterior ya que, se trata del cálculo del cableado en corriente alterna para el trayecto mencionado.

Sección [mm ²]	Tipo de cable	Corriente del circuito[A]	Corriente nominal del cable[A]	Longitud [m]	Fusible [A]
53	Media tensión AC	59,2	254	500	350

Tabla 29 Cableado Transformador – Punto de conexión

13.3.3 Transformador

Para el parque solar se empleará un transformador tipo pedestal con capacidad de 3,5 MW, diseñado específicamente para sistemas fotovoltaicos. Este transformador es de alta eficiencia, con bajas pérdidas en el núcleo y los devanados, y puede contar con uno o dos secundarios en baja tensión. Está equipado con sistemas de protección, seccionamiento y conectores premoldeados para media tensión, adecuados para 200 A en series de 15 kV y 34,5 kV, con una capacidad de operación de hasta 4,4 MVA.

Gracias al uso de un medidor bidireccional, el transformador puede operar en dos sentidos:

- Como reductor (AT/BT) cuando no hay generación fotovoltaica, tomando energía de la red en media tensión y transformándola a baja tensión para alimentar las cargas del sistema.
- Como elevador (BT/AT) durante la generación fotovoltaica, recibiendo energía en baja tensión del sistema solar y elevándola a media tensión para alimentar la red principal o entregar excedentes.

Este tipo de transformador es ideal para garantizar flexibilidad y eficiencia en sistemas de generación distribuida (TESLA Transformadores, 2025)

13.4 Subestación y esquema de interconexión general

El sistema propuesto para la isla de San Andrés contempla una configuración híbrida de generación, compuesta por un parque eólico de 8 MVA y un sistema solar fotovoltaico (SSFV) de 3.5 MW. Ambos sistemas se integran en un mismo punto de acoplamiento común (PAC) mediante una arquitectura centralizada en media tensión (MT), con la finalidad de optimizar la inyección energética y facilitar la supervisión y control del conjunto.

Parque Eólico (8 MVA):

Compuesto por un aerogenerador conectados a través de un transformador elevador integrado que llevan la tensión de generación (BT) a media tensión (MT, típicamente 0.69/34.5 kV). La salida del transformador se concentra en un centro de seccionamiento en media tensión, desde donde se conectan al PAC.

Sistema Solar Fotovoltaico (3.5 MW):

Conformado por 7000 módulos fotovoltaicos de 555Wp, 10 inversores trifásicos de 350kW c/u conectados a tablero general desde el cual sale un circuito hacia un transformador elevador de 3.5kVA 0.8/34.5kV. Posteriormente, la instalación se une al punto común de acoplamiento.

Punto de acoplamiento común y Conexión a Red:

La salida conjunta del parque híbrido se canaliza desde una celda de medida y protección que se conecta a la red aérea. Desde este punto, la energía es evacuada a través de red aérea hasta el punto de conexión con la red insular de la isla ubicada en la subestación de Punta Evans.

Sistemas de Protección y Control:

Todo el sistema cuenta con protecciones a nivel de BT y MT, incluyendo interruptores automáticos, seccionadores, transformadores de corriente y tensión, así como reconectores. Asimismo, se contempla la incorporación de un sistema SCADA para la supervisión remota y en tiempo real de variables eléctricas clave, así como el estado operativo de cada fuente de generación.

A continuación, se describe la configuración general del sistema con base en el diagrama unifilar en la Ilustración 29:

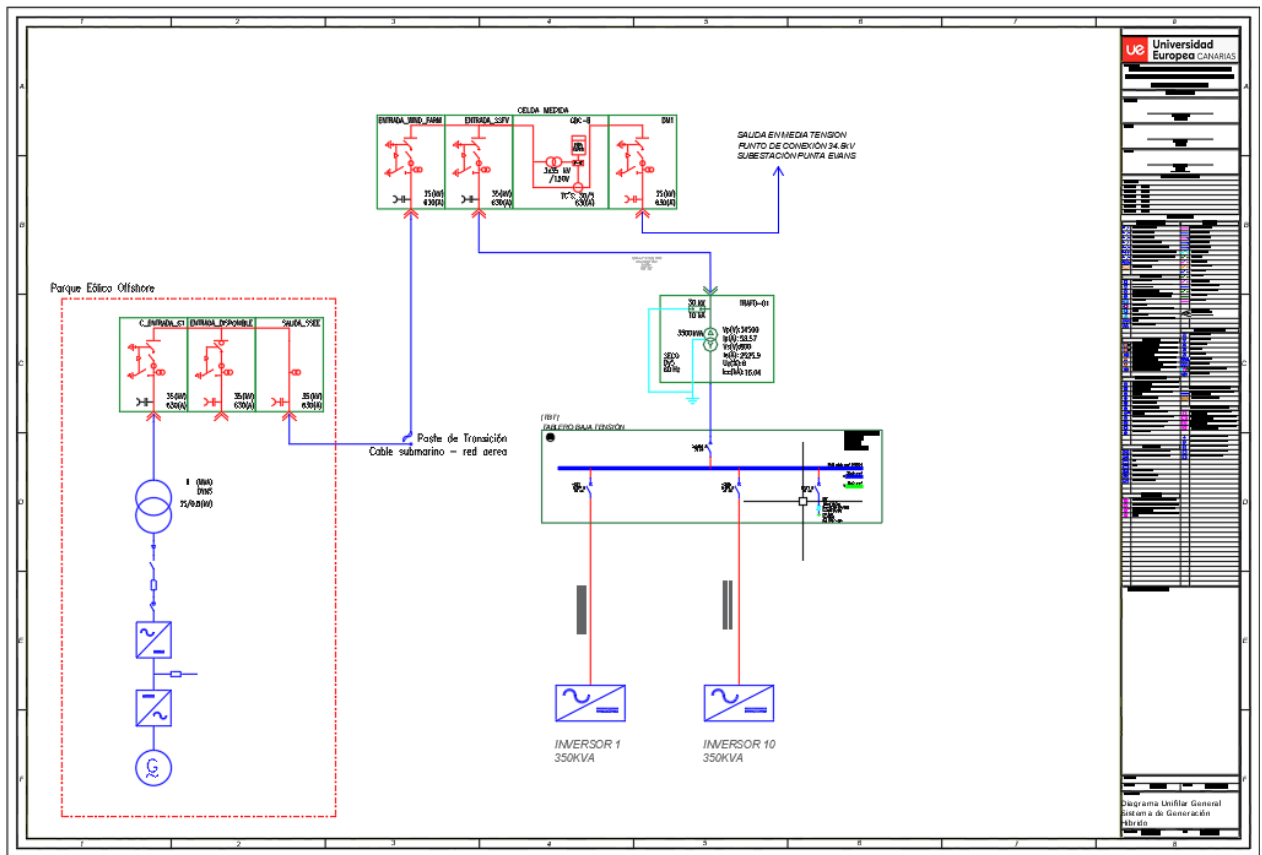


Ilustración 29 Diagrama unifilar propuesto

Esta configuración garantiza una operación eficiente, segura y coordinada de las fuentes renovables, asegurando su integración estable a la red insular conforme a los requisitos normativos para zonas no interconectadas (ZNI).

13.5 Estimación de producción energética Solar

13.5.1 Energía eléctrica bruta producida

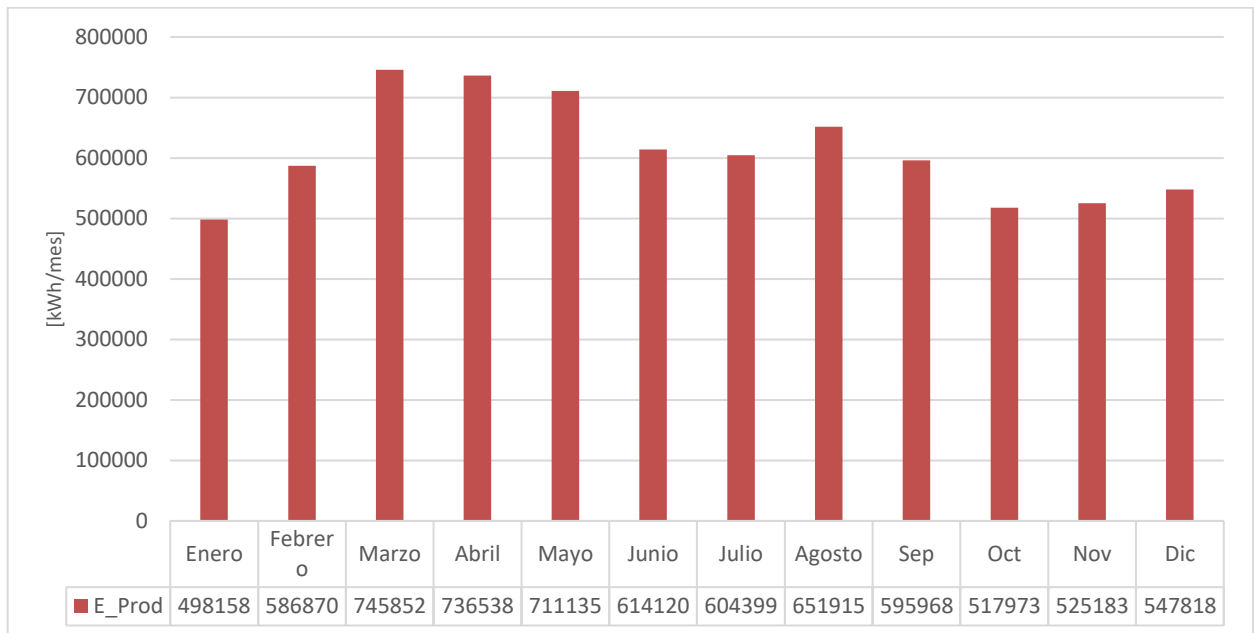
La energía bruta generada por la planta solar se estima sin considerar los distintos factores que afectan negativamente su rendimiento real. Este cálculo se basa únicamente en condiciones ideales, considerando aspectos como la irradiancia solar disponible, la eficiencia de los módulos fotovoltaicos y la configuración del sistema.

Este dato sirve para comparar las diferentes alternativas propuestas, estimación base de energía producida y permite dimensionar el sistema de acuerdo con la demanda energética esperada.

La Grafica 16 presenta la energía mensual generada (E_Prod) por la planta solar a lo largo de un año:

- La máxima producción bruta se presenta en marzo y abril son los meses con mayor generación (>735.000 kWh), esto suele coincidir con buena irradiación solar y temperaturas no tan altas (lo cual es bueno para la eficiencia de los paneles).

- La producción bruta mínima se genera en enero (498.158 kWh) y octubre (517.973 kWh) muestran los niveles más bajos. En enero, es común por menor irradiación solar que se presenta en el emplazamiento.
- En general, hay una clara tendencia estacional, mayor producción en épocas de verano y reducción en épocas de lluvias.



Grafica 16 Producción neta de la planta solar

13.5.2 Escenario de pérdidas eléctricas

El Performance Ratio (PR) es un indicador clave del rendimiento energético de una planta fotovoltaica que muestra cuánto influye el entorno real en la reducción de la producción eléctrica.

Este valor independiente del tamaño o ubicación de la instalación compara la energía generada con la que se habría producido en condiciones ideales. Factores como la temperatura, pérdidas en cables, desajustes entre módulos, suciedad, eficiencia del inversor y del transformador, así como errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, afectan directamente el PR, cuyo valor típico oscila entre el 75 % y el 80 % (UE, 2024).

- Desviación en los valores de irradiación del emplazamiento

La estimación de la irradiación solar en un sitio específico se basa en datos de estaciones meteorológicas o satelitales como PVGIS, NREL y NASA, las cuales pueden tener un margen de error aproximado del 4 %. Para mejorar la precisión, se recomienda promediar varias fuentes como estimación inicial e instalar una estación de medición solar en el lugar. Aunque este factor no representa una pérdida energética real, sí afecta la estimación de la energía que puede generar el Sistema (UE, 2024).

- Sombreado

Las sombras, aunque afecten solo una parte del panel, pueden reducir significativamente su rendimiento al interrumpir el flujo de energía en la serie de células, lo que puede causar puntos calientes y dañar el módulo si no se usan diodos de bypass. Para prevenirlo, se debe asegurar una separación adecuada entre los paneles y posibles fuentes de sombra. El cálculo de las pérdidas por sombreado se basa en identificar los objetos que proyectan sombra y superponer su contorno en un gráfico con las trayectorias solares anuales, permitiendo estimar la reducción en la captación de radiación (UE, 2024).

En este caso, se proyectaron los objetos cercanos que pueden generar sombreado sobre los módulos fotovoltaicos como se observa en la Ilustración 30.

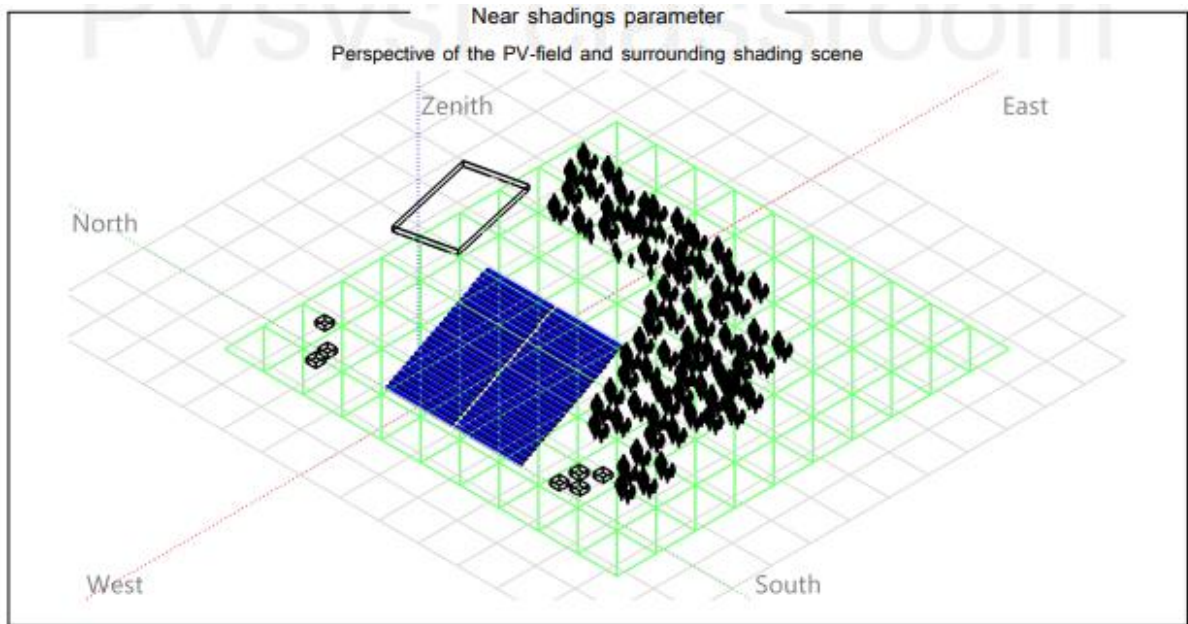


Ilustración 30 Simulación 3D de sombras. (PVSYST, 2025)

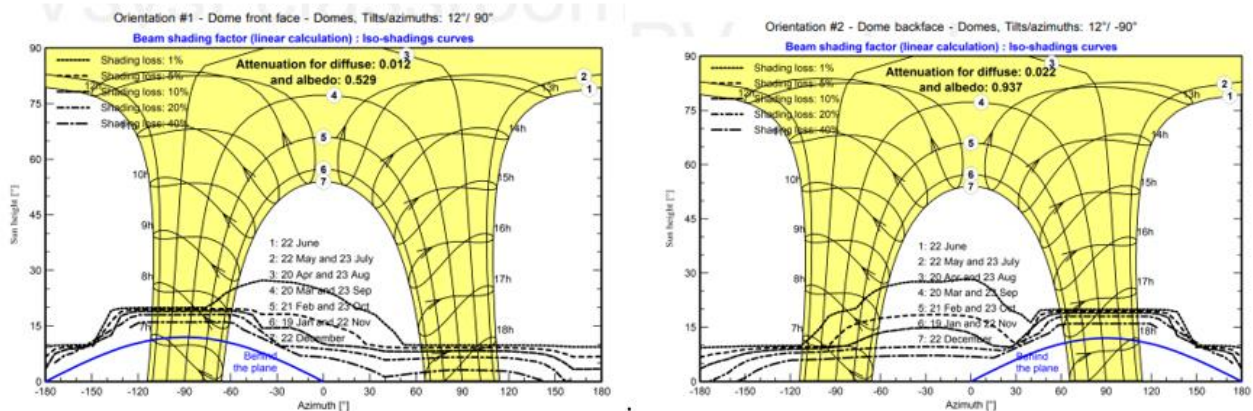


Ilustración 31. Perfil de obstáculos en el diagrama de trayectorias del Sol (PVSYST, 2025)

- Polvo o suciedad en el panel

La acumulación de polvo y suciedad en los módulos fotovoltaicos disminuye su capacidad de generación, ya que reduce tanto la corriente como la tensión producida. Si la suciedad se concentra en zonas específicas, puede provocar pérdidas adicionales por desajustes entre células. En general, si no llueve en un mes, las pérdidas pueden llegar al 2 %, mientras que, tras una lluvia, estas se reducen hasta aproximadamente un 0,5 % de acuerdo con (UE, 2024).

En este caso el sistema estima un 5,4% distribuido como se observa en la Ilustración 32:

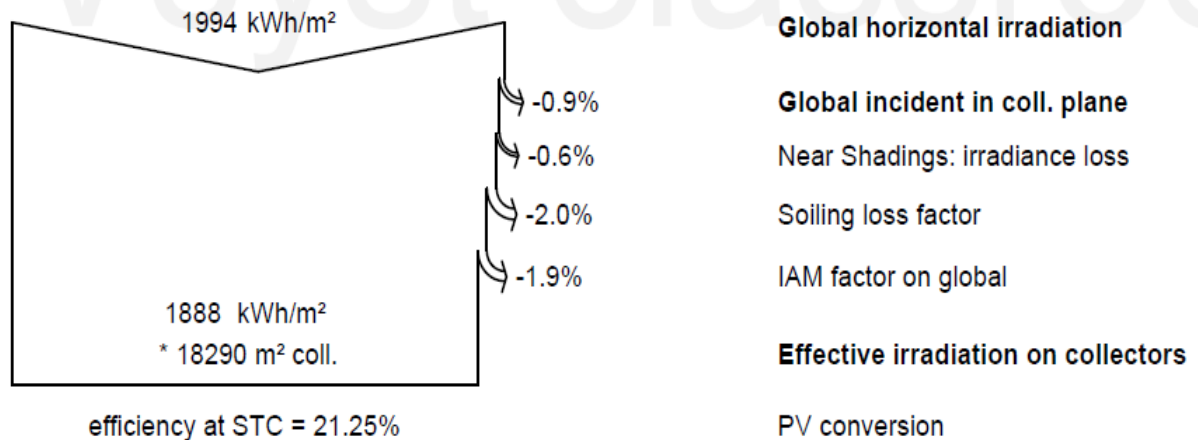


Ilustración 32. Pérdidas por valores en la irradiación (PVSYST, 2025)

- **Pérdidas por temperatura en los módulos fotovoltaicos**

La potencia máxima de un panel solar se determina bajo condiciones estándar de laboratorio, con una temperatura de 25 °C y una irradiancia de 1.000 W/m². Por cada grado centígrado que aumenta la temperatura, el panel fotovoltaico reduce su rendimiento en aproximadamente un 0,5 % según (UE, 2024).

- **Dispersión de parámetros durante la conexión del campo fotovoltaico (*mismatch*)**

Las pérdidas por desacople o *mismatch* en sistemas fotovoltaicos ocurren debido a variaciones en las curvas I-V de los módulos causadas por imperfecciones de fabricación. Al conectar módulos en serie o paralelo con diferentes corrientes o tensiones, el sistema se ve limitado por el módulo con el valor más bajo, lo que reduce la potencia total generada. Estas pérdidas suelen estimarse en torno al 3 %, considerando que las corrientes pueden variar ± 3 % entre módulos (UE, 2024).

- **Pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia**

Dado que los módulos no presentan la misma corriente e intensidad de voltaje, la curva corriente-voltaje del string o rama se ve alterada. Esta alteración puede generar aparentes puntos de máxima potencia, que en realidad son máximos locales y no el máximo absoluto. Para abordar este problema, cada fabricante de inversores o reguladores MPPT emplea sus propios algoritmos o métodos para localizar el verdadero punto de máxima potencia de acuerdo con (UE, 2024).

- **Rendimiento del inversor**

La eficiencia de un inversor se expresa como la relación entre la potencia que entrega y la que recibe. Esta eficiencia varía en función de la potencia de entrada y del voltaje de operación, por lo que puede presentar distintos niveles de rendimiento según esas condiciones (UE, 2024).

- **Caída de tensión en el cableado**

Si los conductores no tienen una sección adecuada, se producirán caídas de tensión más elevadas, lo que implica también una pérdida de potencia. Para minimizar estas pérdidas, es fundamental dimensionar correctamente las secciones de los conductores, respetando lo establecido en los reglamentos de baja y alta tensión. De acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión, la caída de tensión en un cable de baja tensión no debe superar el 1,5 % según (UE, 2024).

Análisis de las pérdidas arrojadas por el sistema PVsyst Ilustración 33

- **Energía nominal del conjunto (con eficiencia STC) – 7335.9 MWh**

Este valor representa la energía teórica máxima que podrían generar los módulos fotovoltaicos si trabajaran en condiciones estándar (STC: 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5), considerando su eficiencia nominal de catálogo.

Es un punto de partida idealizado, sin tener en cuenta las pérdidas reales del sistema.

- **Energía a la salida de los módulos – 6298.1 MWh**

Es la energía que estaría disponible en el punto de máxima potencia (MPP), teniendo en cuenta pérdidas reales como: degradación de módulos, temperatura, dispersión entre módulos, caídas de tensión en cableado DC, pérdidas por desajustes entre strings.

Reducción respecto a la energía nominal: $7335.9 \text{ MWh} \rightarrow 6298.1 \text{ MWh} = -14.1 \%$.

Esto muestra las pérdidas físicas en el campo fotovoltaico antes de la conversión a corriente alterna.

- **Energía disponible en la salida del inversor – 6234.1 MWh**

Es la energía disponible a la salida del inversor, es decir, ya convertida en corriente alterna (AC). Aquí se han restado las pérdidas internas del inversor: eficiencia de conversión, pérdidas por operación a carga parcial, consumo nocturno (si aplica).

Reducción respecto a la energía en la salida de los módulos: $6298.1 \text{ MWh} \rightarrow 6234.1 \text{ MWh} = -1.0 \%$

Este pequeño porcentaje indica un inversor bastante eficiente.

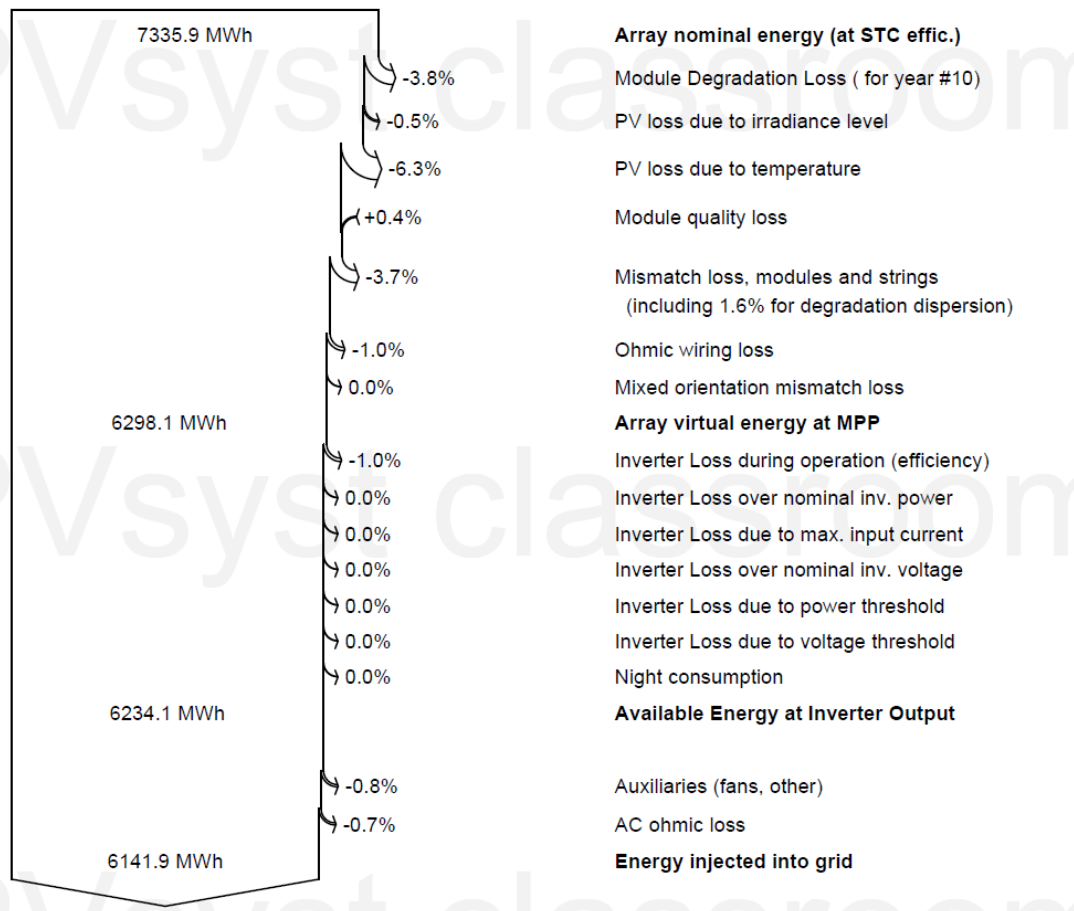


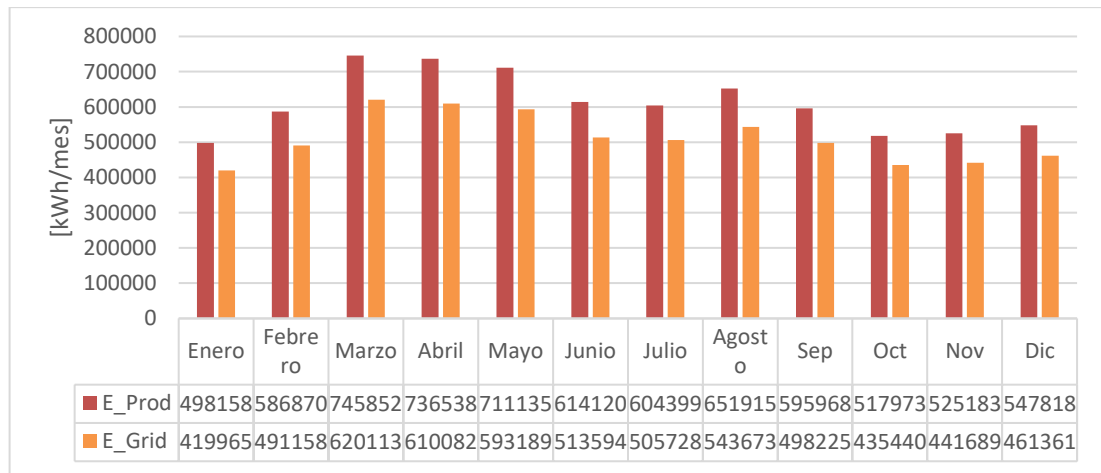
Ilustración 33. Pérdidas del sistema (PVSYST, 2025)

13.5.3 Energía eléctrica neta vertida a la Red.

Luego de aplicar todos los factores que afectan la producción de energía en el parque solar, se obtuvo un índice de rendimiento (PR) de aproximadamente 80%. Este valor indica que el sistema fotovoltaico está operando con una eficiencia razonable respecto a su potencial teórico, considerando condiciones reales de operación.

El valor final de la energía neta realmente exportada a la red es de 6141.9 MWh, después de considerar: consumos auxiliares (ventiladores, controles), pérdidas óhmicas en el lado AC.

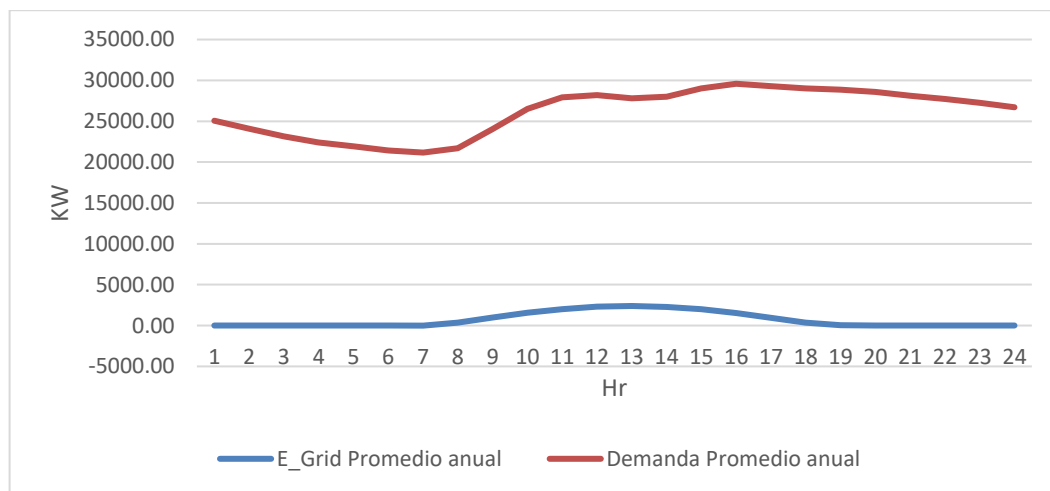
Reducción respecto a la salida del inversor: $6234.1 \text{ MWh} \rightarrow 6141.9 \text{ MWh} = -1.5 \%$.



Grafica 17 Energía Eléctrica vertida a la red vs Energía eléctrica producida

En la Grafica 18 se muestra la comparación entre la demanda promedio horaria anual (línea naranja) y la energía horaria promedio inyectada a la red por un sistema fotovoltaico (línea azul). Se observa que la generación solar comienza alrededor de las 7:00 y alcanza su punto máximo entre las 12:00 y las 14:00 horas, coincidiendo con las horas de mayor irradiación solar. Sin embargo, esta energía generada por el sistema fotovoltaico es significativamente menor que la demanda promedio a lo largo de todo el día, alcanzando un máximo de aproximadamente 2.391,62 kW frente a demandas superiores a 29.000 kW en horas pico.

Este desfase entre la curva de generación y la curva de demanda pone en evidencia que el sistema solar, aunque contribuye al suministro energético durante el día, no cubre por sí solo la demanda energética del sitio. En especial, durante las horas nocturnas (de 19:00 a 6:00), no hay inyección de energía solar a la red, lo cual refuerza la necesidad de contar con otras fuentes de respaldo o almacenamiento energético para cubrir la demanda en estos periodos.



Grafica 18 Demanda promedio diario mensual vs Energía Eléctrica vertida a la red diaria mensual

13.6 Estimación de producción energética Eólica

Para determinar la cantidad energética se tomará la ubicación denominada SITE02 con el aerogenerador Adwen AD8-180, teniendo en cuenta que según los análisis anteriores es la combinación entre aerogenerador y posición geográfica más favorable.

Según la estimación de WAsP la energía AEP bruta para esta ubicación es 36.738 GWh/año, en la simulación las pérdidas por efecto estela no son significativas por tanto no afectaron la energía entregada por el sistema eólico.

Se estiman las siguientes pérdidas para el sistema

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

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 30 Estimación de pérdidas de aerogenerador

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

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

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

$$\text{NFC} = 26.084 / 0.008 \times 8760 = 37.22 \%$$

Debido al riesgo de la ubicación por la cercanía a la costa, se contempla el cálculo para la ubicación alternativa cercana a esta, con distancia mayor a 3 Km de la costa, con igual estimación de pérdidas se realiza el cálculo de energía para esta ubicación.

Según la estimación de WAsP la energía AEP bruta para la ubicación alternativa SITE04 es 35.078 GWh/año, en la simulación las pérdidas por efecto estela no son significativas por tanto no afectaron la energía entregada por el sistema eólico.

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

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

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

$$\text{NFC} = 24.905 / 0.008 \times 8760 = 34.38 \%$$

14 Evaluación Técnico-Económica

El Anexo IV presenta una evaluación completa de la viabilidad técnico-económica de un sistema híbrido de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en la isla de San Andrés, estructurado con una planta solar fotovoltaica onshore de 3,5 MWp y una turbina eólica offshore de 8 MW. El estudio considera escenarios de instalación, costos de inversión y operación, estructura financiera, flujos de caja, análisis de sensibilidad y evaluación de indicadores económicos clave.

14.1 Objetivo del estudio

El estudio busca determinar la factibilidad técnica y económica de implementar un sistema híbrido solar-eólico que permita reducir la dependencia de generación térmica con diésel en la Isla de San Andrés, una Zona No Interconectada (ZNI) al STN (Sistema de Transmisión Nacional) y catalogada como ASU (Área de Servicio Exclusivo) ya que la empresa encargada (SOPESA) actúa como Generador, Distribuidor y Comercializador.

El objetivo específico es suplir aproximadamente el 30% de la demanda eléctrica insular mediante energías renovables, con un proyecto que tendrá un periodo de pre-inversión y construcción de 5 años, más una vida útil proyectada de 25 años.

14.2 Descripción general del Proyecto

El proyecto contempla dos tecnologías principales:

- Planta solar fotovoltaica de 3,5 MWp, con generación distribuida en la isla y sistema de fijación tipo “Double Tilt”.
- Turbina eólica offshore modelo AD8-180 (8 MW), propuesta para dos posibles ubicaciones:
 - SITE 02: cimentación fija sobre fondo marino a 151m de la costa.
 - SITE 04: estructura flotante, ubicada a 3.000 m de distancia de la costa y una profundidad de 374m.

Se estiman factores de planta del 20,22% para la planta solar, del 37,22% (SITE 02) y 34,38% (SITE 04) para la turbina eólica, con generación conjunta estimada de 32.285 MWh/año para el (solar + eólica SITE 02) y 31.106 MWh (solar + eólica SITE 04).

14.3 Inversión inicial (CAPEX)

Las inversiones se detallan en el anexo IV capítulo 3 y fueron calculadas utilizando valores paramétricos, estos contemplan los principales elementos requeridos para desarrollar cada uno de los parques, entre ellos:

Granja Solar		
Categoría	Concepto	Costo total (USD)
Installation/EPC/development	Ingeniería y diseño	80.603
	Transporte e importación	109.309
	Obra civil y adecuación del terreno	91.000
	Instalación y montaje	503.907
	Supervisión y puesta en marcha	58.143
Inverter	Inversores	271.335
Module	Módulos fotovoltaicos	1.279.149
Other BoS hardware	Sistema de cableado y canalización	77.524
	Sistema de monitoreo SCADA	35.000
	Subestación eléctrica 480V/34.5kV (Solar) + 8 MW (eolica)	550.000
	Línea de interconexión (BT/MT)	80.000
Other soft cost	Estudios previos y licencias	53.735
	Terrenos	627.660
	Contingencia	219.782
Racking and mounting	Estructura tipo Double Tilt	157.500
		4.194.648

Parque eolico			
Categoría	Concepto	SITE 02 Costo total (USD)	SITE 04 Costo total (USD)
Contingency & Other	Adecuacion vias terrestres	700.000	700.000
	Adecuaciones portuarias	5.450.000	5.450.000
	Contingencias y otros	1.625.698	307.500
Development	Desarrollo y gestión del proyecto	1.100.000	1.100.000
	Sistema SCADA	49.500	49.500
Electrical Interconnection	Cable submarino 132 kV	227.700	2.277.000
	Instalación cable submarino	51.810	518.100
	Compensación tensión (STATCOM)		1.408.000
	Conexión a la red	279.355	279.355
	Línea aerea 34,5 kV - conexión SE	240.000	240.000
Foundations	Cimentación monopilote / flotante (semi-sumergible)	4.144.800	8.553.600
Installation	Instalación general turbina	2.200.000	2.200.000
	Movilización y desmovilización	1.790.800	1.790.800
Turbine	Adquisición turbina AD8-180	16.280.000	16.280.000
		34.139.663	34.139.663

Tabla 31 Inversiones para la construcción de los parques eólico y solar

Consideraciones especiales:

- Para la Turbina Eólica SITE 02, se consideró cimentación fija en fondo marino poco profundo y un cable submarino de tan solo 300m.
- Para la Turbina Eólica SITE 04, se consideró una estructura flotante semi-sumergible por estar en una ubicación de mayor profundidad (374 m) y su distancia a la costa de 3 km elevó la inversión en cableado submarino además de incorporar un sistema de compensación de tensión. Este tipo de instalación puede ser viable, pero requiere un análisis geotécnico complejo sumado al riesgo de incremento en costos.
- En ambos SITE es requerida la construcción de una red aérea 34.5 kv de 3 km de longitud, la cual permite hacer la conexión con el cable submarino para llegar hasta el emplazamiento solar donde se ubica la subestación.
- Para el desarrollo del proyecto eólicos se incluyeron recursos por USD 700.000 para adecuar la vía que bordea la isla y USD 5.450.000 para una adecuación moderada del puerto marítimo, asumiendo que en dicho lugar se haría el descargue de equipos, para su ensamble y posterior embalaje en los buques (Heavy Lift Vessel, Feeder Vessel y Cable Laying Vessel) para su montaje directamente en el SITE correspondiente.

El costo total del proyecto híbrido varía entre USD 38,3 y 46,91 millones, dependiendo de la ubicación del componente eólico (SITE 02 y SITE 04) respectivamente.

14.4 Costos operativos y mantenimiento (OPEX)

Se consideran gastos anuales recurrentes de operación técnica, mantenimiento, inspecciones, monitoreo SCADA y logística, adicional se considera una tasa anual de incremento en costos del 4% debida primordialmente a la inflación, IPP (índice de precios al productor) y afectación a la infraestructura por condiciones propias de un ambiente marino.

En el caso de la granja solar, la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética – Colombia) relaciona costos de O&M para plantas de menores entre 25 a 40 USD/kW-año con un ajuste del 40% al 80% para Zonas No Interconectadas, en nuestro caso consideramos un valor de 40 USD/KWh.

La referencia para eólica offshore es de 62 USD/kW/año según IRENA, parámetro aplicable al SITE 02, en el caso del SITE 04 se incrementa a 70 USD/kW/año por mayor mayores costos logísticos debido a la distancia, uso de embarcaciones y posibles condiciones más adversas.

El OPEX calculado de funcionamiento es:

- Granja solar: USD 140.000 año y USD 5.830.427 acumulado en 25 años.
- Parque Eólico offshore SITE 02: USD 496.000 año y USD 20.656.371 acumulado 25 años.
- Parque Eólico offshore SITE 04: USD 560.000 año y USD 23.321.709 acumulado 25 años.

El OPEX incluye el alquiler de embarcaciones, intervención de técnicos especializados, reemplazo de componentes y seguros.

Seguros aplicables:

Tipo de seguro	¿Qué cubre?
Seguro de todo riesgo construcción (CAR/EAR)	Daños durante construcción o montaje (accidentes, fallos estructurales).
Seguro de propiedad o daños físicos	Incendio, hurto, vandalismo, colapso estructural, rayos, etc.
Seguro contra catástrofes naturales.	Huracanes, inundaciones, tormentas tropicales, sismos, marea alta.
Seguro de responsabilidad civil	Daños a terceros (personas o propiedades) causados por el parque (por ejemplo, caída de equipos).
Seguro de interrupción de negocios (BI)	Compensación por pérdida de ingresos ante paradas no previstas.
Seguro de transporte marítimo/logístico	Daños a equipos durante el traslado desde el continente o el extranjero.

Tabla 32 Seguros aplicables al Proyecto

Considerando el tamaño de los parques y su condición offshore, para el parque solar se consideró un gasto en seguros del 0.5% del valor asegurado, en el caso de la turbina eólica el seguro represento el 0.8% del valor asegurado por mayor exposición a tormentas. El valor asegurado se

asocia con los equipos mayores de cada parque teniendo en cuenta que los primeros cinco años cada elemento cuenta con las garantías propias del fabricante y/o suministrador.

Impuestos aplicables:

Transferencias eléctricas: El proyecto está exento de este impuesto por ubicarse en una Zona No Interconectada (ZNI) y utilizar fuentes renovables no convencionales, según lo establecido por las Leyes 99/1993, 143/1994 y 1715/2014.

Impuesto de renta: Aplica una tasa general del 35% sobre las utilidades, pero gracias a los incentivos fiscales de las Leyes 1715 y 2014, se puede deducir hasta el 50% de la inversión por un período de 15 años y aplicar depreciación acelerada. Esto reduce significativamente la carga tributaria en los primeros años, mejorando indicadores como VAN, TIR y LCOE. Además, si hay pérdidas fiscales, estas pueden compensar utilidades futuras hasta por 12 años.

14.5 Estructura financiera y parámetros del Proyecto

Se identifican las principales fuentes de financiamiento, entre ellas: bancos nacionales (como Bancolombia), banca de desarrollo (Findeter, Bancóldex), organismos multilaterales (BID, CAF, IFC) y fondos climáticos (FENOGE, GCF).

Condiciones típicas de financiamiento en Colombia:

- Tasa de interés: 4%–9% en USD; 10%–14% en COP.
- Plazo de amortización: 10–20 años.
- Periodo de gracia: 6–24 meses.
- Relación deuda/capital: 70/30 hasta 90/10.

Para el proyecto híbrido solar-eólico en la isla de San Andrés, se propone un modelo de financiamiento mixto con los siguientes parámetros:

- Alternativa 1: CAPEX USD 38,2 M – Equity 15%, Deuda 85%.
- Alternativa 2: CAPEX USD 46,9 M – Equity 15%, Deuda 85%.
- Tasa de interés deuda: 4%.
- Costo de capital del EQUITY: 12%.
- Periodo de gracia: 2 años (se acumula el interés).

Con esta estructura se obtiene un WACC (costo promedio ponderado de capital) de 4,01%, que es adecuado para proyectos en ZNI y permite evaluar la viabilidad en un entorno de riesgo controlado, adicionalmente el financiamiento en zonas no interconectadas (ZNI) como la isla de San Andrés puede ser más favorable, dada la alta dependencia del diésel y los costos asociados, lo cual abre la posibilidad de apalancar el proyecto con fondos climáticos o esquemas blended finance.

Alternativa 1: Solar + eólica SITE 02

Año	Saldo inicial (USD)	Cuota (USD)	Interés (USD)	Amortización (USD)	Saldo insoluto (USD)
1	32.584.164		1.303.367		33.887.531
2	33.887.531		1.303.367		35.190.898
3	35.190.898	3.165.108	1.407.636	1.757.472	33.433.425
4	33.433.425	3.165.108	1.337.337	1.827.771	31.605.654
5	31.605.654	3.165.108	1.264.226	1.900.882	29.704.773
6	29.704.773	3.165.108	1.188.191	1.976.917	27.727.855
7	27.727.855	3.165.108	1.109.114	2.055.994	25.671.862
8	25.671.862	3.165.108	1.026.874	2.138.234	23.533.628
9	23.533.628	3.165.108	941.345	2.223.763	21.309.865
10	21.309.865	3.165.108	852.395	2.312.713	18.997.152
11	18.997.152	3.165.108	759.886	2.405.222	16.591.930
12	16.591.930	3.165.108	663.677	2.501.431	14.090.499
13	14.090.499	3.165.108	563.620	2.601.488	11.489.011
14	11.489.011	3.165.108	459.560	2.705.548	8.783.463
15	8.783.463	3.165.108	351.339	2.813.770	5.969.693
16	5.969.693	3.165.108	238.788	2.926.320	3.043.373
17	3.043.373	3.165.108	121.735	3.043.373	- 0

Alternativa 2: Solar + eólica SITE 04

Año	Saldo inicial (USD)	Cuota (USD)	Interés (USD)	Amortización (USD)	Saldo insoluto (USD)
1	40.020.823		1.600.833		41.621.655
2	41.621.655		1.600.833		43.222.488
3	43.222.488	3.887.478	1.728.900	2.158.579	41.063.910
4	41.063.910	3.887.478	1.642.556	2.244.922	38.818.988
5	38.818.988	3.887.478	1.552.760	2.334.719	36.484.269
6	36.484.269	3.887.478	1.459.371	2.428.107	34.056.162
7	34.056.162	3.887.478	1.362.246	2.525.232	31.530.930
8	31.530.930	3.887.478	1.261.237	2.626.241	28.904.689
9	28.904.689	3.887.478	1.156.188	2.731.291	26.173.399
10	26.173.399	3.887.478	1.046.936	2.840.542	23.332.856
11	23.332.856	3.887.478	933.314	2.954.164	20.378.693
12	20.378.693	3.887.478	815.148	3.072.330	17.306.362
13	17.306.362	3.887.478	692.254	3.195.224	14.111.138
14	14.111.138	3.887.478	564.446	3.323.033	10.788.106
15	10.788.106	3.887.478	431.524	3.455.954	7.332.152
16	7.332.152	3.887.478	293.286	3.594.192	3.737.960
17	3.737.960	3.887.478	149.518	3.737.960	-

Tabla 33 Tablas de amortización de la DEUDA (alternativas 1 y 2)

14.6 Ingresos del Proyecto y modelo comercial

A continuación, se detallan los factores que determinan los ingresos del proyecto híbrido solar-eólico, basado en la energía generada y su comercialización en el contexto particular del archipiélago de San Andrés.

14.6.1 Fuentes de información y contexto regulatorio:

- Los precios de energía provienen de entidades del orden Nacional como XM, UPME y CREG.
- La isla de San Andrés, al ser una Zona No Interconectada (ZNI), presenta un sistema aislado, dependiente del diésel, con altos costos logísticos y tarifas subsidiadas.

14.6.2 Opciones para venta de energía del Proyecto:

- Mercado regulado: contratos con comercializadores.
- Mercado no regulado: contratos bilaterales con clientes ≥ 55 MWh/mes.
- Contratos PPA: contratos a mediano o largo plazo (10 – 20 años), más previsibles.
- Mercado spot (bolsa de energía): precio variable, mayor riesgo.
- Autogeneración a gran escala (AGGE): modelo regulado según resolución CREG 030 de 2018 (modificada por la 075 de 2021)

14.6.3 Modelo de negocio propuesto:

Dado el contexto insular y los supuestos:

- Baja interconexión con el SIN (o ninguna).
- Alta dependencia de diésel para generación térmica.
- Meta de transición energética y reducción de costos y emisiones.

- Necesidad de confiabilidad 24/7.

Se recomienda un modelo de **Autogeneración AGGE**, reduciendo el consumo de diésel, estabilizando los costos de energía y mejorando la sostenibilidad ambiental. SOPESA operaría directamente las plantas abasteciendo la demanda local ya que está autorizado por la CREG para Generar, Distribuir y Comercializar energía eléctrica en San Andrés Islas sin competencia.

La regulación de la AGGE en Colombia, especialmente en Zonas No Interconectadas (ZNI) como el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, presenta particularidades que es importante considerar:

Definición de AGGE: La AGGE se refiere a sistemas de autogeneración cuya capacidad instalada supera 1 MW, según lo establecido por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

Regulación en Zonas No Interconectadas (ZNI): Las ZNI, que incluyen a San Andrés y Providencia, cuentan con un marco regulatorio específico debido a su desconexión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha establecido metodologías tarifarias para estas zonas mediante la Resolución CREG 091 de 2007. Sin embargo, es importante destacar que esta resolución no aplica al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

14.6.4 Proyección de precios y referencia de ingresos:

Actualmente para la isla de San Andrés rige la siguiente fórmula para el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), el cual representa el valor que el Gobierno Nacional reconoce al prestador del servicio (SOPESA) por cada unidad de energía efectivamente suministrada a la población:

$$CU_{n,m} = IAOM_{n,m} + \frac{GC_m + A_m}{(1 - p_{n,m})} + M_m$$

Donde:

$CU_{n,m}$: Costo Unitario de prestación del servicio (en COP/kWh).

$IAOM_{n,m}$: Remuneración de la inversión y de los gastos de AOM.

GC_m : Remuneración de los costos de los combustibles de origen fósil.

A_m : Ahorro en los costos de combustibles de origen fósil.

$p_{n,m}$: Porcentaje de pérdidas reconocidas en la prestación del servicio.

M_m : Cargo de la Actividad Monitoreo.

Descomposición de la tarifa 2024 SOPESA:

Mes	CU (\$/KWh)	IAOM (\$/KWh)	GC (\$/KWh)	AM (\$/KWh)	PM	MM (\$/KWh)
Enero	1.177,10	698,95	420,77	-	0,12	-
Febrero	1.169,54	692,52	419,78	-	0,12	-
Marzo	1.176,50	696,73	422,20	-	0,12	-
Abril	1.181,59	703,51	420,71	-	0,12	-
Mayo	1.193,70	703,31	431,54	-	0,12	-
Junio	1.200,40	705,97	435,10	-	0,12	-
Julio	1.203,55	703,58	439,97	-	0,12	-
Agosto	1.211,22	710,05	441,03	-	0,12	-
Septiembre	1.219,12	710,88	447,25	-	0,12	-
Octubre	1.270,64	704,82	497,92	-	0,12	-
Noviembre	1.255,47	710,77	479,34	-	0,12	-
Diciembre	1.261,21	716,20	479,61	-	0,12	-
Promedios	1.210,00	704,77	444,60	-	0,12	-

Tabla 34 Composición del CU en ASU San Andrés Islas 2024 (elaboración propia, fuente: (SUPERSERVICIOS, 2025))

Teniendo en cuenta que el valor de CU no se transfiere completamente al usuario final por la imposibilidad de que estos asuman dicho costo (34% superior al promedio continental), el Gobierno subsidia aproximadamente el 46% de dicha tarifa, lo que convierte a la Isla de San Andrés en la ZNI que más recursos demanda del presupuesto por concepto de subsidios a la energía.

Basado en lo anterior, tomaremos como referencia local el CU promedio 2024 y específicamente la fracción correspondiente a generación estimada en 234,4 USD/MWh, valor que utilizaremos como precio techo para la venta de energía.

De otra parte, se adopta un precio base para 2026 de **138,5 USD/MWh** (promedio ponderado del LCOE internacional de solar y eólico), para con esto medir la competitividad de nuestra propuesta frente a proyectos similares en otros países.

La evaluación incluirá un incremento anual del precio de la energía del 1.8% como caso base, definiendo un escenario optimista del 2,5% y pesimista del 1%.

14.7 Cálculo de ingresos por venta de energía:

Supuestos:

- Producción Granja solar onshore (3,5 MW) – año 1: 6.201 MWh.
- Producción eólica offshore SITE 02 (8 MW) – año 1: 26.084 MWh.
- Producción eólica offshore SITE 04 (8 MW) – año 1: 24.905 MWh.
- Tasa de degradación anual de la producción: solar (-0,4%) eólica (-0,8%).
- Precio base venta 2026: 138,5 USD/MWh → 151,42 USD/MWh año 1 de operación.
- Incremento anual de precios de energía: 1,8%

Año	Energía producida + Tasa degradación (MWh)			Precio energía base + incremento anual (USD/MWh)	Ingreso venta energía (USD)		
	Solar Onshore	Eólico Offshore SITE 02	Eólico Offshore SITE 04		Solar Onshore	Eólico Offshore SITE 02	Eólico Offshore SITE 04
2026	-	-	-	138,50	-	-	-
2027	-	-	-	140,99	-	-	-
2028	-	-	-	143,53	-	-	-
2029	-	-	-	146,11	-	-	-
2030	-	-	-	148,74	-	-	-
2031	6.201	26.084	24.905	151,42	938.967	3.949.689	3.771.162
2032	6.226	26.293	25.104	154,15	959.692	4.052.949	3.869.755
2033	6.251	26.503	25.305	156,92	980.874	4.158.910	3.970.926
2034	6.276	26.715	25.508	159,75	1.002.524	4.267.640	4.074.742
2035	6.301	26.929	25.712	162,62	1.024.652	4.379.213	4.181.272
2036	6.326	27.144	25.917	165,55	1.047.268	4.493.703	4.290.587
2037	6.351	27.361	26.125	168,53	1.070.383	4.611.187	4.402.761
2038	6.377	27.580	26.334	171,56	1.094.009	4.731.742	4.517.866
2039	6.402	27.801	26.544	174,65	1.118.156	4.855.448	4.635.981
2040	6.428	28.023	26.757	177,79	1.142.836	4.982.389	4.757.185
2041	6.454	28.247	26.971	180,99	1.168.060	5.112.649	4.881.556
2042	6.479	28.473	27.186	184,25	1.193.842	5.246.314	5.009.180
2043	6.505	28.701	27.404	187,57	1.220.192	5.383.473	5.140.140
2044	6.531	28.931	27.623	190,95	1.247.124	5.524.219	5.274.524
2045	6.557	29.162	27.844	194,38	1.274.651	5.668.644	5.412.421
2046	6.584	29.396	28.067	197,88	1.302.785	5.816.845	5.553.923
2047	6.610	29.631	28.291	201,44	1.331.540	5.968.921	5.699.125
2048	6.636	29.868	28.518	205,07	1.360.930	6.124.972	5.848.123
2049	6.663	30.107	28.746	208,76	1.390.968	6.285.104	6.001.016
2050	6.690	30.348	28.976	212,52	1.421.670	6.449.421	6.157.907
2051	6.716	30.590	29.208	216,34	1.453.049	6.618.035	6.318.899
2052	6.743	30.835	29.441	220,24	1.485.121	6.791.057	6.484.100
2053	6.770	31.082	29.677	224,20	1.517.900	6.968.602	6.653.621
2054	6.797	31.330	29.914	228,24	1.551.403	7.150.789	6.827.573
2055	6.825	31.581	30.154	232,35	1.585.646	7.337.740	7.006.073
Total	162.700	718.716	686.230		30.884.243	136.929.655	130.740.418

Tabla 35 Proyección de ingresos a 25 años Proyecto híbrido solar + eólico (elaboración: propia) (SUPERSERVICIOS, 2025)

14.8 Evaluación financiera

Se realiza el análisis financiero considerando primero los costos de explotación (costos O&M + costos financieros + costos de depreciación acelerada) y posteriormente generando el flujo neto descontado (Ingresos por venta de energía – costos de explotación – impuesto de renta + costos por depreciación acelerada - amortizaciones), los indicadores económicos clave son:

Indicador	Categoría <i>Enfoque</i>	Referencia	Alternativa 1 Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 02	Alternativa 2 Granja Solar Onshore + Eólico Offshore SITE 04
Tasa interna de retorno (TIR)	Indicadores de rentabilidad <i>Evaluar si el proyecto crea valor</i>	> 4.1 % (WACC)	13.15 %	7.34 %
Valor presente neto (VAN)		> 0	USD 18.993.699	USD 8.619.048
PAYBACK	Indicadores de recuperación <i>Medir el tiempo de retorno de la inversión</i>	15 años	12 años	15 años
LCOE – Costo nivelado de la energía	Indicadores de competitividad energética <i>Comparar tecnologías de generación</i>	< 138.5 MWh IRENA < 234.4 USD/MWh CU San Andrés	122,33	151,55

Tabla 36 Resultado indicadores de viabilidad económica (elaboración: propia)

Análisis de resultados:

TIR: Las dos alternativas superan el WACC (4,1 %), indicando que ambas son rentables. La alternativa 1 muestra una mejor eficiencia de retorno del capital, siendo más atractiva para inversionistas.

VAN: Ambas alternativas tienen VAN positivo, lo que confirma la generación de valor neto. La alternativa 1 duplica el valor económico generado respecto a la alternativa 2, consolidando su superioridad financiera.

Payback: Ambas alternativas recuperan la inversión antes del límite de 15 años, pero la alternativa 1 lo hace 3 años antes, lo que implica menor exposición al riesgo de largo plazo y mayor liquidez anticipada. Estos son algunos valores típicos de Payback.

LCOE: La alternativa 1 se ubica por debajo de ambos umbrales, lo que lo hace más atractivo, el proyecto planteado está por debajo del estándar internacional de los 138,5 MWh y a su vez ofrece la posibilidad de empezar a reducir el CU (Costo Uniforme de prestación del Servicio) e impactar de manera positiva el medio ambiente con la reducción del consumo de diésel.

En el caso de la alternativa 2, el LCOE está por encima del umbral de competitividad internacional en un 10%, sin embargo, a nivel local estamos por debajo de los 234,4 USD/MWh lo cual lo hace perfectamente viable para iniciar la transición energética en dicha Región.

14.9 Análisis de Sensibilidad

Se analizan variaciones en los principales parámetros del ejercicio económico-financiero dando como resultado que los indicadores financieros son más sensibles al precio de venta de energía y al CAPEX del sistema eólico, mejorando significativamente la rentabilidad con ligeras variaciones positivas en dichos parámetros. A continuación, los resultados:

14.9.1 Variación en la relación (EQUITY / DEUDA)

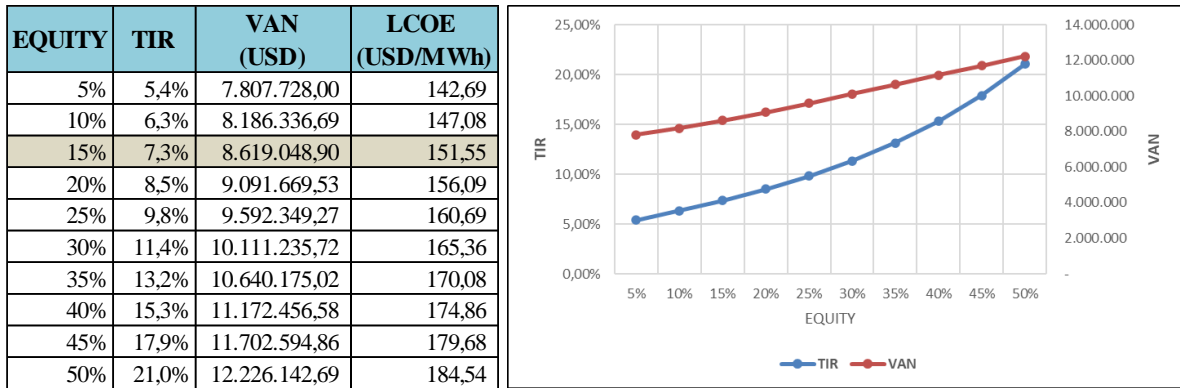


Tabla 37 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en la relación (EQUITY / DEUDA)

14.9.2 Variación del precio base para venta de energía

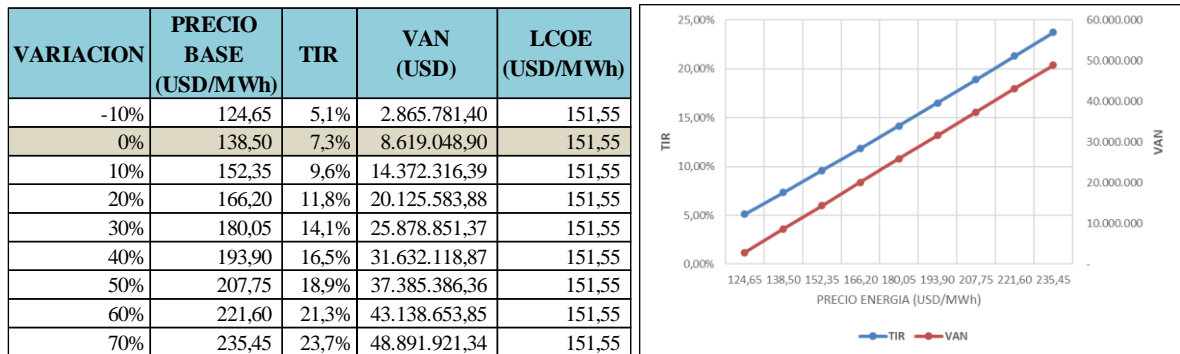


Tabla 38 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación del precio base para venta de energía

14.9.3 Variación en el crecimiento anual del precio de la energía

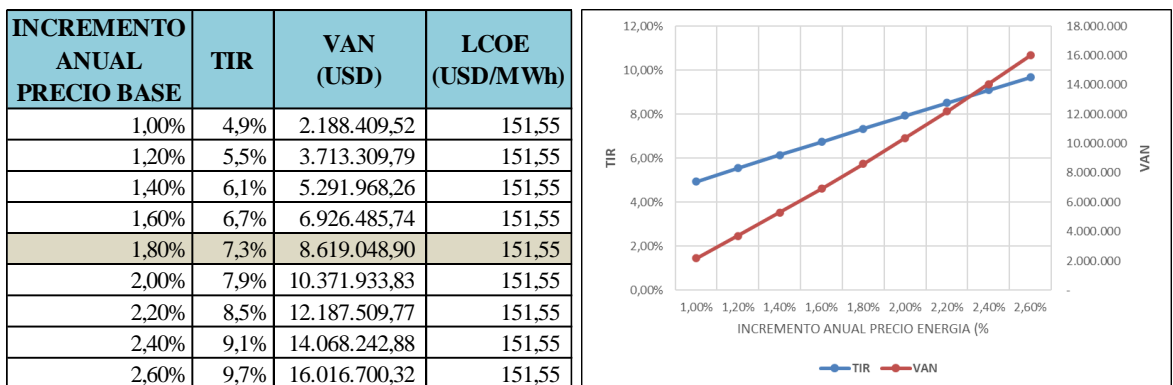


Tabla 39 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en el crecimiento anual del precio de la energía

14.9.4 Variación del monto de la Inversión

VARIACION DE LA INVERSIÓN	INVERSIÓN (USD)	TIR	VAN (USD)	LCOE (USD/MWh)
-30,00%	32.840.724	15,5%	20.310.634,00	115,74
-25,00%	35.186.490	13,7%	18.362.036,48	121,71
-20,00%	37.532.257	12,0%	16.413.438,97	127,68
-10,00%	42.223.789	9,4%	12.516.243,93	139,61
-5,00%	44.569.555	8,3%	10.567.646,41	145,58
0,00%	46.915.321	7,3%	8.619.048,90	151,55
5,00%	49.261.087	6,5%	6.670.451,38	157,52
10,00%	51.606.853	5,7%	4.721.853,86	163,49
15,00%	53.952.619	4,9%	2.773.256,34	169,46

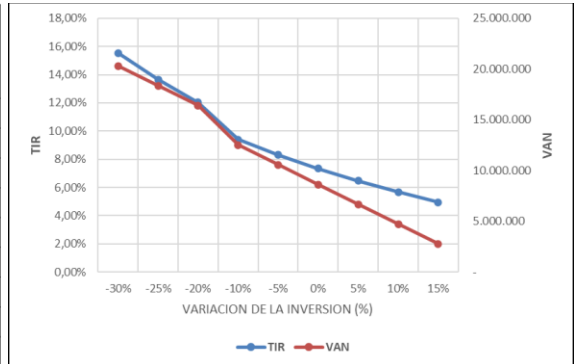


Tabla 40 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación del monto de la inversión

14.9.5 Variación en la tasa de interés de la deuda

TASA DE INTERES DE LA DEUDA	TIR	VAN (USD)	LCOE (USD/MWh)
2,40%	13,6%	17.919.814,80	130,11
2,80%	11,8%	15.473.150,35	135,14
3,20%	10,1%	13.110.069,77	140,39
3,60%	8,7%	10.826.613,95	145,86
4,00%	7,3%	8.619.048,90	151,55
4,40%	6,2%	6.483.851,94	157,48
4,80%	5,1%	4.417.698,74	163,64
5,20%	4,1%	2.417.451,18	170,04
5,60%	3,2%	480.145,92	176,68

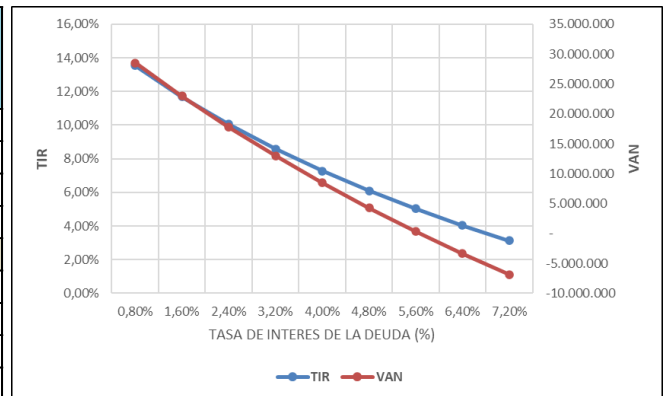


Tabla 41 Sensibilidad TIR, VAN, LCOE por variación en la tasa de interés de la deuda

15 Conclusiones y recomendaciones

Aspecto técnico:

- Se estudió la viabilidad de implementar un sistema de generación eléctrica que cubra como mínimo un 30% de la demanda eléctrica horaria de la isla de San Andrés. Se consideró un sistema híbrido que incluye aprovechamiento de fuentes renovables de energía como son el recurso eólico y solar; tecnologías que a diferencia del sistema de generación eléctrico que actualmente tiene la isla a base de combustibles fósiles, traerán beneficios adicionales al mismo suministro eléctrico, tales como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de generación y permitirá al gobierno Colombiano disponer de más recursos económicos para atender y brindar subsidios a otras Zonas No Interconectadas ZNI del territorio nacional.
- La instalación de paneles solares onshore representa una solución robusta y económicamente viable para la generación de energía renovable. Aunque enfrenta desafíos relacionados con la disponibilidad del terreno y la variabilidad solar, sus ventajas en términos de accesibilidad, facilidad de mantenimiento y menor complejidad estructural la convierten en una opción atractiva para impulsar la transición energética. Con una adecuada planificación y estudios previos, los proyectos onshore pueden alcanzar altos niveles de eficiencia y contribuir significativamente a la diversificación de la matriz energética.
- El análisis técnico realizado sobre la planta solar fotovoltaica proyectada en la isla de San Andrés demuestra que, bajo condiciones climáticas favorables y con una configuración optimizada, es posible alcanzar un rendimiento energético competitivo. La selección de una estructura tipo Delta-Wing combinada con módulos Trina e inversores Sungrow permite maximizar la producción dentro de las limitaciones espaciales del emplazamiento onshore, logrando una generación bruta anual estimada de 7.335,9 MWh y una energía neta vertida a la red de 6.141,9 MWh.
- Con un Performance Ratio (PR) del 80%, el sistema evidencia un comportamiento eficiente, acorde con los estándares de plantas solares de mediana escala en climas tropicales. Asimismo, el estudio detallado de las pérdidas eléctricas como las asociadas a temperatura, sombreado, suciedad, mismatching y eficiencia del inversor permite validar la viabilidad técnica del diseño propuesto.
- En conjunto, los resultados obtenidos respaldan la implementación del sistema fotovoltaico como una alternativa sostenible y rentable para reducir la dependencia energética de la isla del diésel, y representan un paso importante hacia la diversificación de la matriz energética en zonas no interconectadas.
- La instalación de un parque eólico offshore de un generador de 8 MW de potencia instalada representa la oportunidad de diversificación con una fuente de alta capacidad de generación energética para la atención de la demanda actual y futura con una disminución de las emisiones de CO₂ equivalente sin afectar la estabilidad de la red eléctrica de la isla, representando un hito para las Zonas No Interconectadas en Colombia al ser la de mayor demanda energética y de subsidios por el diésel marino

Aspecto ambiental:

- El proyecto de parque eólico, planta fotovoltaica y conexión submarina es técnicamente viable desde el punto de vista ambiental, siempre que se cumplan rigurosamente las medidas de manejo, mitigación y compensación, y se respete la zonificación de la Reserva de Biósfera Seaflower, evitando especialmente las áreas de protección absoluta (No-Take Zones). Durante la fase de construcción, se anticipan impactos moderados a altos en el medio marino (turbidez, ruido submarino, alteración del lecho) y afectaciones menores en el medio terrestre (paisaje, vegetación), todos gestionables mediante tecnologías de bajo impacto, planes de monitoreo y seguimiento ambiental adaptativo.
- El proyecto fortalece la seguridad energética, reduce la dependencia del diésel y las emisiones de carbono, y promueve beneficios indirectos en empleo, turismo sostenible y gobernanza ambiental. Es coherente con la Ley 1715 de 2014 y compromisos internacionales en cambio climático.
- El Site 02, ubicado a 151 metros de la costa y con una profundidad de 10 metros, representa una solución técnica de baja complejidad constructiva. No obstante, se sitúa en una franja costera ecológicamente sensible, donde se reporta la presencia de praderas de pastos marinos (seagrass), áreas de pesca artesanal y ecosistemas someros críticos. La intervención aquí genera impactos de mayor intensidad sobre el ecosistema litoral, con mayor riesgo de turbidez, alteración de hábitats y potencial conflicto con comunidades locales.
- El Site 04, a una distancia de 3.000 metros de la costa y a una profundidad de 374 metros, implica mayores desafíos técnicos y logísticos, como el uso de embarcaciones especializadas y técnicas de tendido en aguas profundas. Sin embargo, presenta una menor interacción con hábitats costeros sensibles, mayor estabilidad en el fondo marino y menor interferencia con actividades humanas como la pesca o el turismo recreativo. Si bien los costos iniciales pueden ser mayores, los riesgos ambientales son considerablemente menores y los impactos son más localizados y reversibles.
- Desde el punto de vista ambiental, la línea submarina introduce riesgos puntuales de alteración del lecho marino, asociados a la turbidez por dragado o despliegue de cableado, la intervención sobre hábitats bentónicos (en especial si se opta por el Site 02) y el potencial de interferencia con rutas de fauna marina y zonas de pesca artesanal. Asimismo, genera un área de exclusión o restricción marina durante la construcción y operación, lo cual debe ser coordinado con DIMAR, en cumplimiento de la Resolución 204 de 2012, que delimita una franja de seguridad de 500 m a cada lado de cables submarinos activos. Desde el punto de vista técnico, esta infraestructura debe ser evaluada no solo como un canal energético, sino como una estructura submarina permanente, sujeta a inspección, monitoreo y protección frente a amenazas físicas (anclas, erosión, bioincrustación, etc.).

Aspecto Seguridad y Salud:

- Es viable llevar a cabo las obras que contempla la construcción del parque solar y la instalación de la turbina eólica offshore para cualquiera de las dos ubicaciones contempladas (site 02 ó site 04), tomando todas las medidas preventivas enumeradas en el estudio de

seguridad y salud (documento anexo 5) para mitigar o reducir los riesgos identificados, eliminar o minimizar la posibilidad de ocurrencia de incidentes en la ejecución de las obras, proteger la integridad del personal, reducir posibles afectaciones a equipos e infraestructura desplegada y dar cumplimiento a la normatividad nacional y estándares internacionales en materia de seguridad y salud.

Aspecto económico-financiero:

- La tendencia creciente en los precios de la electricidad en Colombia, junto con la alta dependencia del diésel en la isla de San Andrés, evidencia la urgencia de diversificar la matriz energética mediante fuentes renovables. La implementación de tecnologías limpias no solo permitiría mitigar el impacto fiscal de los subsidios y reducir la exposición a la volatilidad internacional de los combustibles, sino también garantizar un suministro más sostenible, asequible y resiliente en contextos insulares como el del archipiélago.
- Ambas alternativas evaluadas para el sistema híbrido solar-eólico resultan financieramente viables, siendo la Alternativa 1 (granja solar + turbina eólica SITE 02) la más rentable (TIR 13,15 % y LCOE 122,33 USD/MWh), aunque con posibles impactos visuales por su cercanía a la costa. Por su parte, la Alternativa 2 (granja solar + turbina eólica SITE 04), aunque menos rentable (TIR 7,34 % y LCOE 151,55 USD/MWh), ofrece mayor aceptación social por su ubicación alejada. El proyecto demuestra solidez ante escenarios de incertidumbre y, además de los beneficios económicos, representa una oportunidad ambiental estratégica al reducir emisiones de CO₂, con potencial de ingresos adicionales mediante bonos de carbono y financiamiento climático.

15.1 Resumen de hallazgos clave

- Para la implementación del parque eólico es de vital importancia determinar los factores orográficos que inciden la generación de turbulencias en los dos emplazamientos en los cuadrantes específicos de cada uno. Se requiere un estudio más detallado del viento y estimación especializado del perfil batimétrico para determinar si estos factores se pueden eliminar o mitigar con una leve modificación de la ubicación geográfica sin afectar o disminuir la producción energética, o por el contrario se debe trabajar desde el diseño estructural, medición y de control de aerogenerador y sistema de cimentación.
- Para la implementación del proyecto solar fotovoltaico y eólico se debe establecer desde el diseño sistemas que resistan las condiciones extremas que se presentan durante los eventos de viento extremos presentados por las depresiones tropicales que inciden directa o indirectamente en la zona marina y en tierra de la isla para garantizar la vida útil estimada de los activos de generación eléctrica del proyecto.
- La batimetría de la Isla de San Andrés ofrece pocas ventajas para la implementación de proyectos de eólica marina a profundidades menores de 70 m, por lo cual un proyecto como el planteado, mejora su viabilidad si se puede ampliar la cantidad de aerogeneradores para una potencia instalada mayor, pero se debe estudiar en ubicaciones con distancias mayores a 3 km y con condiciones de profundidad altas (mayores a 300 m).

15.2 Escenarios recomendados para la implementación

- Realizar campaña de mínimo un año de mediciones de velocidad y dirección de viento, temperatura y presión atmosférica in situ para disminuir la incertidumbre de los datos de medición de viento y sean aptos para obtener créditos bancarios como fuente de financiación.
- Realizar campaña de medición oceanográfica de corrientes marinas, alturas promedio oleaje y temperatura marina para determinar el comportamiento en el emplazamiento y poder realizar el diseño detallado de la cimentación.
- Aunque ambas alternativas superan el umbral mínimo de viabilidad financiera, la alternativa 1 ofrece mayor margen frente a escenarios adversos, como aumentos en el CAPEX, disminución en el recurso eólico/solar, o retrasos en la operación. Su mayor TIR y VAN lo hacen más resiliente ante cambios en las variables clave del modelo financiero.
- Ambas alternativas implican la sustitución parcial de generación fósil con energías renovables, en ese sentido, además del valor financiero, se debe considerar el beneficio ambiental en términos de reducción de emisiones de CO₂, y el impacto positivo sobre la seguridad energética de San Andrés. Este aspecto, aunque no cuantificado en el VAN o el LCOE, aumenta la relevancia estratégica del proyecto.
- La alternativa 1, al estar cerca de la costa, puede afectar negativamente la percepción del paisaje marino y valor turístico, aspectos especialmente sensibles en zonas insulares como San Andrés, donde el turismo es un pilar económico. La aceptación social es clave para la viabilidad política y ambiental del proyecto. Una evaluación de impacto visual y un proceso de consulta previa o socialización podrían ser determinantes para la licencia ambiental.

15.3 Desafíos y oportunidades futuras

- Efectuar estudios de viabilidad con otro tipo de fuentes de energía renovable para la isla de San Andrés y comparar los indicadores de producción, financieros y ambientales para encontrar el modelo que brinde la mejor relación costo-beneficio frente a la necesidad que presenta la isla.
- Realizar estudio de flujo de carga, cortocircuito y estabilidad de red para contemplar la posibilidad de ampliación de cobertura de la demanda a un porcentaje mayor sin realizar inversiones en el sistema de transmisión y distribución de la isla.
- Efectuar un análisis de prefactibilidad para la implementación de sistemas de almacenamiento de energía con tecnologías como hidrógeno y/o baterías con el fin de almacenar excedentes para condicione climáticas adversas para los sistemas fotovoltaico y eólico en especial, en meses de baja producción como septiembre y octubre.
- Establecer una hoja de ruta para la implementación de estudios de prefactibilidad similares para el uso de energías renovables en la Isla de Providencia con base en sus condiciones específicas.

16 Bibliografía

- Ariza, A., & Ramírez, H. M. (2014). *Modelo Batimétrico derivado de imágenes Landsat ETM+ en zonas de arrecifes tropicales*.
- Bedoya, M., Vélez, J. I., Vélez, M. V., Poveda, G., & Carmona, J. (2010). *MODELO NUMERICO DEL ACUIFERO DE LA ISLA DE SAN ANDRÉS, COLOMBIA*.
- Copernicus Marine. (2025). *Copernicus Marine MyOcean Viewer*.
https://data.marine.copernicus.eu/viewer/expert?view=viewer&crs=epsg%3A4326&t=1723442400000&z=0¢er=-81.91368205751843%2C12.072834005727621&zoom=16.33333334350586&layers=H4sIAFDiA2gAA83UXU_DMBQG4P.S6_EK7PsO3XQk4MjALYsxJxW6QVJggboNjf.dkollaoYJbnrb9OPJe07P7RNipKCZGaABurIm54YFxrVhLVzTvZxMRxeG64EzXgDGKmCt1fRjGucQpwGsWArrsFB4SDIJgSRLH.AZ7ukBXYGjDpUYNHECd5r7HaiBHs0koDs0UHEDReWLwFSxzNKV6xNG0WBJWE6fGz9H_Q.ZV6KcEtgSTjPYUJb6ES8EI_dFaUBrkvHIZzSfJKxcr9SaVGvfVNs3lmcuRsYU5sZsz9W1d9wt2UBcCKgmmIrPopjwVFxeCLK9J_uq2px5Ni6frTS61LT_QDO2cQ3Tkpj2sTCQcyLq8ipQFLrjinJPefg0A7rmYb3B2tLT_XVPIPCK5Hj6WIneQrGH0xqiIxHdjwjZb3nKosBIAqfqO3Q04GHVuhLYO21KMJ.XHD3p6P_ToMRnUw_R.drMKkM8VVqiZlCQFdckn43PuxfYTlyI1QUAAA--&basemap=dark&objv2=H4sIAFDiA2gAA72SXWuDMBSG.0uuNtBiYqzW624wKLRsl0Mkq0cX8GsxFmT433eS2sI2dzd7FTzvic8h53n9JDIjMUKbnzgbB6F7BR2Jsa6HFjB5PNcwLaCpQKuBxNfw0MhaY3RsGpXJWmh7143oKvTDNY0cylaBT5kXJaNDWtW0oLQ0Td_4tajM39ItGccEQUq077YnLbhnzkq0OzGAerJ3Sm6mMU0vLRxt7XSn77HY9W8d6K2snuFjfwKlZGZgdV_Wl.AgCthBXWhLwKnOcxgQfuBJZ4CbJYB0ArIZIFsCyCagPwOkdAmijwvFvct6n_fYh274a89xKQ.Qh6sCwT_rh8atmVWPe2HI.ITPcC.qPfxWL7zZOyHJbibkc0RvCSKfiMGNbEfQTxVczjaOy3A.yRdtqGd3hwQAAA--
- Coralina. (2012). *Atlas de la Reserva de Biósfera Seaflower*.
- CR Technology Systems. (2021, December 13). *String-box para sistemas fotovoltaicos*.
https://www.crtsgroup.com/es/engineering_talks/parques-fotovoltaicos-de-las-aplicaciones-a-los-sistemas-de-automatizacion/string-box-para-sistemas-fotovoltaicos/
- DANE. (2024). *Departamento de Archipiélago de San Andrés*.
https://sitios.dane.gov.co/cnpv/app/views/informacion/perfiles/88_infografia.pdf
- DNP, MINHACIENDA, MINMINAS, & UPME. (2016). *CONPES 3855*.
https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3855_Credito_San_Andres_VPublicaci%C3%B3n.pdf
- Duque Montenegro, A., Galindo Rojas, A., Moreno Lopez, W., & Rosero Garcia, J. (2023). Viabilidad técnico-económica de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica en la isla de San Andrés. *Simposio Internacional Sobre La Calidad de La Energía Eléctrica - SICEL*. <https://doi.org/10.15446/sicel.v11.110043>
- EL PAÍS. (2023, March 3). *Enel suspende indefinidamente la construcción del parque eólico Windpeshi, en La Guajira*. <https://elpais.com/america-colombia/2023-05-25/enel-suspende-indefinidamente-la-construccion-del-parque-eolico-windpeshi-en-la-guajira.html>

- Energía Estratégica. (2024, September 16). *Se inaugura la Primera Comunidad Energética de Salud en San Andrés y Providencia - Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/se-inaugura-la-primera-comunidad-energetica-de-salud-en-san-andres-y-providencia/>
- Feron, S. (2016). Sustainability of Off-Grid Photovoltaic Systems for Rural Electrification in Developing Countries: A Review. *Sustainability*, 8, 1326. <https://doi.org/10.3390/su8121326>
- GEBCO. (2025). *The General Bathymetric Chart of the Oceans*. <https://www.gebco.net/>
- Gómez, J. R., Afanador, J. E., & Rodríguez, J. L. (2016). *Hacia la sostenibilidad eléctrica en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Colombia: Análisis de alternativas*. <https://doi.org/10.18235/0010129>
- Google Earth. (2025). *Google Earth*. <https://earth.google.com/web>
- IDEAM. (2025). *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales*. <https://www.ideam.gov.co/>
- Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt. (2021). *Vegetación de San Andrés y Providencia - Expedición Sea Flower Plus 2021*. https://ipt.biodiversidad.co/iavh/resource.do?r=rrbb_plantae_sanandres_2022&utm.com
- MINMINAS. (2023, April 16). *En visita al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, MinEnergía y FENOGE presentaron resultados de proyectos de energía renovable y eficiencia energética con la comunidad*. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/en-visita-al-archipi%C3%A9lago-de-san-andr%C3%A9s-providencia-y-santa-catalina-minenerg%C3%ADa-y-fenoge-presentaron-resultados-de-proyectos-de-energ%C3%ADa-renovable-y-eficiencia-energ%C3%A9tica-con-la-comunidad/>
- Mossos J. Álvaro Alexander. (2025). *INFORME MENSUAL DE TELEMETRÍA BOLETÍN MENSUAL DE OPERACIÓN DE LOCALIDADES CON TELEMETRÍA*. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://ipse.gov.co/documentos_cmn/documentos/informes_mensuales_de_telemetria/2025/INFORME_MENSUAL_DE_TELEMETRIA%20_ENERO_2025.pdf
- NASA. (2025a). *NASA POWER*. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- NASA. (2025b, March 13). *GMAO - Global Modeling and Assimilation Office*. <https://gmao.gsfc.nasa.gov/>
- National Hurricane Center, & Central Pacific Hurricane Center. (2025). *Offshore Waters Forecasts*. <https://www.nhc.noaa.gov/marine/offshores.php>
- National Weather Service. (2025). *Hazardous Weather Outlooks*. <https://www.weather.gov/gjt/outlooks>

- NOAA. (2025). *International Best Track Archive for Climate Stewardship (IBTrACS) | National Centers for Environmental Information (NCEI)*. <https://www.ncei.noaa.gov/products/international-best-track-archive>
- NREL. (2020). *NREL Turbine Archive — NREL/turbine-models power curve archive 0 documentation*. <https://nrel.github.io/turbine-models/>
- Prysmian Group. (2020). *Cables y accesorios para instalaciones fotovoltaicas Cables and accessories for photovoltaic systems*. <https://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2021/03/Ei-CatalCablesAccesoriosFotovoltaicos-alta.pdf>
- PVsyst. (2025a). *Import TMY data from APIs*. <https://www.pvsyst.com/help/meteo-database/geographical-sites/creation-of-a-new-site/import-tmy-data-from-apis.html>
- PVsyst. (2025b). *Visualization/modification of an existing site*. <https://www.pvsyst.com/help/meteo-database/geographical-sites/visualization-modification-of-an-existing-site.html?h=latitud>
- PVSYST (8.0.8). (2025). <https://www.pvsyst.com/>
- 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
- SGC. (2025, April 16). *Estudio semidetallado de suelos de las islas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina*. https://catalogo.sgc.gov.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=13639&shelfbrowse_itemnumber=13543&utm
- SOPESA. (2025). *Servicios - SOPESA ESP*. <https://sopesa.com/servicios/>
- SUPERSERVICIOS. (2025). *| Portal SUI | Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios*. <https://sui.superservicios.gov.co/>
- TESLA Transformadores. (2025). *Nacional de transformadores | Energía Solar*. <https://www.tesla.com.co/energiasolar>
- The Joint Research Centre. (2025). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en
- 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
- UE. (2024). *Energía solar fotovoltaica Tema 10. Criterios técnicos de diseño*.

- UPME, MINMINAS, BID, & FMAM. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. <http://www1.upme.gov.co/sgic/>
- Wikipedia. (2025, March 30). *Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina*. https://es.wikipedia.org/wiki/Archipi%C3%A9lago_de_San_Andr%C3%A9s%2C_Providencia_y_Santa_Catalina?utm.com
- Worldbank, ESMAP, VORTEX, & DTUWIND. (2025). *Global Wind Atlas*. <https://globalwindatlas.info/en/>