



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Análisis de factibilidad de la instalación de un parque eólico en la isla de San Andrés, Colombia

Autora: Yanina de Jesús Albor Madariaga

Tutor: Dr. Cristián Fábrega Gallego

Curs acadèmic: 2021-2022

Màster en Energies Renovables i
Sostenibilitat Energètica

RESUMEN

El presente documento muestra el desarrollo de un estudio de factibilidad técnica y económica de la instalación de un parque eólico onshore en la Isla de San Andrés en Colombia, que contribuya a la disminución de la dependencia de combustibles fósiles para el abastecimiento de la demanda energética y como consecuencia, una reducción en la emisión de los gases de efecto invernadero.

Para llevar a cabo lo anterior, se realiza una investigación documental en donde se evidencia la composición del mix energético del mercado mayorista de Colombia y la situación actual de la energía eólica en el territorio. Adicionalmente se analiza la generación eléctrica en Isla de San Andrés y las características del viento en esa parte del país, quedando en evidencia que puede ser un lugar apto para el estudio, puesto que se encuentra dentro de las zonas con mayores velocidades medias del territorio.

Por otra parte, gracias a los datos obtenidos de la estación meteorológica de Johnny Cay, se realiza el análisis técnico en donde, por medio del cálculo de los parámetros de la Ley de Weibull, su potencial eólico y la energía producida en un año tipo, realizando comparación de distintos aerogeneradores aptos para la clase de viento de San Andrés, se estimó un cubrimiento de demanda energética de más del 50% de la isla.

Como parte final, se estudia la factibilidad económica en donde se estima un costo de inversión inicial y se realiza un análisis de flujo de caja del proyecto, en donde se obtiene un valor anual neto positivo y un payback de alrededor de 17 años y 3 meses.

ABSTRACT

This document presents the study of technical and economic feasibility of an onshore wind farm installation in San Andrés Island, Colombia, that contributes to reduce the dependence of fossil fuels to supply the energetic demand and consequently, to reduce the greenhouse emissions.

To achieve this, it was important to realize documental research to evidence the energetic mix composition of the major energetic market of Colombia and the actual situation of the wind energy in the country. Furthermore, it was analyzed the electric generation in San Andrés Island and the wind characteristics in that part of the territory, having as a result that the island can be a great place for the study, because it is part of the Colombian Caribbean that have the highest average wind speed.

On the other hand, through the database obtained from the meteorologic Johnny Cay station, it was possible to analyze the technical characteristics through the calculation of parameters of Weibull, wind potential and energy produced per year, comparing some wind turbines suitable for the wind class of San Andrés, where it was estimated the coverage of energy demand of more than 50% of the island.

Finally, the economic feasibility is studied where an initial investment cost is estimated and a cost flow analysis of the project is carried out, where a positive net annual value and a payback of around 17 years and 3 months are obtained.

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	5
2.	OBJETIVOS.....	7
3.	METODOLOGÍA.....	7
4.	SITUACIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA	8
5.	ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA	10
6.	SITUACIÓN ACTUAL DE LA ISLA DE SAN ANDRÉS	12
6.1.	Características generales del viento en San Andrés	14
7.	PARQUE EÓLICO EN SAN ANDRÉS.....	15
7.1.	Obtención, clasificación y análisis de los datos de viento.....	16
7.2.	Distribución de Weibull y cálculo de sus parámetros	17
7.3.	Densidad de potencial eólico	19
7.4.	Análisis y cálculo de parámetros de funcionamiento de los aerogeneradores	20
7.5.	Elección del aerogenerador para el parque eólico	22
7.6.	Dimensionamiento del parque eólico y demanda eléctrica a cubrir	24
8.	ANÁLISIS ECONÓMICO	26
8.1.	Estimación costo de la propuesta del Parque Eólico de San Andrés	26
8.2.	Viabilidad y estimación retorno de la inversión inicial del proyecto	27
9.	CONCLUSIONES	31
10.	BIBLIOGRAFÍA.....	33
11.	ANEXOS	37
11.1.	Anexo I. Cálculo de parámetros estadísticos de los datos obtenidos de la estación meteorológica	37
11.2.	Anexo II. Cálculo de parámetros de Ley de Weibull para altura de 10 m.....	38
11.3.	Anexo III. Parámetros de la Ley de Weibull para distintas alturas.....	40
11.4.	Anexo IV: Cálculos de la densidad de potencia eólica para distintas alturas.....	41
11.5.	Anexo V. Fórmulas y procedimiento para calcular rendimiento estacionario, factor de carga y energía a producir en un año.....	42
11.6.	Anexo VI. Datos técnicos de los aerogeneradores utilizados en el estudio.....	43
11.7.	Anexo VII. Curva de carga, cálculos de rendimiento, factor de carga y energía a producir de los aerogeneradores analizados	45
11.8.	Anexo VIII: Tasa de cambio COP a EUR, USD a EUR	49
11.9.	Anexo IX. Modelo financiero para la aplicación de la Ley 1715 de 2014.....	50
11.10.	Anexo X. Curvas del precio futuro del mercado eléctrico de Colombia	52
11.11.	Anexo XI. Cálculo del flujo de caja y aplicación de VAN y TIR.....	53

1. INTRODUCCIÓN

La generación eléctrica de Colombia se ha caracterizado por tener un alto porcentaje de participación de la hidroeléctrica en el mix energético, que se aproxima a más del 65% de la generación del país. Asimismo, otras fuentes de energía, tales como la eólica y la solar forman parte del mix energético aportando alrededor del 0,1% y 1,5% respectivamente (XM, 2023).

No obstante, lo anteriormente expuesto aplica solo al 47% del territorio de Colombia, puesto que, el porcentaje restante hace parte de las zonas no interconectadas del país, ZNI, debido a que son regiones de difícil acceso y por ende no hay muchas formas de integrarlas al sistema interconectado nacional. Por este motivo, un alto porcentaje de las ZNI deben abastecer su demanda energética, en su mayoría, por medio de energías no renovables.

Hoy en día, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, mediante la Unidad de Planeación minero-energética, UPME, trabaja fuertemente para llevar al país a una transición energética, en especial que beneficie directamente a las zonas no interconectadas del territorio. Por este motivo, ha creado varios incentivos para el desarrollo de proyectos encaminados a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales tales como la energía eólica, solar, hidrógeno, entre otros. Entre los incentivos más importantes se encuentran los expuestos en la Ley 1715 de 2014, en los que se incluye la exclusión del IVA en bienes y servicios, exoneración de aranceles aduaneros, deducción de impuesto sobre la renta líquida de hasta el 50% de la inversión inicial y posible depreciación acelerada de activos. (Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME], 2018)

Muchos proyectos se han ido desarrollando acogidos por la Ley 1715 de 2014. Un claro ejemplo se encuentra en el parque eólico Guajira I, inaugurado a principios del 2022, que cuenta con una capacidad de 20 MW y una extensión de 0,55 km² (García, G. 2021); sin embargo, aún no se evidencia su participación en el mix energético. Cabe resaltar que antes de Guajira I, solo se contaba con el Parque eólico Jepírachi, ubicado en el departamento en la misma región y el cual se encuentra dentro del mix energético del mercado mayorista del país y aporte alrededor de 18 MW de capacidad de generación neta (XM, 2023).

Actualmente, los parques eólicos existentes y las propuestas a futuro se encuentran centralizados en el departamento de la Guajira por presentar velocidades del viento de 6 a 8 m/s. No obstante, toda la zona del norte del Caribe colombiano cuenta con velocidades de vientos similares que podrían ser potencialmente aprovechables para la generación eléctrica a través de la energía eólica.

La Isla de San Andrés, es un lugar idóneo para realizar estudios de propuestas de proyectos basados en energía eólica, debido a que hace parte de las zonas no interconectadas del país, su demanda eléctrica equivale a más del 50% del total de estas zonas y, además, queda ubicado en el norte del caribe colombiano (Instituto de planificación y promoción de soluciones [IPSE], 2022). Adicionalmente, su abastecimiento depende de casi el 100% de combustibles fósiles, como el diésel, situación que hace que se convierta en emisor de alrededor de 134.000 toneladas de dióxido de carbono al año (Gómez, 2016). De igual forma, recibe subsidios del

gobierno para poder suplir las necesidades y costos energéticos, que equivalen a un 40% de los destinados para cubrir la generación eléctrica por medio de combustibles fósiles en las zonas no interconectadas.

Este trabajo busca analizar la factibilidad, a nivel técnico y económico, de la construcción de un parque eólico onshore en la Isla de San Andrés, con el fin de disminuir su dependencia de generación a través de combustibles fósiles y como consecuencia reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero; asimismo, disminuir el acceso a subsidios del gobierno destinados a la generación eléctrica y permitir que estos costes seas redistribuidos a otras zonas del país.

2. OBJETIVOS

El desarrollo de este trabajo se realiza principalmente para evaluar la factibilidad de la instalación de un parque eólico que pueda contribuir a la reducción del uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica en la Isla de San Andrés y asimismo apoyar a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero, en especial el dióxido de carbono.

Para poder realizar lo anteriormente planteado, es necesario alcanzar cada uno de los siguientes objetivos específicos:

1. Identificar el estado actual de la generación eléctrica de Colombia, su mercado energético eléctrico y la participación de las energías renovables, en especial la eólica, para evidenciar las oportunidades de instalación de un parque eólico en la Isla de San Andrés.
2. Analizar la situación energética actual de la Isla de San Andrés y estudiar su posible potencial para la viabilidad del proyecto eólico.
3. Verificar las condiciones de viento de la isla, por medio de los datos de la estación meteorológica de Johnny Cay, analizar las variables estadísticas y realizar cálculos pertinentes para evaluar el potencial eólico disponible, utilizando la teoría de la Ley de Weibull.
4. Realizar el análisis de diferentes aerogeneradores, para así elegir los que mejor se adapten a las necesidades de la isla y dimensionar el parque eólico para estimar la demanda energética a cubrir de la misma.
5. Estructurar un análisis económico en donde se estima el valor de inversión para el desarrollo del proyecto de parque eólico y la rentabilidad de este, utilizando métodos dinámicos tales como valor anual neto, payback y tasa interna de retorno de la inversión y así verificar su factibilidad.

3. METODOLOGÍA

La elaboración de este trabajo de Máster se enfoca en una investigación documental y análisis económico para el estudio de factibilidad de la creación de un proyecto basado en un parque eólico, que contribuya a solventar la problemática energética que se encuentra afectando al territorio colombiano, específicamente a la Isla de San Andrés.

En primera estancia, se realiza una revisión bibliográfica de la situación actual de la generación eléctrica en las Zonas interconectadas y no interconectadas de Colombia. Adicionalmente, se revisa el modelo de mercado energético que se aplica en el país y la situación actual de la energía eólica instalada en Colombia. La mayoría de los datos e información se encontraron en documentos de la Unidad de planeación minero-energética y en la plataforma de datos oficiales del gobierno colombiano.

Como segundo paso, se procede a revisar los datos históricos de la velocidad del viento de la isla de San Andrés y se clasifican para realizar cálculos estadísticos generales. Una vez recopilados y

analizados, se efectúa la aplicación de la Ley de Weibull (Wais, 2017), donde se calculan sus parámetros tales como velocidades, factor de energía y densidad de potencia eólica y se clasifica el viento aplicando la norma IEC 61400-1.

Con los datos anteriormente calculados, se realiza una búsqueda en catálogos de aerogeneradores, teniendo en cuenta potencia, velocidad nominal, altura de buje, área y curva de carga, para así calcular el rendimiento estacionario, factor de carga y energía anual a generar, para seguidamente, proceder a escoger el que mejor se adecue a las necesidades del proyecto, dimensionarlo e identificar su contribución para suplir la demanda energética de la zona.

Como último paso, se realiza un estudio económico y de factibilidad, en donde se estima el costo total de la inversión para la construcción del parque eólico, tomando como base las tasas de €/MW para un parque eólico publicados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España y, a partir de ahí, se estudia la viabilidad y valoración del proyecto, tomando como método el valor neto anual, payback y tasa interna de retorno.

4. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA

Colombia es uno de los países de Latinoamérica en donde se observa una tasa de aumento económico para el año 2021 de 10,7%, cifra que la ubica en el top 5 de los países con más crecimiento económico de la región. (UPME, 2022)

Según la UPME, unidad de planeación minero-energética de Colombia, el crecimiento del PIB del sector minero energético para el año 2021 respecto al 2020 fue del 11,1%, valor que es muy superior al promedio histórico de 2005-2019 (ilustración 1); de los cuales corresponde un 5,8% al suministro de electricidad.

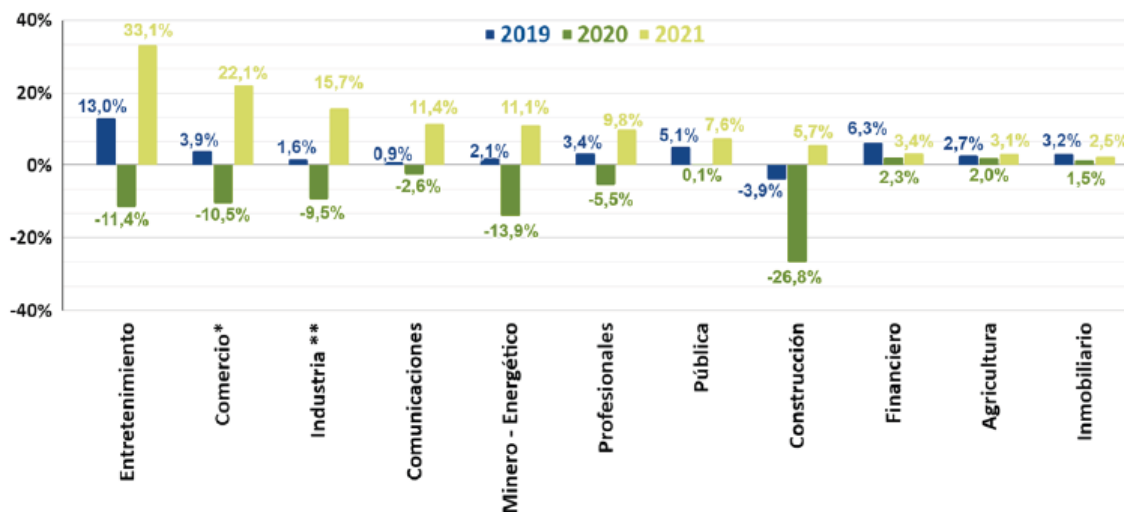


Ilustración 1. Crecimiento económico colombiano 2019-2021. (UPME, 2022)

El crecimiento del sector eléctrico se puede ver en detalle al analizar la demanda energética a nivel nacional, la cual se encuentra alrededor de unos 6,429 GWh al mes, superior al valor

histórico de los años 2021 y 2020. Además, se estima que el crecimiento entre los años 2022 y 2036 podría estar alrededor de los 2,22% y 3,33% en promedio (Ilustración 2) (UPME, 2022).

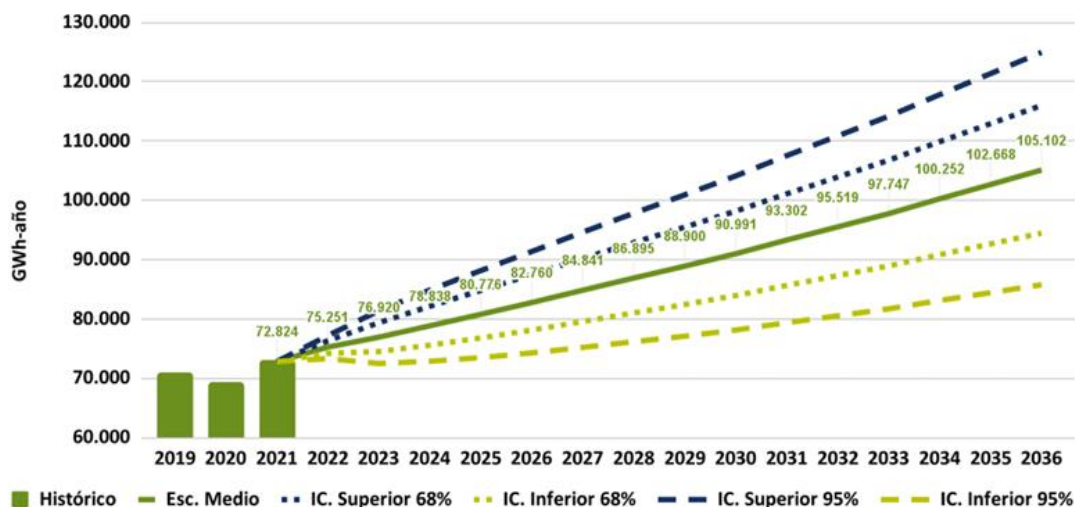


Ilustración 2. Proyección anual de la demanda energética eléctrica 2022-2036. (UPME, 2022)

Hoy en día, la demanda energética eléctrica en el 47% del territorio de Colombia, es cubierta por la generación a partir, principalmente, de hidroeléctricas seguido de las termoeléctricas y en menos porcentaje de otras fuentes tales como la eólica o solar. Según los datos de XM, el cual es el operador del Sistema Interconectado y el administrador del Mercado de Energía mayorista de país, se puede observar las distintas capacidades efectivas netas de cada una de las fuentes de energía disponibles en el territorio (Tabla 1) (XM, 2023). Cabe resaltar que, actualmente, el 47% del país, todavía depende de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica.

Tabla 1. Capacidad efectiva neta por fuente de energía en el Mercado mayorista. De autoría propia. Valores de (XM, 2023.).

Tipo/Fuente de energía	Capacidad efectiva neta (MW)	Participación en el mix energético
Cogenerador	192,5	1,03%
Eólica	18,42	0,10%
Hidráulica	12549,15	66,83%
Solar	278,66	1,48%
Térmica	5738,33	30,56%
Total	18777,06	100%

Sin embargo, lo anteriormente expuesto corresponde al sistema interconectado nacional, SIN. Según el Instituto de planificación y promoción de soluciones de Colombia, IPSE, el 53% del territorio del país son denominadas zonas no interconectadas, ZNI, (Ilustración 3) en las cuales, su demanda energética no es abastecida por las generadoras del mercado mayorista (IPSE, 2022).

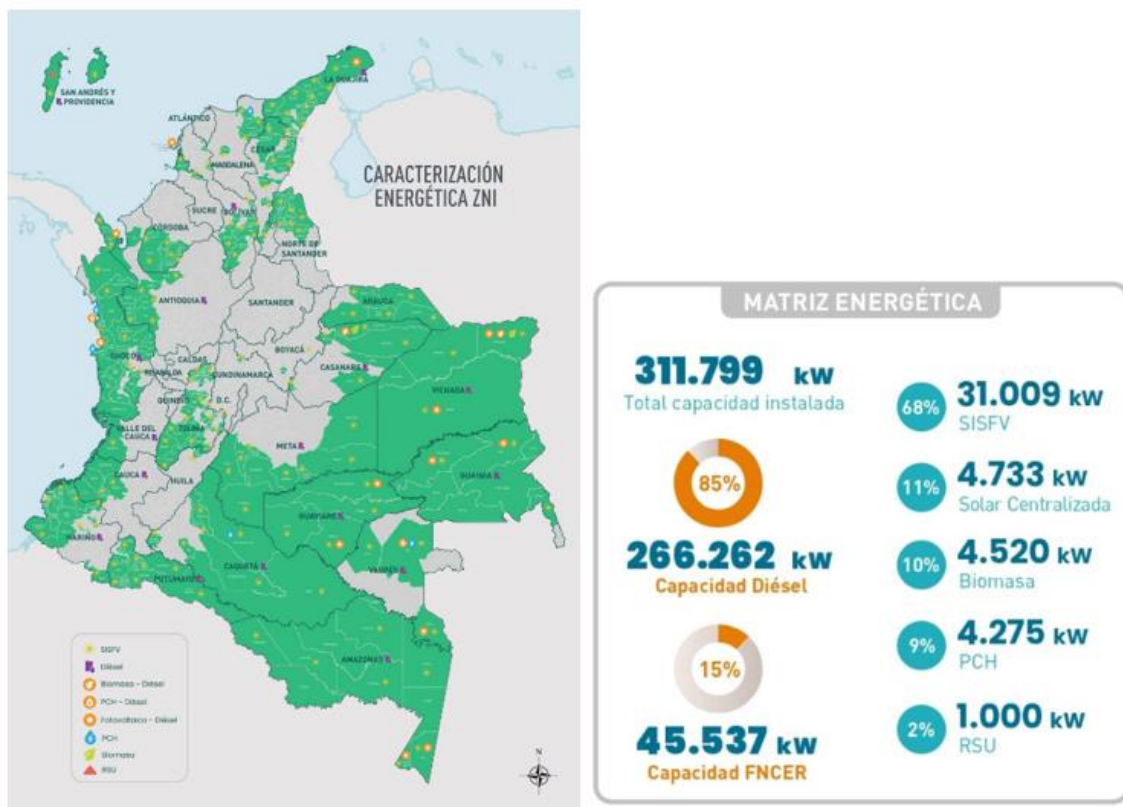


Ilustración 3. Mapa identificando con color verde las zonas no interconectadas de Colombia y su matriz energética (IPSE, 2022)

Teniendo en cuenta la situación de las ZNI, el gobierno colombiano subsidia un gran porcentaje de la energía eléctrica de estos territorios. La Isla de San Andrés, la cual tiene un consumo aproximado del 56% del total de las ZNI, obtuvo del año 2013 a 2016 cerca de unos 100 millones de dólares (93,2 millones de euros), cifra que corresponde a más del 40% de los subsidios para cubrir la demanda energética (Gómez, 2016).

Por otra parte, se ha desarrollado un fondo de inversiones, FAZNI, el cual está destinado para financiar todos aquellos proyectos orientados a la energización de las zonas no interconectadas del país. Esto incluye todos aquellos sean para construir nuevas instalaciones, reponer o rehabilitar las existentes (IPSE, 2022).

5. ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA

Según el informe de transición energética del Ministerio de minas y energía, a través del Banco interamericano de desarrollo (BID), en el año 2020 la capacidad de generación de energía eléctrica a partir de la eólica sólo representaba un 0,03% con respecto al total generado para el país y hoy en día se ha elevado a un 6,5%. (Ministerio de minas y energía [Minenergía], 2021)

Actualmente, al observar los datos de XM, administrador del mercado mayorista de energía de Colombia, la única planta eólica que se encuentra dentro de los generadores de energía

eléctrica, es el parque eólico Jepírachi, ubicado en el departamento de la Guajira, en las localidades de Cabo de la vela y Puerto Bolívar (Ilustración 4) con una extensión de 1,2 km² y aporta 18.42 MW de capacidad efectiva neta. Este parque hace parte de las plantas menores del mercado mayorista energético, puesto que aporta un 0,1% de los 18.777,06 MW de capacidad efectiva neta (Tabla 1) (XM, 2023).

Este parque eólico fue el primero de su clase en ser instalado en el territorio, el cual se inauguró en abril del año 2004 y tiene una potencia nominal de 19,5 MW (Pérez, 2014). Cuenta con 15 aerogeneradores Nordex N60 de 1300 kW de potencia nominal cada uno, que se encuentran distanciados entre si a 180 m y tuvo un costo total de 27,8 millones de dólares, es decir, aproximadamente 25,9 millones de euros (Comité Colombiano de la CIER [COCIER], 2020). Adicionalmente, construirlo y mantenerlo ha sido un reto puesto que se encuentra ubicado dentro del territorio de los indígenas Wayuu de la península de la Guajira. (Empresas Públicas de Medellín [EPM], 2010)

Unos 18 años después de Jepírachi, a principios del año 2022, se inauguró el Parque eólico Guajira I, que se encuentra ubicado en el municipio de Uribia (Ilustración 4), el cual tuvo una inversión de aproximadamente 18,9 millones de dólares (utilizando la tasa de cambio, un aproximado de 17,838 millones de euros) (Fundación Consejo España-Colombia, 2022) (Organización Exchange-Rates, 2023). Este parque cuenta con 10 aerogeneradores de 2 MW de potencia nominal cada uno y una extensión total de 0,55 km². (García, G. 2021)

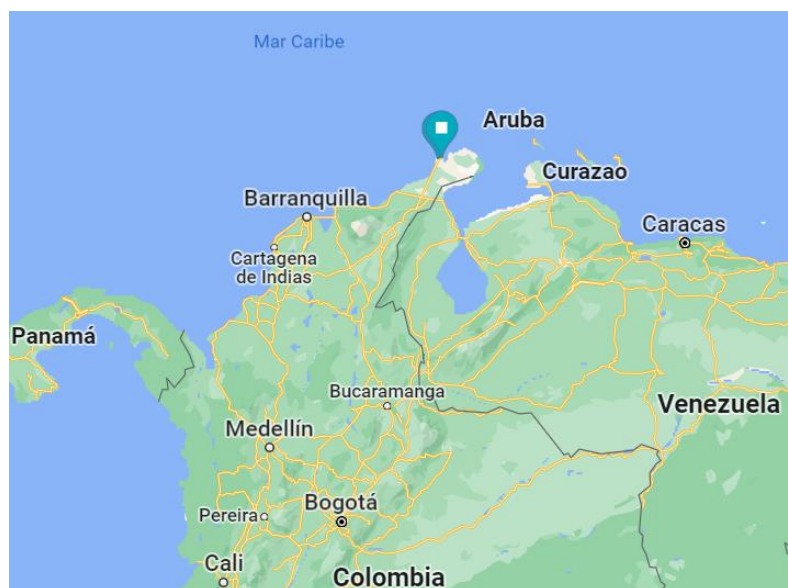


Ilustración 4. Ubicación de los parques eólicos de Colombia. Imagen de google maps.

Hoy en día, gracias a la Ley 1715 de 2014, la cual tiene como objetivo principal promover el desarrollo de fuentes de energías no convencionales y, de cierta forma, su participación en las zonas no interconectadas del país, han surgido proyectos nuevos con el fin de encaminar a Colombia hacia una transición a energías renovables, contribuir a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar la seguridad energética. (Función Pública, 2014)

Específicamente, en esta ley enfocan el artículo 20 en la energía eólica y en los aspectos básicos tales como las entidades encargadas de temas ambientales, los requerimientos técnicos y de calidad, entre otros.

La ley 1715 de 2014 cuenta con unos apartados en los cuales mencionan incentivos bastante atractivos de los cuales se destacan el derecho a una deducción del monto del impuesto sobre la renta de la inversión, que puede ser de hasta un 50% del valor, exclusión de IVA y servicios de bienes, exención de gravámenes arancelarios, entre otros. (UPME, 2018).

Para los proyectos de este tipo, se creó un fondo de energías no convencionales denominado FENOGÉ, el cual tiene como misión principal financiar y promover proyectos en especial a aquellos de energías renovables. Cabe resaltar que este fondo es regulado por el Ministerio de minas y energías del país.

En julio del 2022, la UPME realizó un informe en el que se evidencian 288 proyectos de generación eléctrica, en el cual se pueden destacar 19 de tipo eólico onshore y 7 offshore, que representan un 9% del total vigente (Ilustración 5) (UPME, 2022). Teniendo en cuenta que no es de carácter obligatorio el registro de proyectos en la UPME, existe la posibilidad de que haya más proyectos en desarrollo que no estén tenidos en cuenta en ese informe.

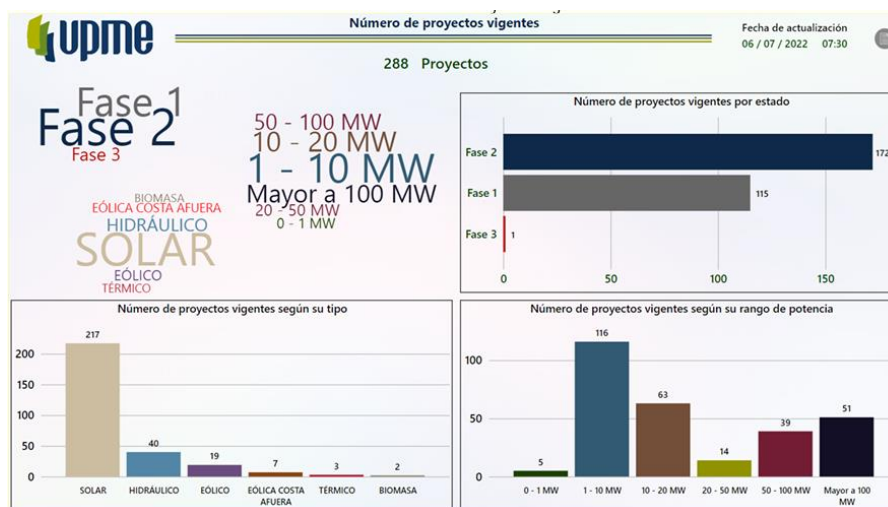


Ilustración 5. Número de proyectos vigentes para generación eléctrica. (UPME, 2022)

6. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ISLA DE SAN ANDRÉS

La isla de San Andrés se localiza a unos 720 km de la costa Caribe de Colombia y aproximadamente a 380 km de Nicaragua (Ilustración 6). Esta isla pertenece al 53% de las zonas que no se encuentran dentro de la red de conexión del país (ZNI), situación que hace que se encuentre expuesta a distintos retos en todas las áreas, sobre todo en el sector eléctrico.



Ilustración 6. Ubicación en el mapa de la Isla de San Andrés. Tomado de Google Maps

Actualmente, la isla tiene una alta dependencia de los combustibles fósiles, en especial del diésel, puesto que a partir de este abastecen la demanda energética del archipiélago. Esta condición, hace que tengan una alta tasa de emisiones de dióxido de carbono (aproximadamente 134.000 toneladas al año) y, adicionalmente, reciban subsidios del gobierno de alrededor del 40%, de los otorgados a nivel nacional por los combustibles para generar electricidad en las zonas no interconectadas del país. (Gómez, 2016)

Adicionalmente, según el último informe de consumos de energía eléctrica de ZNI de la IPSE, San Andrés es la región en donde más energía eléctrica se consumió para diciembre de 2021, lo cual equivale, aproximadamente, al 56% del consumo total de las zonas no interconectadas del país (Tabla 2) (IPSE, 2022).

Tabla 2. Consumo de energía eléctrica en el mes de diciembre 2020 y 2021 en zonas no interconectadas. (IPSE, 2022)

Consumo Energía Eléctrica [kWh]

LOCALIDAD	USUARIOS	DICIEMBRE 2020	DICIEMBRE 2021	VARIACIÓN
San Andrés	21.006	*	17.286.561	*
Leticia	10.714	*	3.823.218	*
Puerto Carreño	5.425	1.693.639	2.457.318	↑ 45,09%
Inírida	6.159	1.548.928	1.980.076	↑ 27,84%
Mitú	1.820	1.147.959	1.283.068	↑ 11,77%
Providencia	2.427	*	1.034.784	*
Puerto Leguizamo	3.122	*	992.047	*
Ciudad Muis	3.229	*	638.416	*
Acandí	3.204	567.399	546.662	↓ -3,65%
Unguía	2.536	335.979	402.900	↑ 19,92%

Asimismo, anualmente, tiene un consumo alrededor de los 158 GWh al año, de los cuales, los mayores consumidores se encuentran en el sector industrial y comercial, con un 34% y 33,6% respectivamente, seguidos del residencial con un 24,5% (Ilustración 7) (Gómez, 2016). Por estas razones, la Isla de San Andrés es de las ZNI en donde se requiere mayor intervención a nivel de innovación e inversión energética, apuntando a las tecnologías de energías no convencionales,

puesto que equivale a una alta demanda eléctrica, en comparación al resto de las zonas y depende 100% del uso de combustibles fósiles.

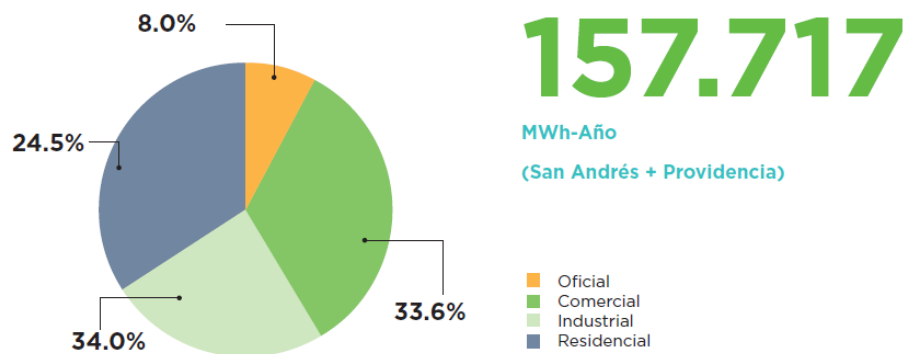


Ilustración 7. Distribución del consumo eléctrico por sector de la Isla de San Andrés. (Gómez, 2016)

6.1. Características generales del viento en San Andrés

El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales del gobierno colombiano, cuenta con datos históricos y comportamientos de variables meteorológicas de todas las regiones del país. Revisando el atlas de viento, el cual se encuentra simulado teniendo en cuenta el modelo WRF, se puede observar que la Isla de San Andrés, al igual que el Caribe colombiano, cuenta con las velocidades de viento más altas del país, entre 6 a 8 m/s. (Ilustración 8) (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales [IDEAM], 2022)

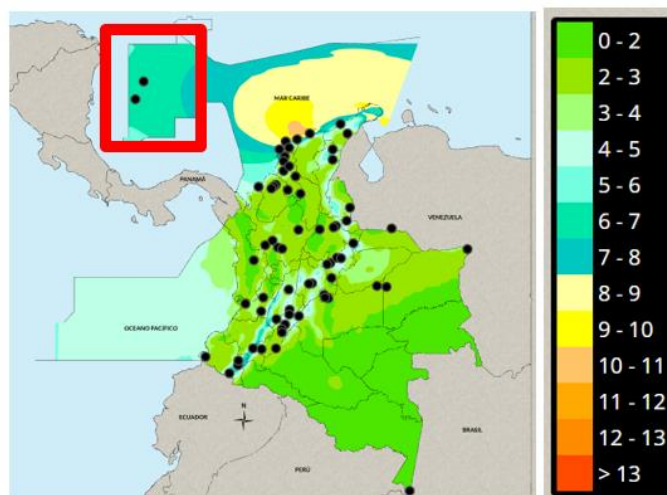


Ilustración 8. Velocidades del viento en distintas regiones de Colombia, enfoque en San Andrés. (IDEAM, 2022)

Por otra parte, según el servicio meteorológico suizo Meteoblue, los vientos en la Isla en la mayor parte del año, provienen del norte-este, a velocidades entre 12 a 28 km/h (Ilustración 9) (Meteoblue, 2022). Estas velocidades de viento resultan favorables, y concuerdan con las verificadas por el IDEAM en su atlas de viento colombiano.

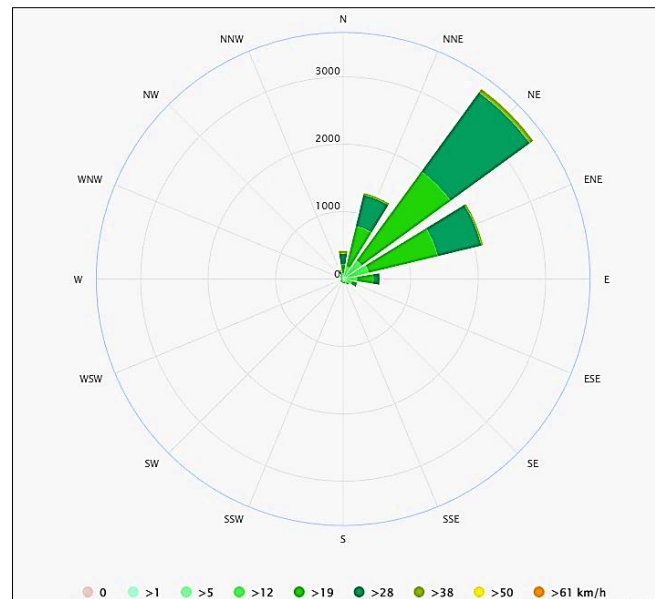


Ilustración 9. Rosa de los vientos San Andrés. (Meteoblue, 2022).

7. PARQUE EÓLICO EN SAN ANDRÉS

Para realizar el análisis de viabilidad del parque eólico, fue necesario revisar los datos de velocidad de viento de la isla y, por medio de gráficos, observar el comportamiento de la curva de duración del viento, frecuencias relativas, entre otros. Posteriormente, por medio de una aproximación de mínimos cuadrados, se calculan los parámetros necesarios para realizar la distribución de Weibull y luego las distintas variables tales como la velocidad media, la moda de la velocidad, factor de energía, etc. Todos estos valores son calculados para la altura desde donde se obtuvieron los datos de la velocidad de la isla, la cual suele ser de unos 10m aproximadamente.

Consecutivamente a lo anterior, se realizan cálculos de las mismas variables y distribución de Weibull, pero a distintas alturas que van de 60 a 200 m, con el fin de comparar gráficamente el comportamiento de la serie de distribuciones Weibull y velocidad media a distintas alturas.

Adicionalmente, se realiza el cálculo del potencial eólico, teniendo en cuenta la densidad del aire a distintas alturas, partiendo de los datos de ubicación de la estación meteorológica de donde se obtuvieron los datos de velocidad de viento.

Con todos los parámetros anteriormente calculados, se realiza clasificación del viento obtenido y a partir de aquí se realiza la selección de aerogeneradores que cumplan con las características propias del viento y se evalúa la energía que podría producir en un año, factor de carga y rendimiento estacionario.

7.1. Obtención, clasificación y análisis de los datos de viento

Para la obtención de los datos del viento de la Isla de San Andrés, se realizó una búsqueda en “Datos abiertos” del Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones del Gobierno Colombiano, el cual tiene un maestro de datos suministrado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, donde se pueden evidenciar información de velocidades de viento de estaciones meteorológicas ubicadas en todo el territorio colombiano, las cuales se encuentran clasificadas por fecha, nombre de estación, municipio y tiene información de las coordenadas en la que se encuentra ubicada. (Ilustración 10) (IDEAM, 2022)

Vista previa de la tabla Ver datos

Codig...	Codig...	Fecha...	Valor...	Nomb...	Depar...	Munic...	Zona...	Latitud	Longit...	Descr...	Unida...
00261255...	0103	2017 May ...	1,1	LA SIREN...	VALLE DE...	SEVILLA	CAUCA	4,285	-75,9025	Velocidad...	m/s
00350351...	0103	2018 Oct ...	1,2	SALINAS ...	META	RESTREPO	META	4,273861...	-73,58686...	Velocidad...	m/s
00210150...	0103	2019 Jun ...	2,6	PURACE - ...	HUILA	SAN AGU...	ALTO MA...	1,925916...	-76,42755...	Velocidad...	m/s
00212069...	0103	2010 Nov ...	3,6	PARAMO ...	CUNDINA...	ZIPAQUIRÁ	ALTO MA...	5,086444...	-74,02216...	Velocidad...	m/s
00240155...	0103	2019 Feb ...	0,01103334	CONFINE...	SANTAND...	CONFINES	SOGAMO...	6,373027...	-73,20760...	Velocidad...	m/s
00240151...	0103	2007 Nov ...	0,5	LA BOYER...	CUNDINA...	UBATÉ	SOGAMO...	5,303805...	-73,85175	Velocidad...	m/s

Ilustración 10. Vista previa de los datos de velocidades del viento en la página de datos.gov.co (IDEAM, 2022)

De los datos maestros se encontró información proveniente del sensor de la estación meteorológica “Johnny Cay”, el cual es uno de los cayos más importantes de San Andrés con coordenadas 12.599, -81.689, ubicado a 1,5 km aproximadamente de la isla (Ilustración 11). Los datos de velocidades de viento escogidos fueron de enero de 2016 al mes de agosto de 2019. Cabe resaltar que hay varios meses en los que no se evidencian datos por parte de la estación, sin embargo, lo encontrado es información suficiente para realizar el estudio.

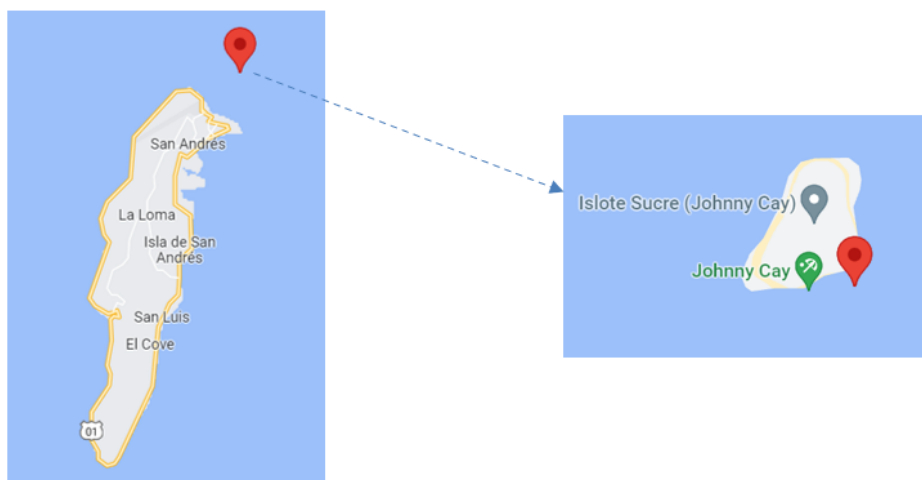


Ilustración 11. Ubicación de la estación meteorológica Johnny Cay. Imágenes de Google Maps

Una vez obtenidos los datos, se clasificaron en intervalos de clase con rango de 1 m/s entre ellas, que iban de 0 a 12 m/s, puesto que la velocidad mínima encontrada fue de 0,24 m/s y la máxima de 11,59 m/s. Posteriormente, se calcularon variables estadísticas tales como frecuencia de la clase, relativa y acumulada, desviación estándar, media y mediana, utilizando las fórmulas expuestas en el Anexo I. A partir de lo anteriormente obtenido, se realizaron gráficas representadas por curvas e histogramas para verificar y analizar el comportamiento de los datos (Ilustración 12).

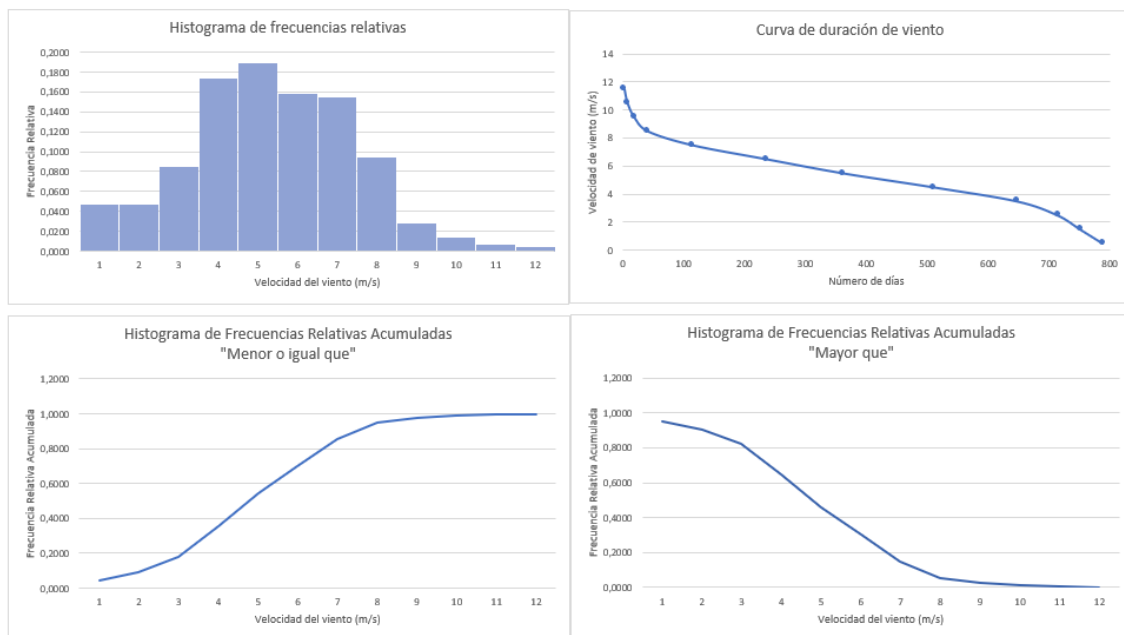


Ilustración 12. Resultados de los análisis estadísticos de los datos de velocidad del viento. De autoría propia

7.2. Distribución de Weibull y cálculo de sus parámetros

Una vez se encuentran clasificados los datos tomados a la altura de 10 m y sus respectivas frecuencias, se procede a aplicar la ley de distribución de Weibull. Por medio de esta ley es posible realizar un estudio estadístico que permite conocer la probabilidad de distribución de la frecuencia de la velocidad del viento y con esto, posteriormente, es viable realizar el cálculo de la energía eólica.

Para realizar el cálculo de la distribución de Weibull, se realiza una identificación de los parámetros k y c , que son el factor de forma y el factor de escala respectivamente, los cuales son fundamentales para generar la distribución. Para poder obtener este par de parámetros, es necesario realizar una aproximación de mínimos cuadrados y la función se calcula tal y como se explica en el anexo II. Cabe resaltar que los valores de k y c obtenidos fueron 2,65 y 5,5 m/s.

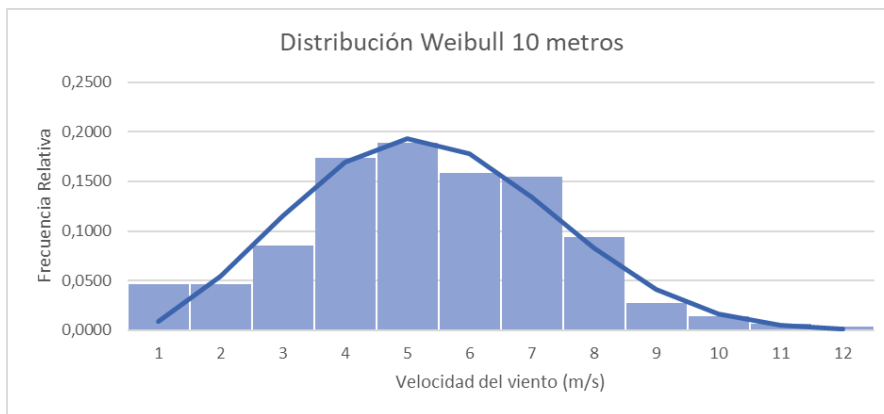


Ilustración 13. Distribución de Weibull para una altura de 10m. De autoría propia

Teniendo en cuenta los parámetros k y c y la distribución de Weibull a la altura de 10 m (Ilustración 13), se realizaron los cálculos para alturas desde los 60 a 120 m, en intervalos de 5, 20 y 30 m. De esta forma, es posible verificar el comportamiento de la distribución de Weibull a distintas alturas (Ilustración 14) y con estos datos es posible realizar luego comparaciones para las alturas en las que operan los aerogeneradores que se utilizaron para este estudio.

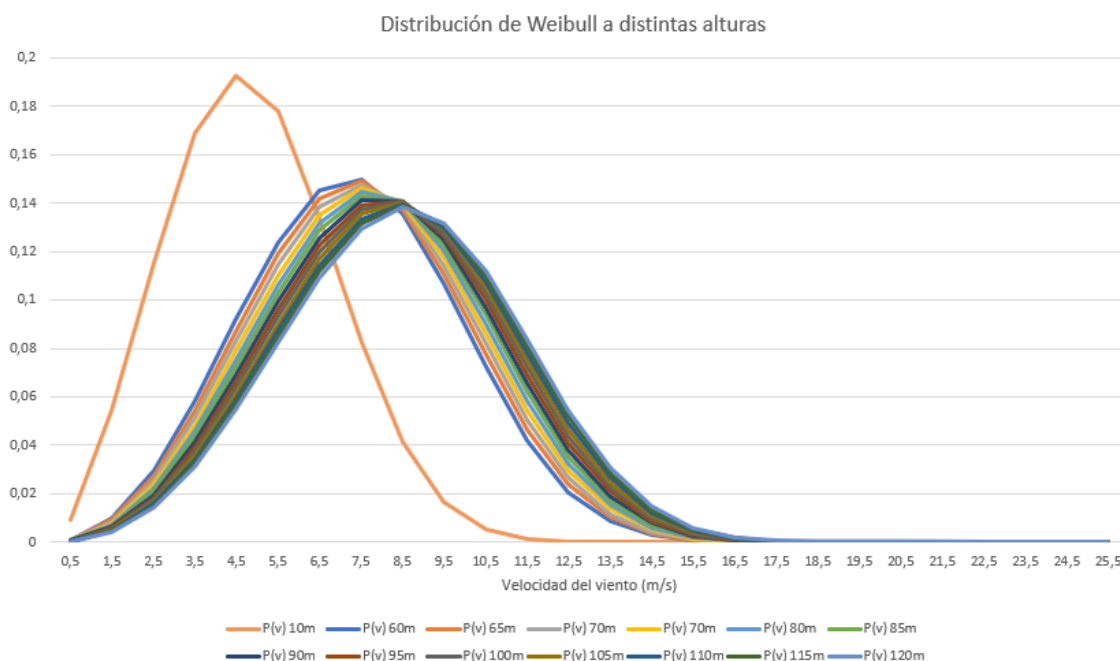


Ilustración 14. Distribución de Weibull a distintas alturas. De autoría propia

Cuando se tiene la distribución de Weibull para distintas alturas, se procede a calcular los demás parámetros tales como velocidad media, valor medio del cubo de las velocidades, desviación estándar, factor de energía, entre otros, y su representación gráfica para verificar su comportamiento con respecto a la altura. A continuación, se evidencia la velocidad media a distintas alturas (ilustración 15).

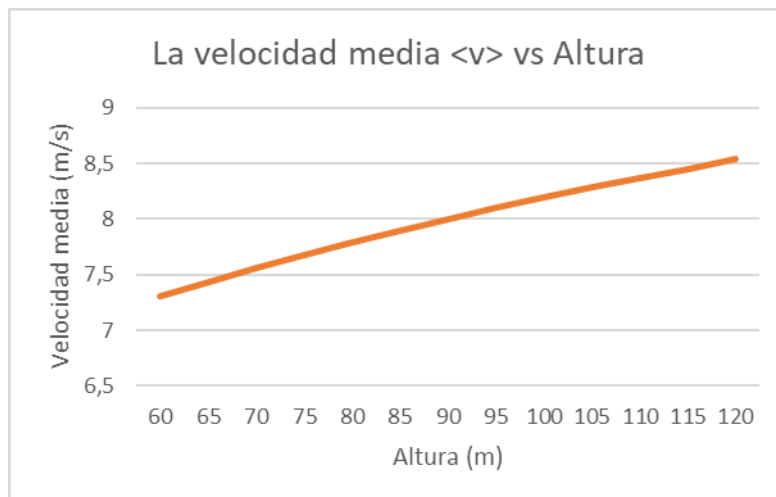


Ilustración 15. Representación del comportamiento de la velocidad media con relación a la altura. De autoría propia

Los parámetros anteriormente expuestos se calcularon utilizando las ecuaciones y procedimiento que se detalla en el Anexo III.

7.3. Densidad de potencial eólico

Para calcular la densidad de potencial eólico es necesario conocer algunos datos tales como la altitud y temperatura a la que se encuentra la estación meteorológica (Tabla 3).

Tabla 3. Datos de la estación meteorológica Johnny Cay. De autoría propia

Datos para la estación de Johnny Cay	
Latitud	12°35'56.4"N
Longitud	81°41'20.4"W
Altitud (m)	0
Temperatura (K)	301

El potencial eólico depende directamente de la densidad a la altura a estudiar y del cubo de la velocidad del viento. Por esta razón se realizan cálculos para, a partir de la temperatura y altitud inicial, determinar la densidad a distintas alturas y junto con el valor medio del cubo de la velocidad del viento, hallar la densidad de potencia eólica.

A continuación, se evidencia el cambio de la densidad de potencia eólica con respecto a la altura del buje. Tal y como se puede observar, a medida que aumenta la altura del buje del aerogenerador, aumenta el potencial, esto se debe a que, a mayor altura, mayor es la velocidad y, que el potencial eólico depende directamente de la velocidad del viento (Ilustración 16). Estas variables se calcularon utilizando los pasos y fórmulas expuestas en el Anexo IV.

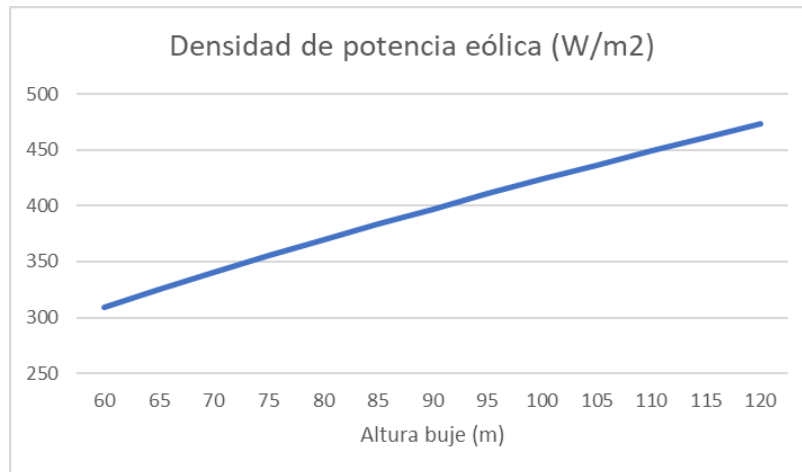


Ilustración 16. Representación del comportamiento de la densidad de potencia eólica con respecto a la altura de buje. De autoría propia.

7.4. Análisis y cálculo de parámetros de funcionamiento de los aerogeneradores

Una vez se obtienen todos los parámetros a partir de la Ley de distribución de Weibull, se procede a realizar la clasificación del viento. En primera estancia, se observan las velocidades medias obtenidas y se verifican los valores máximos y mínimos, así como el promedio de estos; las velocidades calculadas a distintas alturas se encuentran en el anexo III. El promedio obtenido de la velocidad media fue de 8,2 m/s y el mínimo y máximo 7,3 y 9,5 m/s respectivamente.

Para la clasificación del viento, se utilizó como base la norma IEC 61400-1 (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE], 2017) y según lo obtenido, los aerogeneradores que mejor se podrían ajustar a las velocidades de viento del lugar son los de clase II y III (Ilustración 17).

Clases		I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)		50	42.5	37.5	30	Valores que deben ser especificados por el diseñador
V_{pro} (m/s)		10	8.5	7.5	6	
A	I_{15} (-)	0.18	0.18	0.18	0.18	
	a(-)	2	2	2	2	
B	I_{15} (-)	0.16	0.16	0.16	0.16	
	a(-)	3	3	3	3	

Ilustración 17. Clasificación del viento obtenido considerando diferentes alturas de buje, según norma IEC 61400-1. (IDAE, 2017)

A partir de la clasificación del viento, se empiezan a buscar distintos aerogeneradores que se adapten a vientos de clase II y III. Adicionalmente, teniendo en cuenta la ubicación y datos, se realiza análisis con aerogeneradores para vientos de clase tipo I pero con velocidades nominales no muy elevadas, los cuales se pueden ajustar a las necesidades.

Para la búsqueda de los aerogeneradores, se utilizan distintos sitios buscadores en los cuales se muestra una especie de catálogo con cierta información tales como curva de potencia, velocidad nominal, área, altura del hub, entre otros, que para fines de este estudio se ajustan a lo requerido. (thewindpower, 2022) (wind-turbine-models, 2022)

El estudio se basó en cuatro tipos de aerogeneradores: dos de clase III, uno de clase II y otro de clase I. Adicionalmente, se analizaron las condiciones para cada altura de buje disponible en cada tipo de aerogenerador, con el fin de realizar un estudio minucioso y más detallado. Con el uso de la información encontrada en los datos técnicos de cada aerogenerador y la calculada en este estudio, fue posible obtener los parámetros tales como rendimiento estacionario, factor de carga y energía producida en un año por unidad, los cuales son fundamentales para poder escoger el aerogenerador que mejor se ajuste a las necesidades.

Las fórmulas utilizadas y cálculos realizados para cada aerogenerador se encuentran explicadas en el Anexo V y VII y los detalles a nivel técnico de cada uno se encuentran específicamente en el anexo VI.

En la tabla continua se encuentran los datos consolidados de todos los aerogeneradores analizados (Tabla 4).

Tabla 4. Recopilación de los datos, energía producida y parámetros de funcionamiento de los aerogeneradores analizados. De autoría propia

Aerogenerador	Clase de viento	Diámetro rotor (m)	Velocidad nominal (m/s)	Potencia nominal (Kw)	Altura buje (m)	Rend Est. (%)	Factor de Carga (%)	E (MW/año)
Aerogenerador SENVION 2.3 M120	IEC IIIA/S	120	11,5	2330	90	28,44	57,91	11.819,69
					120	25,51	62,16	12.686,97
Aerogenerador Alstom ECO 122/2700	IEC IIIa/IIb	122	11	2700	89	28,75	51,84	12.260,34
					139	24,42	58,19	13.762,85
Aerogenerador SANY SE13125	IEC IIIb	131	9,1	2500	90	24,74	55,94	12.251,50
					100	25,76	62,21	13.623,56
					120	24,10	65,24	14.288,57
Aerogenerador Enercon E-115 EP3 3.000	IEC IA	115,7	12,8	3000	67	32,72	40,03	10.520,14
					92	31,13	46,40	12.194,53
					122	29,31	52,11	13.695,70
					149	27,48	55,38	14.554,59

7.5. Elección del aerogenerador para el parque eólico

Teniendo en cuenta las múltiples opciones estudiadas, se decide realizar un método de elaboración propia para poder categorizar y puntuar a cada aerogenerador, con base en el rendimiento estacionario, factor de carga y energía producida para un año. De esta forma se puede elegir, de manera numérica, el aerogenerador que mejores características y parámetros de funcionamiento tenga.

Como primera medida, se define una puntuación y color para cada posición obtenida (Tabla 5). De esta forma, es fácil identificar los aerogeneradores que tengan mejores resultados ante el grupo. Teniendo en cuenta que son 11 equipos estudiados, se definen tres categorías según la posición obtenida en el ranking, tal y como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5. Puntuación y color identificativo para los puestos ocupados según ranking. De autoría propia

Ranking	Color	Puntuación
1 a 3	Verde	3
4 a 8	Amarillo	2
9 a 11	Naranja	1

Adicionalmente, se le otorga un porcentaje de peso a cada uno de los parámetros de funcionamiento, según la importancia establecida de manera arbitraria y según experiencia en el tema (Tabla 6).

Tabla 6. Porcentaje de peso establecido para cada parámetro de funcionamiento. De autoría propia

Parámetro de funcionamiento	Porcentaje de peso
Rendimiento estacionario	50%
Factor de carga	30%
Energía producida en un año	20%

En segundo lugar, se estipula una posición de ranking para cada dato calculado de rendimiento estacionario, factor de carga y energía producida en un año tipo. Teniendo en cuenta la posición obtenida para cada parámetro, se le asigna un color y posteriormente una puntuación con base a lo definido en el primer paso (Tabla 7).

Cabe resaltar que lo ideal es que el factor de carga se encuentre por encima del 50%, sin embargo, se decide estudiar todos los aerogeneradores y permitir que el método elaborado sea por medio del cual se descarten y se elija lo que sea mejor para utilizar en el parque eólico.

Tabla 7. Ranking y puntuaciones de los aerogeneradores analizados. De autoría propia

Aerogenerador	Altura buje (m)	Ranking			Puntuación						
		Rend Est.	Factor de Carga	Energía anual	Valores Ranking			Porcentual			Total
					Rend Est	Factor de Carga	Energía producida	Rend Est Peso: 50%	Factor de Carga Peso:30%	Energía producida Peso: 20%	
Aerogenerador SENVION 2.3 M120	90	5	5	10	2	2	1	33%	20%	7%	60%
	120	8	3	6	2	3	2	33%	30%	13%	77%
Aerogenerador Alstom ECO	89	4	9	7	2	1	2	33%	10%	13%	57%
	139	10	4	3	1	2	3	17%	20%	20%	57%
Aerogenerador SANY SE13125	90	9	6	8	1	2	2	17%	20%	13%	50%
	100	7	2	5	2	3	2	33%	30%	13%	77%
	120	11	1	2	1	3	3	17%	30%	20%	67%
Aerogenerador Enercon E-115 EP3 3.000	67	1	11	11	3	1	1	50%	10%	7%	67%
	92	2	10	9	3	1	1	50%	10%	7%	67%
	122	3	8	4	3	2	2	50%	20%	13%	83%
	149	6	7	1	2	2	3	33%	20%	20%	73%

Tal y como se puede observar, el aerogenerador con mejor puntuación, de 83/100, fue el Enercon E-115 EP3 3000 con altura de buje 122 m, con parámetros de funcionamiento de 29,31% de rendimiento estacionario, 52,11% de factor de carga y una energía a producir en un año de 365 días de 13.695,7 MWh.

En resumen, los tres aerogeneradores que mejor puntuación obtuvieron, según sus parámetros de funcionamiento se muestran en la siguiente tabla (Tabla 8):

Tabla 8. Datos y parámetros de funcionamiento de los aerogeneradores con mejor puntuación. De autoría propia

Aerogenerador	Clase de viento	Diámetro rotor (m)	Velocidad nominal (m/s)	Potencia nominal (Kw)	Altura buje (m)	Rend Est. (%)	Factor de Carga (%)	E (MW/año)
Aerogenerador Enercon E-115 EP3 3.000	IEC IA	115,7	12,8	3000	122	29,31	52,11	13695,70
Aerogenerador SENVION 2.3 M120	IEC IIIA/S	120	11,5	2330	120	25,51	62,16	12686,97
Aerogenerador SANY SE13125	IEC IIIb	131	9,1	2500	100	25,76	62,21	13623,56
Aerogenerador Enercon E-115 EP3 3.000	IEC IA	115,7	12,8	3000	149	27,48	55,38	14554,59

A continuación, se observa la curva de potencia y distribución de Weibull para la altura de buje de 122m para el aerogenerador Enercon E-115 EP3 3000. (Ilustración 18)

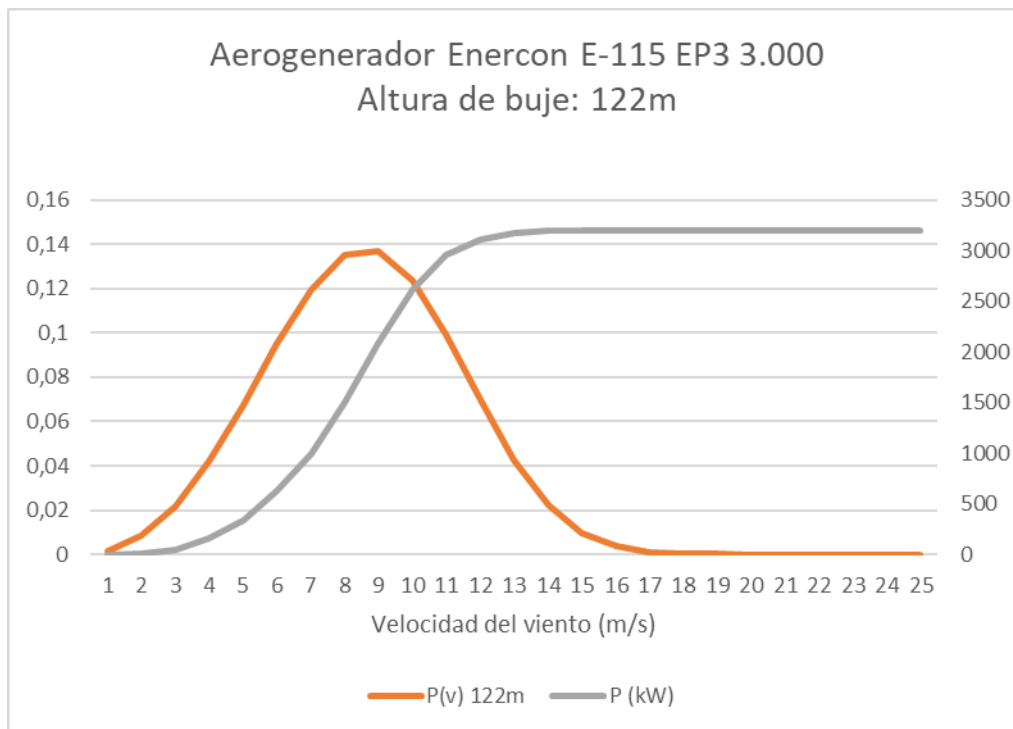


Ilustración 18. Curva de potencia y distribución de Weibull a la altura de 122m. De autoría propia

7.6. Dimensionamiento del parque eólico y demanda eléctrica a cubrir

Según el estudio de la IPSE realizado sobre la demanda energética de las zonas no interconectadas de Colombia, la isla de San Andrés tuvo un consumo de 17.286,561 MWh en el mes diciembre de 2021 (IPSE 2022) (Tabla 2). Como propuesta, se estima la construcción de un parque eólico con 8 aerogeneradores Enercon E-115 EP3 3000 con bujes de altura de 122 m.

Realizando los cálculos para el parque eólico de 8 aerogeneradores, se tendría una potencia de 24 MW y produciría mensualmente 9.130,466 MWh, cifra que cubriría un 52,82% de la demanda energética de la isla de San Andrés (Tabla 9).

Tabla 9. Energía producida mensual y demanda energética a cubrir por el parque eólico propuesto. De autoría propia

Consumo Isla Dic 2021 (MWh)	Energía parque eólico (MWh)	Demanda a cubrir
17.286,561	9.130,466	52,82%

En conjunto con lo anterior, es claro que la Isla depende casi al 100% de combustibles fósiles, específicamente del diésel y esto hace que la contaminación ambiental por parte de emisión de gases de efecto invernadero sean de aproximadamente 134.000 toneladas al año de CO_2 (Gómez, 2016). Con la implementación del parque eólico, la isla tendría una disminución

considerable de estas emisiones, puesto que reduciría en un 47,2% el uso de energía térmica y su principal fuente sería la energía eólica.

Para el dimensionamiento del parque eólico, es necesario tener en cuenta el número de aerogeneradores a instalar y el diámetro del rotor, el cual se evidencia en el datasheet o en la tabla 8. Según el estudio realizado por Mosetti en 1993, la distancia óptima entre aerogeneradores es de 5D, donde D es el diámetro del rotor. (Mosetti, 1993)

Si el aerogenerador Enercon E-115 EP3 3000 de 122 metros de altura de hub tiene un diámetro 115,7 m significa que la distancia mínima óptima entre los aerogeneradores es de 578,5 m.

$$\text{Distancia mínima óptima} = 5 * (115,7 \text{ m}) = 578,5 \text{ m}$$

Revisando el mapa de la Isla de San Andrés, se puede evidenciar que en las coordenadas 12.534, -81.7218 hay un área donde no se evidencian, a simple vista, construcciones cercanas y que puede ser el lugar donde se podría instalar el parque de un largo de 2 km y 0,5 km de ancho (Ilustración 19).



Ilustración 19. Propuesta de ubicación del parque eólico y distancias disponibles. Tomado de Google Maps

Realizando el análisis, para poder ubicar los 8 aerogeneradores, sería necesario realizar dos filas de 4 unidades cada una quedando con una distribución que se muestra en la ilustración siguiente (Ilustración 20):

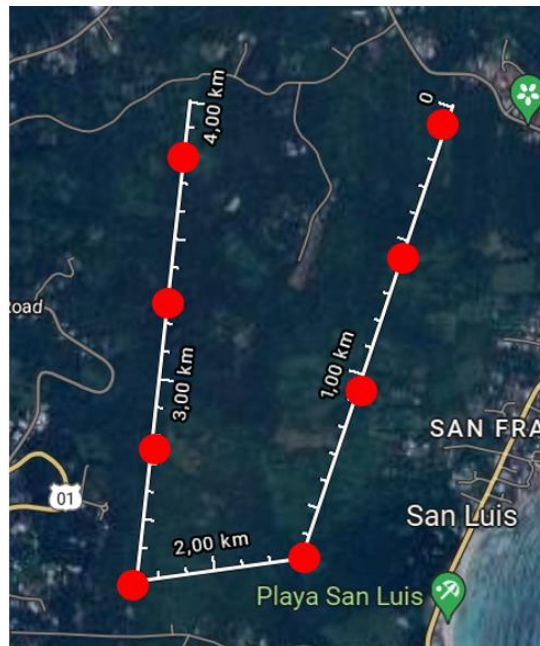


Ilustración 20. Distribución de los aerogeneradores en la propuesta de parque eólico. De autoría propia y mapa de Google Maps

El arreglo anterior cumpliría con la distancia mínima entre aerogeneradores, 578,5 m y quedaría ubicado en una zona en donde no se encuentran construcciones realizadas y podría ser una buena alternativa para la instalación del parque.

8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.1. Estimación costo de la propuesta del Parque Eólico de San Andrés

Para realizar el cálculo del costo aproximado de la construcción del parque eólico en San Andrés, se toma como referencia una aproximación utilizada en el estudio técnico realizado por el IDEA sobre la perspectiva de costos de las energías renovables. Según este estudio, para el 2022, el costo aproximado de inversión de un parque eólico se encontraba en los 0,97 M€/MW.

Teniendo en cuenta lo anterior, la potencia del parque se puede estimar el costo de la inversión del proyecto, calculada de la siguiente manera (Requena, 2021):

$$\text{Coste inversión} = \frac{0,97 \text{ M€}}{\text{MW}} * 24 \text{ MW} = 23,28 \text{ M€}$$

Por otra parte, se revisa la literatura para identificar la distribución aproximada de los costos de un proyecto de parque eólico onshore a nivel general. Cabe resaltar que, en una instalación eólica, los costos por aerogeneradores es lo más relevante y decisivo, al momento de realizar presupuestos, puesto que equivalen a un 65% a 70% del costo total. (Junginger, 2004).

Teniendo en cuenta el costo total calculado anteriormente y la distribución por ítems relacionados con la inversión, encontradas en la teoría, se realiza estimación desglosada de los costes del parque eólico, tal y como se puede ver en la tabla 10.

Tabla 10. Distribución de costos aproximada de la propuesta de parque eólico de San Andrés

Descripción	Porcentaje (%)	Desglose de Costos (M€)
Aerogeneradores (8 Unidades)	65 a 75	16,30
Subestaciones e infraestructura eléctrica	10 a 15	3,03
Obra civil	5 a 10	1,86
Instalación componentes	0 a 5	0,93
Otros	5	1,16
TOTAL	100	23,28

8.2. Viabilidad y estimación retorno de la inversión inicial del proyecto

El administrador del mercado eléctrico XM, indica que los precios futuros del mercado energético se negocian con el mercado Derivex, el cual tiene una proyección mensual para los meses desde enero 2023 a diciembre 2027. Aplicando el promedio de la tasa de cambio de los meses julio 2022 a enero 2023 (Organización Exchange-Rates, 2023). (Anexo VIII), y la media de los precios de las curvas futuras del precio del mercado de energía en Derivex (Derivex, 2023), se tendrían las siguientes estimaciones reflejadas en la tabla 11:

Tabla 11. Precios promedio de los mercados energéticos futuros de Colombia de 2023 a 2027. De autoría propia.

Años	2023	2024	2025	2026	2027	Promedio
Precio COP/KWh	301,84	297,56	282,39	264,67	263,34	281,96
Precio €/MWh	64,26	63,35	60,12	56,35	56,07	60,03

Para calcular el ingreso anual aproximado del proyecto, se utiliza el valor de la energía anual producida calculada, la cual es de 109.565,6 MWh en condiciones ideales. Sin embargo, se toma como referencia el porcentaje de pérdidas de operación del Parque eólico Jepírachi, que según la UPME se encuentra alrededor de 8 a 10% (EPM, 2008). Adicionalmente, se estima un costo anual del 15% para la operación y mantenimiento de los aerogeneradores y equipos auxiliares.

$$\text{Energía anual producida} = 109.565,6 \text{ MWh} * 0,92 = 100.800,347 \text{ MWh}$$

$$\text{Ingreso anual del proyecto} = \text{Energía anual} * \text{Precio de bolsa de la energía}$$

Teniendo en cuenta que se tiene precios de la energía eléctrica futura de 2023 a 2027, para efectos de los cálculos a realizar en esta sección, se toma el valor 2023 como año 1 hasta el precio de 2027 como el del año 5. A partir de ahí, teniendo en cuenta que este precio no varía

con el IPC (Departamento Administrativo Nacional de Estadística [DANE], 2022), para los demás años se toma como valor de la energía el promedio de esos cinco años, es decir, 60,03 €/MWh.

Por otra parte, en Colombia, tal y como se indicó en la sección 5, se encuentra radicada Ley 1715 de 2014, la cual tiene incentivos importantes para los proyectos enfocados a las fuentes de energía renovable no convencionales FNCER y este proyecto puede aplicar a estos beneficios.

Entre los beneficios más relevantes de ley 1715 de 2014 se encuentran:

- Deducción del impuesto sobre la renta de hasta un 50% de la inversión realizada.
- Depreciación acelerada, la cual puede ser hasta del 20% por anualidad en un período mínimo de 5 años.
- Exclusión del IVA a bienes y servicios tanto nacionales como internacionales.
- Exención de aranceles aduaneros de forma completa, teniendo en cuenta los equipos y bienes importados.

Cada uno de los beneficios anteriormente mencionados, son muy atractivos y buscan incentivar la innovación y tecnología en energías renovables no convencionales. Para este estudio, se tendrá en cuenta el primer beneficio, el cual es la deducción del impuesto sobre la renta. Cabe mencionar que el beneficio de la deducción del impuesto de renta se aplica al 50% de la renta líquida del período analizado. Como referencia, se tuvo en cuenta el ejemplo utilizado en el estudio del CIAT que se evidencia en el anexo IX (Cabrera, 2021). El incentivo de la exclusión de IVA y exención de aranceles aduaneros no son tenidos en cuenta para el análisis económico, puesto que no se conoce de manera verídica los costos aproximados que tendrían en el proyecto.

Para el análisis de retorno de la inversión, se realiza suposición de una financiación del 70% por el Banco Interamericano de desarrollo, BID, a una tasa de interés de 0,75 fijo mensual (Banco Interamericano de Desarrollo [BID], 2016), la cual se tomará como efectivo anual fijo del 9% a un plazo de 12 años y un 30% de recursos propios. Adicionalmente, para poder calcular la depreciación del proyecto, se va a utilizar como vida útil del aerogenerador un período de 20 años (Liu, 2017) y solo se aplicará para los costos asociados a estos equipos. Otra variable para tener en cuenta son los gastos por temas de operación y mantenimiento, O&M, que pueden estar alrededor del 15% de los ingresos anuales del parque (Walford 2006).

Para calcular la rentabilidad y el retorno a la Inversión, se utilizan los métodos dinámicos del VAN y TIR. El valor neto anual, VAN, que estudia los flujos de caja futuros y la inversión inicial del proyecto (García 2021). Para este cálculo, se utiliza una tasa de descuento del 7,8%, que, según un estudio del IDAE del 2011, es el valor que se puede utilizar para este tipo de proyectos con tecnologías para la energía eólica. (IDAE, 2011).

$$VAN = -(a_0) + \sum_{i=1}^N \frac{a_i}{(1+k)^t}$$

Donde a_0 corresponde a la inversión inicial, a_i corresponde al flujo de caja neto en el instante t sería el tiempo en años y k , la tasa de descuento.

Para este caso, el valor actual neto dio como resultado un valor positivo, el cual indica que la inversión inicial sería recuperada.

Otro parámetro utilizado para este estudio económico es la tasa interna de retorno, TIR, la cual indica el momento en que el valor neto anual se hace cero.

$$VAN = 0 = -(a_0) + \sum_{i=1}^N \frac{a_i}{(1+k)^t}$$

Adicionalmente, se realiza cálculo del payback de la inversión, que es el momento en donde se recupera el capital inicial.

$$Payback = B + \frac{a_0 - b}{a_c}$$

Donde B , hace referencia al año anterior a la recuperación de la inversión, b , equivale a la suma de los flujos de caja hasta el período B y a_c , corresponde al flujo de caja del período en que se recupera la inversión.

A continuación, se observa el flujo de caja para el primer año del proyecto. (Tabla 12).

Tabla 12. Estimado de utilidad neta para el primer año del parque eólico propuesto y datos relevantes utilizados. De Autoría propia

Descripción	Año	
	1	
Ingresos	€	6.477.680
Gastos generales O&M (15%)	-€	971.652
Amortización Banco	-€	2.275.747
Intereses	-€	1.466.640
A capital	-€	809.107
Depreciación	-€	814.800
Base Gravable (Renta líquida)	€	3.224.588
Monto Límite Base gravable para deducción (50%) Ley 1725	€	1.612.294
Im puesto (35% según 2022)	€	564.303
<i>Monto deducción para años posteriores</i>	€	10.027.706
Utilidad Neta	€	2.660.285
Flujo de caja (Valor presente)	€	2.467.797
Flujo de caja acumulado (Valor presente)	-€	20.812.203

Datos para el flujo de caja	
Tasa de interés BID	9%
Inversión inicial	€ 23.280.000
Financiación 70%	€ 16.296.000
Tiempo amortización del crédito (años)	12
Impuesto	35%
Depreciación (años)	20
Tasa de descuento	7,8%

En el anexo XI, se puede observar el flujo de caja realizado para una vida útil de 20 años de los aerogeneradores. Como resultados se obtuvo un payback de aproximadamente 17 años y 3 meses, valor anual neto positivo de 2,66 M€ y una tasa interna de retorno del 1,3% (Tabla 13).

Tabla 13. Resultados del análisis de viabilidad y rentabilidad del proyecto. De autoría propia

Resultados	
VAN	€ 2.656.070
TIR	1,3%
Payback (años)	17,19

A pesar de que los valores obtenidos no son tan alentadores, tal y como se puede observar, es un hecho que el valor anual neto es positivo y el payback es menor a la vida útil de los aerogeneradores, lo cual indica que el proyecto es rentable y factible. Es claro que la tasa interna de retorno es menor a la tasa de descuento aplicada para el cálculo de flujo de caja neto, sin embargo, no se puede afirmar que el proyecto no sería factible debido a que, teniendo en cuenta todos los incentivos de la ley 1715 de 2014 que no fueron incluidos en estos cálculos, es claro que la rentabilidad del proyecto aumentaría y por ende todos los valores anteriormente expuestos serían más elevados.

Con los resultados obtenidos expuestos en el Anexo XI, se realiza una representación gráfica del comportamiento del flujo de caja a lo largo de los 20 años de vida útil del proyecto. (Ilustración 21)

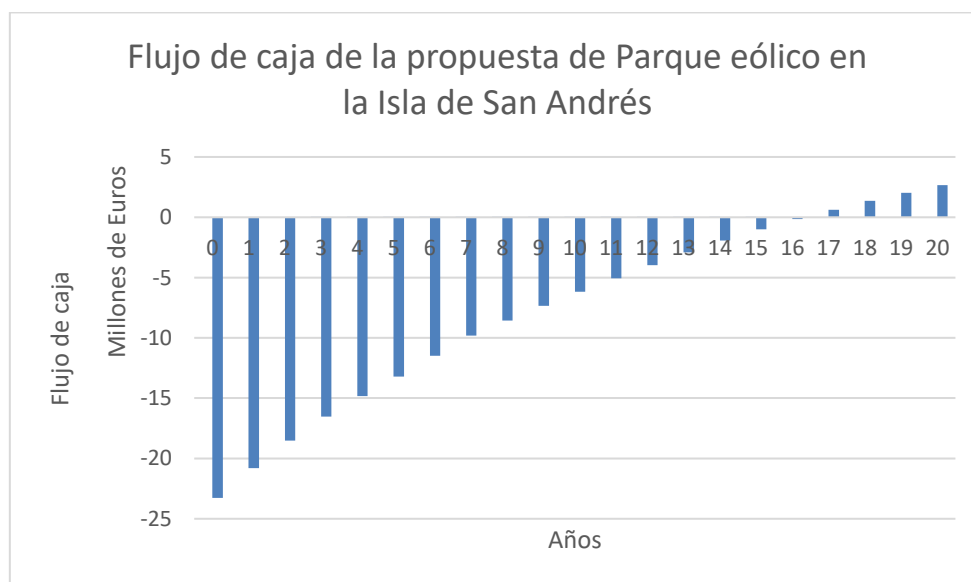


Ilustración 21. Flujo de caja de la propuesta de Parque eólico de San Andrés. De autoría propia

9. CONCLUSIONES

A partir del estudio realizado, se evidencia que Colombia es un país que tiene un crecimiento económico, situado en el top 5 de la lista de países de Latinoamérica en esta área y que, a su vez, apunta a una proyección positiva en el sector eléctrico. Adicionalmente, cuenta con un gran potencial de fuentes renovables, de donde se abastece un 68% de la demanda energética del país, de los cuales un 0,1% corresponde a generación derivada de la energía eólica.

Sin embargo, lo anterior solo aplica para el 47% del territorio, dado que el 53% restante pertenece a zonas no interconectadas, las cuales se encuentran abastecidas por fuentes de energías no renovables, debido a que el acceso a estas regiones es limitado.

Actualmente, la isla de San Andrés, la cual hace parte de las ZNI, cuenta con el 56% del consumo total de estas zonas, es decir, un 157,7 GWh anual. Además, depende casi un 100% de los combustibles fósiles para abastecer su demanda energética, situación que hace que genere una gran cantidad de emisión de gases de efecto invernadero. Por otra parte, la isla se encuentra entre las zonas del país con los valores más altos de velocidad media del viento, entre 6 m/s y 8m/s, los cuales provienen, en su mayoría de la dirección norte-este.

Con base al análisis realizado al detalle de los datos del viento, provenientes de la estación meteorológica de Johnny Cay, se observa que la mayoría de las velocidades se encuentran entre 3,5 y 7,5 m/s. Asimismo, con la aplicación de la Ley de Weibull, se realiza los cálculos asociados a la velocidad media para alturas entre 60 y 200 m teniendo como resultado valores entre 7,3 y 9,6 m/s, lo que clasifica al viento en clase II y III, según la norma IEC 61400-1. De acuerdo con lo anterior, la isla tiene un potencial eólico prometedor, lo cual permite buscar distintos aerogeneradores de clase II, III y I, para analizar el que mejor se ajuste a las necesidades de la isla.

Utilizando un método de calificación propio para los distintos aerogeneradores analizados, se escoge al Enercon E-115 EP3 el cual cuenta con potencia nominal de 3 MW y produciría una energía de 1.141,308 MWh mensual, lo cual, teniendo en cuenta el total de 8 aerogeneradores a instalar, haría que el parque eólico propuesto generara un total de 9.130,5 MWh al mes, cifra que supliría un 52,8% de la demanda energética de la Isla de San Andrés. Esta situación permitiría que la isla disminuyera en más del 50% el uso de combustibles fósiles para el abastecimiento eléctrico.

Por otro lado, a través de la generación del análisis económico, se puede estimar el valor de la inversión inicial del proyecto, teniendo en cuenta el precio de 0,97 M€/MW y los 24 MW de potencia total que tendría el proyecto, dando como resultado de 23,28 M€. Asimismo, se realiza el desglose de los costos, dando un valor por los aerogeneradores de 16,3 M€, que equivalen a un 70% de la inversión total del proyecto.

Adicionalmente, con la aplicación de métodos dinámicos tales como el valor anual neto, tasa interna de retorno y el payback, es posible evaluar la rentabilidad del proyecto. En este caso,

con una inversión de 23,28 M€, una suposición de financiación del 70% por medio de una entidad y tomando como vida útil de los aerogeneradores de 20 años, se aplican los métodos anteriormente expuestos, teniendo como resultado una VAN de 2,66 M€, una TIR de 1,3% una recuperación de la inversión de aproximadamente 17 años y 3 meses, valores que mejorarían en la realidad aplicando en su totalidad los incentivos expuestos en la Ley 1715 de 2014.

Como consecuencia de lo anterior, se puede concluir que la propuesta de la construcción del parque eólico en la Isla de San Andrés es factible, puesto que los hallazgos apuntan a un valor anual neto positivo y un payback menor a la vida útil de los aerogeneradores, aun cuando no son tan alentadores los valores, puesto que el porcentaje a financiar y la tasa de interés es un poco elevada y no se han tenido en cuenta todos los incentivos que otorga el gobierno colombiano para los proyectos que apuntan a generar energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales. Adicionalmente, este parque contribuiría con un abastecimiento aproximado del 50% de la demanda de la isla, situación que contribuiría a disminuir su dependencia de combustibles fósiles y como consecuencia, la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero.

10. BIBLIOGRAFÍA

Derivex (2023). Curvas forward de precios del mercado a futuro. Colombia. Recuperado el 11 de enero de 2023 de: <https://www.derivex.com.co/valoracion>

XM (2023). Parámetros técnicos del SIN: Capacidad efectiva por tipo de generación. Recuperado el 04 de enero de 2023 de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

XM (2023). Precios de la bolsa de la energía eléctrica en Colombia. Recuperado el 04 de enero de 2023 de <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/precio-de-bolsa-y-escasez>

Organización Exchange-Rates (2023) Tasas de cambio históricas entre el peso colombiano y el euro. Recuperado el 04 de enero de 2023 de <https://es.exchange-rates.org/history/COP/EUR/T>

Organización Exchange-Rates (2023). Tasas de cambio históricas entre el dólar y el euro. Recuperado el 04 de enero de 2023 de <https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2022.html>

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (2022). Atlas de viento de Colombia. Ministerio de Medio Ambiente. Recuperado el 22 de noviembre de 2022 de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

Meteoblue (2022). Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Archipiélago de San Andrés y Providencia. Recuperado el 22 de noviembre de 2022 de https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/archipi%C3%A9lago-de-san-andr%C3%A9s-y-providencia_colombia_3670206

Unidad de Planeación Minero-Energética (2022). Seguimiento a proyectos de generación en desarrollo. Ministerio de Minas y Energía. <https://www1.upme.gov.co/siel/Pages/Seguimiento-proyectos-generacion.aspx>

Business News Americas (2022) Colombia brings online first wind farm in 17 years. Santiago de Chile, Chile. <https://www.bnamericas.com/en/news/colombia-brings-online-first-wind-farm-in-17-years>

Fundación Consejo España-Colombia (2022). Elecnor finaliza la construcción del parque eólico más grande de Colombia. Madrid, España. Disponible en: <http://www.espana-colombia.org/articulo/elecnor-finaliza-la-construccion-del-parque-eolico-mas-grande-de-colombia>

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (2022) La demanda de energía en las localidades con telemetría de las zonas no interconectadas aumentó un 28% en 2021. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, Colombia. <https://ipse.gov.co/blog/2022/02/01/la-demanda-de-energia-en-las-localidades-con-telemetria-de-las-zonas-no-interconectadas-aumento-un-28-en-2021/>

Departamento Administrativo Nacional de Estadística (2022). Variaciones porcentuales (IPC) / 2003 (marzo) - 2022 (diciembre). Colombia. Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc/ipc-informacion-tecnica>

Unidad de Planeación Minero-Energética (2022). Proyección demanda energética eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, Colombia. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (2022). Boletín datos IPSE. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, Colombia. <https://ipse.gov.co/blog/2022/10/31/boletin-de-datos-ipse-octubre-2022/>

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (2022). Caracterización Energética de las ZNI. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, Colombia. <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

Energía estratégica (2022). Colombia: Se lanza línea de créditos para renovables, almacenamiento y movilidad eléctrica. <https://www.energiaestrategica.com/colombia-se-lanza-linea-de-creditos-para-renovables-almacenamiento-y-movilidad-electrica/>

The wind power (2022). Datos técnicos del aerogenerador: SANY SE13125. Recuperado el 15 de octubre de 2022 de https://www.thewindpower.net/turbine_es_1448_sany_se13125.php

The wind power (2022). Datos técnicos del aerogenerador E-115 EP3 3000. Recuperado el 05 de diciembre de 2022 de https://www.thewindpower.net/turbine_es_954_enercon_e115-3000.php

SENVION (2021). Datos técnicos del aerogenerador: SENVION 2.3 M120. Recuperado el 15 de octubre de 2022 de <https://www.senvion.in/23m120.pdf>

Requena, M. (2021). Análisis de Inversión mediante Opciones Reales aplicado a un Parque Eólico. Universidad de Sevilla. España. Disponible en <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/93889/fichero/TFG-3889+REQUENA+CASTRO%2C+MANUEL.pdf>

Ministerio de Minas y Energía (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/en/micrositios/enlace-legado-transicion-energetica/>

García, G. (2021) La Guajira, el primer parque eólico a gran escala de Colombia. Movimiento Laudato Si. <https://laudatosimovement.org/es/news/la-guajira-el-primer-parque-eolico-a-gran-escala-de-colombia/>

Cabrera, O. (2021) Análisis general de los cambios a los beneficios fiscales por inversiones en fuentes no convencionales de energías renovables en Colombia a raíz de la ley de transición energética. Centro interamericano de administraciones tributarias. <https://www.ciat.org/ciatblog-analisis-general-de-los-cambios-a-los-beneficios-fiscales-por->

inversiones-en-fuentes-no-convencionales-de-energias-renovables-en-colombia-a-raiz-de-la-ley-de-transicion-energetica/

García, A. (2021) VAN, TIR y Pay-back: ¿qué son y en qué se diferencian?. ESAN Graduate School of Business. Perú. <https://www.esan.edu.pe/conexion-esan/van-tir-y-pay-back-que-son-y-en-que-se-diferencian>

Comité Colombiano de la CIER (2020) Jepírachi se queda sin aire para generar electricidad. Disponible en: <https://www.cocier.org/index.php/es/noticias-de-cocier/2115-jepirachi-se-queda-sin-aire-para-generar-electricidad>

The wind power (2020). Datos técnicos del aerogenerador: SENVION 2.3 M120. Recuperado el 15 de octubre de 2022 de https://www.thewindpower.net/turbine_es_1442_senvion_2.3m120.php

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (2019). Datos velocidad de viento. Ministerio de Medio Ambiente. Colombia. <https://www.datos.gov.co/Ambiente-y-Desarrollo-Sostenible/Velocidad-Viento/sgfv-3yp8>

Wind-turbine-models (2019). Datos técnicos del aerogenerador: SANY SE13125. Recuperado el 15 de octubre de 2022 de <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2099-sany-se13125>

Wind-turbine-models (2018). Datos técnicos del aerogenerador E-115 EP3 3000. Recuperado el 05 de diciembre de 2022 de <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1335-enercon-e-115-ep3-3.000-prototype>

The wind power (2018). Datos técnicos del aerogenerador: Alstom ECO 122/2700. Recuperado el 15 de octubre de 2022 de https://www.thewindpower.net/turbine_en_846_alstom-power_122.php

Unidad de Planeación Minero-Energética (2018). Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. Ministerio de Minas y Energía. https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf

Wais, P. (2017). A review of Weibull functions in wind sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70, 1099-1107. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.014>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2017). Etiquetado para consumidores de aerogeneradores de pequeña potencia. Modelo de etiqueta. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Madrid, España. <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-de-pequena-potencia/etiquetado-para/modelo-de-etiqueta>

Liu, P., & Barlow, C. Y. (2017). Wind turbine blade waste in 2050. *Waste Management*, 62, 229-240. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.02.007>

Banco Interamericano de Desarrollo (2016). El BID implementa en Colombia un programa para inversión privada en energía renovable en zonas no interconectadas. <https://www.iadb.org/es/noticias/comunicados-de-prensa/2016-02-29/colombia-aumenta-la>

expansion-de-energia-renovable%2C11410.html#:~:text=La%20operaci%C3%B3n%20que%20se%20beneficia,de%20Colombia%20S.A.%20(Banc%C3%B3index)

Gómez, J., Afanador J. & Rodríguez, L (2016). Hacia la sostenibilidad eléctrica en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Colombia: análisis de alternativas. Banco interamericano de desarrollo. Disponible en: <https://publications.iadb.org/en/hacia-la-sostenibilidad-electrica-en-el-archipelago-de-san-andres-providencia-y-santa-catalina>

Wind-turbine-models (2015). Datos técnicos del aerogenerador: Alstom ECO 122/2700. Recuperado el 15 de octubre de 2022 de <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/629-alstom-eco-122-2700>

Pérez, M. (2014) Parque eólico Jepirachi, Colombia. Environmental Justice Atlas. <https://ejatlas.org/conflict/parque-eolico-jepirachi-colombia>

Función pública (2014). Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético. Departamento Administrativo de la Función Pública. Colombia. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2011). Evaluación tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio técnico per 2011-2020. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Madrid, España. https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf

Empresas Públicas de Medellín (2010) Jepirachi: una experiencia con la comunidad indígena Wayuu de la Alta Guajira colombiana. Medellín, Colombia. <https://www.epm.com.co/site/documentos/mediosdecomunicacion/publicacionesimpresas/jepirachi/LibroJepirachienespanol.pdf>

Empresas Públicas de Medellín (2008). Experiencia en el desarrollo de proyectos de energía eólica. Parque eólico Jepirachi. Colombia. http://www.upme.gov.co/eventos/foro_normalizacion/aplicacion%20eolica%20epm%202008.pdf

Walford, Christopher A. (2006) Wind turbine reliability: understanding and minimizing wind turbine operation and maintenance costs. United States. <https://doi.org/10.2172/882048>

Junginger, M., Faaij, A., & Turkenburg, W. C. (2004). Cost reduction prospects for offshore wind farms. *Wind engineering*, 28(1), 97-118. <https://doi.org/10.1260/0309524041210847>

Mosetti, G. P. C. D. B., Poloni, C., & Diviacco, B. (1994). Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 51(1), 105-116. [https://doi.org/10.1016/0167-6105\(94\)90080-9](https://doi.org/10.1016/0167-6105(94)90080-9)

11. ANEXOS

11.1. Anexo I. Cálculo de parámetros estadísticos de los datos obtenidos de la estación meteorológica

Para calcular los parámetros estadísticos, en donde N es el número de datos, Ni la frecuencia de la clase y Vi, es la velocidad por analizar, se aplican las siguientes ecuaciones:

$$\text{Frecuencia relativa} \rightarrow fi = \frac{Ni}{N}$$

$$\text{Frecuencia relativa acum Mayor que} \rightarrow Fi' = 1 - Fi$$

En donde Fi es la frecuencia relativa acumulada “menor o igual que”.

Tabla 14. Clasificación de datos de velocidad de viento de la isla de San Andrés. De autoría propia

INTERVALO DE CLASE (m/s)		Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia Relativa	Frecuencia relativa acum "Menor o igual que"	Frecuencia relativa acum "Mayor que"	No días acum
		m/s	Ni	fi=Ni/N	Fi	Fi'=1-Fi	
0	1	0,5	37	0,0469	0,0469	0,9531	789
1	2	1,5	37	0,0469	0,0938	0,9062	752
2	3	2,5	67	0,0849	0,1787	0,8213	715
3	4	3,5	137	0,1736	0,3523	0,6477	648
4	5	4,5	149	0,1888	0,5412	0,4588	511
5	6	5,5	125	0,1584	0,6996	0,3004	362
6	7	6,5	122	0,1546	0,8542	0,1458	237
7	8	7,5	74	0,0938	0,9480	0,0520	115
8	9	8,5	22	0,0279	0,9759	0,0241	41
9	10	9,5	11	0,0139	0,9899	0,0101	19
10	11	10,5	5	0,0063	0,9962	0,0038	8
11	12	11,5	3	0,0038	1,0000	0,0000	3
			789	100%			

$$\text{Media} = \bar{v} = \frac{\sum_{i=1}^N v_i}{N}$$

$$\text{Desv. estándar} = \sigma = \sqrt{\frac{1}{n} * \frac{\sum_{i=1}^n (v_i - \bar{v})^2}{N}}$$

Tabla 15. Variables estadísticas calculadas a partir de los datos de velocidad de viento. De autoría propia.

Parámetros calculados	
Máximo (m/s)	11,59
Mínimo (m/s)	0,24
Rango (m/s)	11,35
Media (m/s)	4,83
Mediana (m/s)	4,79
Desv. Estándar	2,09

11.2. Anexo II. Cálculo de parámetros de Ley de Weibull para altura de 10 m.

Para calcular los parámetros de la Ley de Weibull, es necesario aplicar la ecuación de la densidad de probabilidad de Weibull, que viene dada por:

$$P(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

En donde v es la velocidad del viento en m/s, k es el factor de forma, c factor de escala en m/s.

Los valores de factor de forma y escala pueden calcularse a través de un ajuste de mínimos cuadrados, en donde se tengan previamente las velocidades medias del viento, en donde las frecuencias acumuladas se calculan a través de la expresión:

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

Teniendo en cuenta lo anterior, se procede a aplicar el logaritmo neperiano:

$$\ln(1 - F(v)) = -\left(\frac{v}{c}\right)^k \rightarrow \ln[-\ln(1 - F(v))] = k \ln v - k \ln c$$

A partir de ahí, se realiza el ajuste por mínimos cuadrados a la recta:

$$y = A * x + B$$

En donde:

$$k = A, \quad c = e^{-\left(\frac{B}{A}\right)}$$

Tabla 16. Valores de X y Y para aproximación de mínimos cuadrados. De autoría propia.

n	X	Y
1	1,10	-1,63
2	1,39	-0,83
3	1,61	-0,25
4	1,79	0,18
5	1,95	0,66
6	2,08	1,08
7	2,20	1,32
8	2,30	1,52

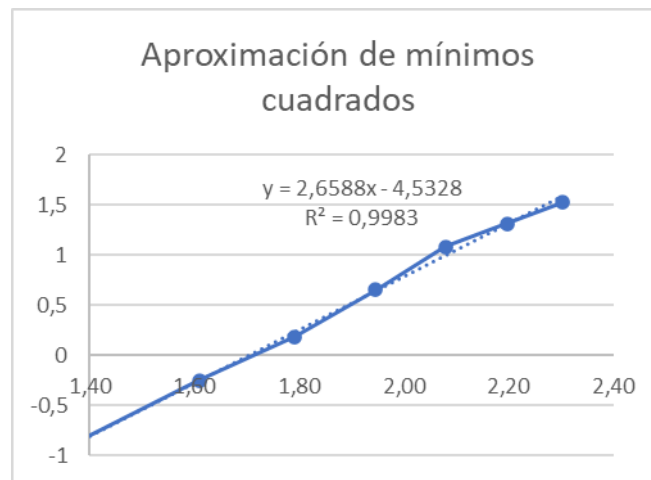


Ilustración 22. Representación gráfica de la aproximación de mínimos cuadrados y tendencia lineal. De autoría propia

Los demás parámetros de Weibull, son calculados según las siguientes ecuaciones:

$$\text{Velocidad media} \rightarrow \langle v \rangle = c \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right)$$

$$\text{Velocidad } V_{mp} \rightarrow v_{mp} = c \left(1 + \frac{2}{k} \right)^{\frac{1}{k}}$$

$$\text{Valor medio del cubo de las velocidades} \rightarrow \langle v^3 \rangle = c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right)$$

$$\text{Desviación estándar} \rightarrow \sigma = \langle v \rangle \left(\frac{\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right)}{\Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right)} - 1 \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$\text{Factor de energía} \rightarrow F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3}$$

11.3. Anexo III. Parámetros de la Ley de Weibull para distintas alturas

Para realizar los cálculos de la Ley de Weibull a distintas alturas, es necesario en primera instancia, encontrar los valores de k y c para cada una de las alturas a analizar, las cuales vienen dadas por:

$$k' = k \left(\frac{1 - 0,088 \ln \left(\frac{z}{10} \right)}{1 - 0,088 \ln \left(\frac{z'}{10} \right)} \right)$$

$$c' = c \left(\frac{z'}{z} \right)^\beta$$

En donde z es la altura inicial donde se obtuvieron los datos de viento, es decir 10 m, z' es la altura para analizar y el coeficiente β , se calcula con la siguiente expresión:

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln c}{1 - 0,088 \ln \left(\frac{z}{10} \right)}$$

A continuación, los resultados obtenidos para todas las alturas analizadas:

Tabla 17. Valores de k y c para distintas alturas. De autoría propia.

Altura (m)	k'	c'
60	3,157	8,158
65	3,183	8,303
70	3,208	8,439
75	3,232	8,568
80	3,254	8,691
85	3,276	8,807
90	3,296	8,919
95	3,316	9,026
100	3,334	9,128
105	3,353	9,226
110	3,370	9,321
115	3,387	9,413
120	3,403	9,501
150	3,491	9,979
180	3,566	10,388
200	3,611	10,631
89	3,292	8,897
139	3,460	9,814

Tabla 18. Parámetros de distribución de Weibull para distintas alturas. De autoría propia.

Altura (m)	La velocidad media <v>	La velocidad Vmp.	Valor medio del cubo de las velocidades <v3>	Desviación estándar	El Factor de Energía Fe
60	7,302	9,530	532,059	2,535	1,367
65	7,434	9,677	559,193	2,562	1,361
70	7,559	9,815	585,570	2,587	1,356
75	7,678	9,945	611,264	2,610	1,351
80	7,790	10,069	636,336	2,632	1,346
85	7,897	10,187	660,841	2,653	1,342
90	8,000	10,299	684,824	2,672	1,338
95	8,098	10,406	708,324	2,690	1,334
100	8,192	10,509	731,377	2,708	1,330
105	8,283	10,608	754,014	2,725	1,327
110	8,370	10,703	776,261	2,741	1,324
115	8,455	10,795	798,144	2,756	1,321
120	8,536	10,884	819,683	2,771	1,318
150	8,978	11,362	942,690	2,848	1,303
180	9,356	11,769	1057,049	2,912	1,291
200	9,582	12,012	1129,477	2,948	1,284

11.4. Anexo IV: Cálculos de la densidad de potencia eólica para distintas alturas

Para el cálculo de la densidad de potencia eólica, es necesario conocer la densidad del aire a la altura que se está analizando. Teniendo en cuenta la temperatura de San Andrés, 28°C, es decir 301 K, (Meteoblue, 2022) se aplica la siguiente ecuación:

$$\rho = 1.225 \left(\frac{288}{T} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435} \right)}$$

En donde T, hace referencia a la temperatura de la ciudad de San Andrés en grados kelvin y h es la altura para analizar teniendo en cuenta como referencia el nivel del mar. La ecuación de la densidad de potencia o potencia por unidad de área que viene dada por:

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \rho \langle v^3 \rangle$$

En donde A es el área perpendicular a la dirección del flujo del viento y ρ , la densidad del aire.

A continuación, se relacionan los resultados obtenidos para cada altura:

Tabla 19. Parámetros de densidad del aire, valor medio del cubo de las velocidades y densidad de potencial eólico a distintas alturas. De autoría propia.

Altura (m)	Densidad del aire (Kg/m ³)	Valor medio del cubo de las velocidades $\langle v^3 \rangle$	Densidad de potencial (W/m ²)
60	1,16	532,06	309,60
65	1,16	559,19	325,20
70	1,16	585,57	340,34
75	1,16	611,26	355,06
80	1,16	636,34	369,40
85	1,16	660,84	383,40
90	1,16	684,82	397,08
95	1,16	708,32	410,46
100	1,16	731,38	423,57
105	1,16	754,01	436,42
110	1,16	776,26	449,03
115	1,16	798,14	461,42
120	1,16	819,68	473,59
150	1,15	942,69	542,72
180	1,15	1057,05	606,40
200	1,14	1129,48	646,42

11.5. Anexo V. Fórmulas y procedimiento para calcular rendimiento estacionario, factor de carga y energía a producir en un año.

Para analizar cada aerogenerador escogido, se utilizan las siguientes fórmulas:

$$\text{Potencia} \rightarrow \langle P_a \rangle = P(v) * P$$

En donde P es la potencia del aerogenerador a una velocidad determinada, la cual se encuentra disponible en las curvas de potencia de cada uno.

$$\text{Potencia disponible} \rightarrow P_d = \frac{1}{2} \rho \langle v^3 \rangle * A$$

$$\text{Rendimiento estacionario} \rightarrow \eta_{EST} = \frac{P_d}{\langle P_a \rangle}$$

$$\text{Factor de carga} \rightarrow FC = \frac{\langle P_a \rangle}{P_N}$$

$$\text{Energía producida anual} \rightarrow E_{anual} = \langle P_a \rangle * 24 h * 365 \text{ días}$$

11.6. Anexo VI. Datos técnicos de los aerogeneradores utilizados en el estudio

1. Aerogenerador SENVION 2.3 M120

Datos generales

- Fabricante : Senvion (Alemania)
- Turbina eólica : 2.3M120
- Potencia : 2 330 kW
- Diámetro : 120 m
- Modelo antiguo
- Clase de viento : IEC IIIA/S
- Compatible offshore : no
- Área de barrido : 11 310 m²
- Densidad de potencia : 4.86 m²/kW
- Número de palas : 3
- Limitación de potencia : Pitch
- Puesta en servicio : 2017

Caja de cambios

- Caja de cambios : SI
- Ratio 138

Generador

- Tipo : SYNC
- Número : 1
- Velocidad de salida máxima del generador : 1000-1815 vuelta/min
- Tensión de salida : 600 V

Masas

- Masa de la góndola : 94 toneladas
- Masa del rotor : 70,8 toneladas

Torre

- Altura mínima de la góndola : 90 m
- Altura máxima de la góndola : 120 m

Rotor

- Velocidad mínima del rotor : 7,3 vuelta/min
- Velocidad máxima del rotor : 11,9 vuelta/min
- Vitesse minimale de vent : 3 m/s
- Vitesse nomimale de vent : 11,5 m/s
- Vitesse maximale de vent : 20 m/s

Ilustración 23. Datos técnicos del Aerogenerador Senvion 2.3 M120. (Thewindpower, 2020)

2. Aerogenerador Alstom ECO 122/2700

General data

- Manufacturer: Alstom Power (France)
- Model: 122
- Rated power: 2,700 kW
- Rotor diameter: 122 m
- Available model
- Wind class: IEC IIIa/IIb
- Offshore model: no
- Swept area: 11,690 m²
- Specific area: 4.33 m²/kW
- Number of blades: 3
- Power control: Pitch

Rotor

- Minimum rotor speed: 7,1 rd/min
- Maximum rotor speed: 12,3 rd/min
- Cut-in wind speed: 3 m/s
- Rated wind speed: 13 m/s
- Cut-off wind speed: 25 m/s

Gear box

- Gear box: yes
- Stages: 3

Generator

- Type: ASYNC DF
- Number: 1
- Voltage: 1000 V

Tower

- Minimum hub height: 89 m
- Maximum hub height: 139 m

Ilustración 24.. Datos técnicos del Aerogenerador Alstom ECO 122/2700. (Thewindpower, 2018)

3. Aerogenerador SANY SE13125

Datos generales

- Fabricante : Sany (Chine)
- Turbina eólica : SE13125
- Potencia : 2 500 kW
- Diámetro : 131 m
- Modelo antiguo
- Clase de viento : IEC U
- Compatible offshore : no
- Área de barrido : 13 479 m²
- Densidad de potencia : 5.4 m²/kW
- Número de palas : 3
- Limitación de potencia : Pitch
- Puesta en servicio : 2017

Masas

- Masa de la góndola : 79,5 toneladas
- Masa del rotor : 65,5 toneladas

Masas

- Masa de la góndola : 79,5 toneladas
- Masa del rotor : 65,5 toneladas

Rotor

- Vitesse minimale de vent : 3 m/s
- Vitesse maximale de vent : 28 m/s

Generador

- Tipo : DFIG
- Número : 1
- Velocidad de salida máxima del generador : 1800 vuelta/min

Torre

- Altura mínima de la góndola : 90 m
- Altura máxima de la góndola : 120 m

Ilustración 25. Datos técnicos del Aerogenerador Sany SE13125. (Thewindpower, 2022)

4. Aerogenerador Enercon E-115 EP3 3000

Datos generales

- Fabricante : Enercon (Allemagne)
- Turbina eólica : E115/3000
- Fuente
- Potencia : 3 000 kW
- Diámetro : 115.7 m
- En venta
- Clase de viento : IEC IIa (WZ III)
- Compatible offshore : no
- Área de barrido : 10 514 m²
- Densidad de potencia : 3.51 m²/kW
- Número de palas : 3
- Limitación de potencia : Pitch
- Puesta en servicio : 2013

Rotor

- Velocidad mínima del rotor : 4 vuelta/min
- Velocidad máxima del rotor : 12,8 vuelta/min
- Vitesse minimale de vent : 2 m/s
- Vitesse nomimale de vent : 12 m/s
- Vitesse maximale de vent : 25 m/s
- Fabricante : Enercon

Caja de cambios

- Caja de cambios : No
- Niveles : -
- Ratio -
- Fabricante : -

Generador

- Tipo : SYNC
- Número : 1
- Velocidad de salida máxima del generador : 12,8 vuelta/min
- Tensión de salida : 690 V
- Fabricante : Enercon

Torre

- Altura mínima de la góndola : 92 m
- Altura máxima de la góndola : 149 m
- Fabricante : Enercon

Ilustración 26. Datos técnicos del Aerogenerador Enercon E-115 EP3 3000. (Thewindpower, 2022)

11.7. Anexo VII. Curva de carga, cálculos de rendimiento, factor de carga y energía a producir de los aerogeneradores analizados

1. Aerogenerador SENVION 2.3 M120

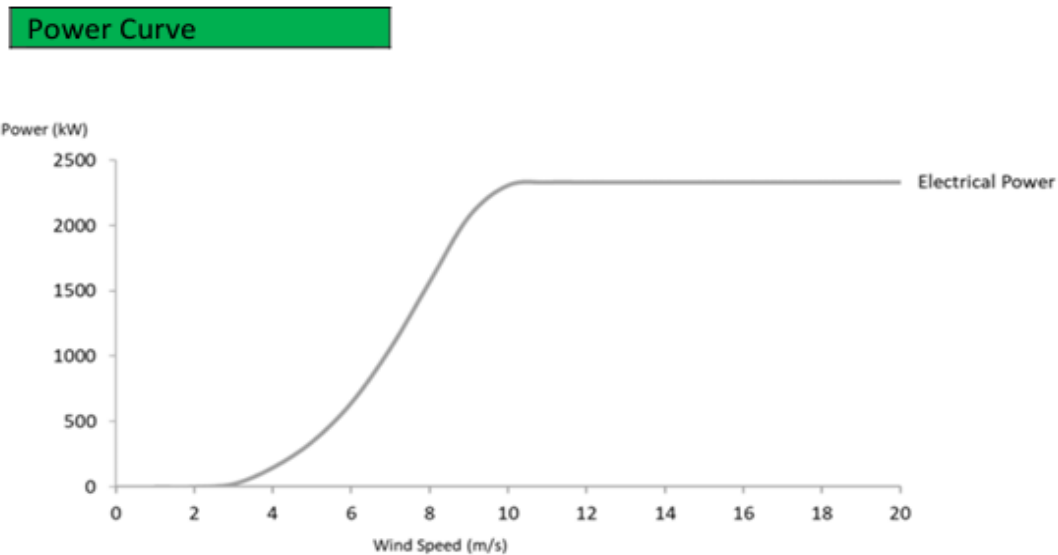


Ilustración 27. Curva de carga. Potencia con respecto a velocidad del viento 1. Aerogenerador SENVION 2.3 M120. (SENVION, 2021)

Tabla 20. Parámetros calculados de la Ley de Weibull, rendimiento, factor de carga y energía producida para distintas alturas de buje. Aerogenerador SENVION 2.3 M120. De Autoría propia

Intervalo v(m/s)	Centro de la clase m/s	P(v) 90m	P (kW)	<Pa>	P(v) 120m	P (kW)	<Pa>
0 a 1	0,5	0,000	0	0,000	0,000	0	0,000
1 a 2	1,5	0,006	0	0,000	0,004	0	0,000
2 a 3	2,5	0,020	0	0,000	0,014	0	0,000
3 a 4	3,5	0,041	87	3,585	0,031	87	2,734
4 a 5	4,5	0,069	247	17,087	0,055	247	13,573
5 a 6	5,5	0,099	496	49,301	0,082	496	40,873
6 a 7	6,5	0,126	844	106,044	0,109	844	92,235
7 a 8	7,5	0,141	1318	185,994	0,130	1318	170,980
8 a 9	8,5	0,141	1844	259,939	0,138	1844	254,859
9 a 10	9,5	0,125	2219	276,728	0,132	2219	292,409
10 a 11	10,5	0,097	2315	224,524	0,112	2315	258,645
11 a 12	11,5	0,066	2330	153,013	0,084	2330	194,556
13 a 25		0,031	2330	73,063	0,055	2330	127,419
		<v3>	684,824		<v3>	819,683	
		<Pa>	1349,279		<Pa>	1448,284	
		<Pd>	4744,030		<Pd>	5678,248	
		η_{EST}	28,442		η_{EST}	25,506	
		FC	57,909		FC	62,158	
		E (MW/año)	11819,685		E (MW/año)	12686,968	

2. Aerogenerador Alstom ECO 122/2700

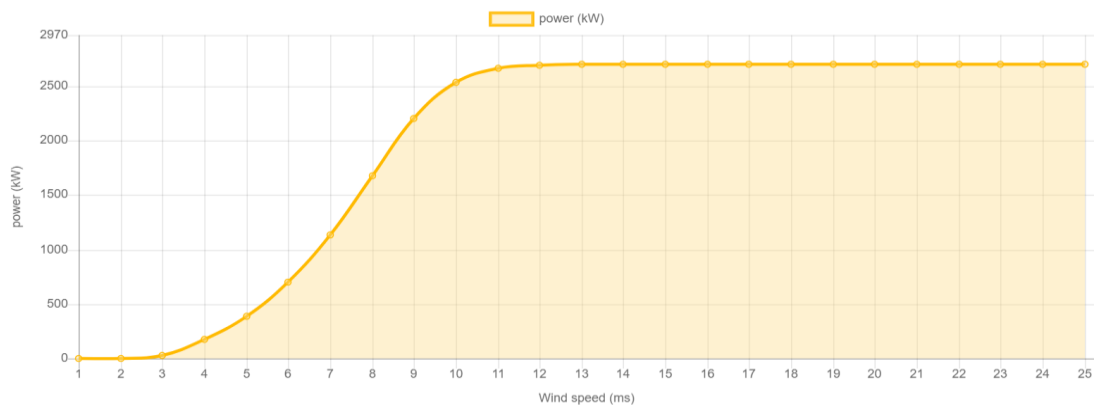


Ilustración 28. Curva de carga. Potencia con respecto a velocidad del viento. Aerogenerador Alstom ECO 122/2700. (Wind-turbine-models, 2015).

Tabla 21. Parámetros calculados de la Ley de Weibull, rendimiento, factor de carga y energía producida para distintas alturas de buje. Aerogenerador Alstom ECO 122/2700. De Autoría propia

Intervalo v(m/s)	Centro de la clase m/s	P(v) 89m	P (kW)	<Pa>	P(v) 139m	P (kW)	<Pa>
0 a 1	0,5	0,0005	0	0,0000	0,0002	0	0,0000
1 a 2	1,5	0,0062	0	0,0000	0,0035	0	0,0000
2 a 3	2,5	0,0199	0	0,0000	0,0121	0	0,0000
3 a 4	3,5	0,0416	100	4,1630	0,0271	100	2,7128
4 a 5	4,5	0,0698	250	17,4420	0,0484	250	12,1028
5 a 6	5,5	0,1001	520	52,0373	0,0741	520	38,5513
6 a 7	6,5	0,1263	950	119,9398	0,1006	950	95,5912
7 a 8	7,5	0,1415	1450	205,1512	0,1227	1450	177,8549
8 a 9	8,5	0,1410	1900	267,8238	0,1348	1900	256,0595
9 a 10	9,5	0,1243	2350	292,1671	0,1332	2350	312,9735
10 a 11	10,5	0,0964	2650	255,3331	0,1177	2650	311,8899
12 a 25		0,0687	2700	185,5249	0,1346	2700	363,3651
		<v3>	680,0668		<v3>	898,7244	
		<Pa>	1399,5822		<Pa>	1571,1011	
		<Pd>	4868,9466		<Pd>	6434,4286	
		η_{EST}	28,7451		η_{EST}	24,4171	
		FC	51,8364		FC	58,1889	
		E (MW/año)	12260,3400		E (MW/año)	13762,8452	

3. Aerogenerador SANY SE13125

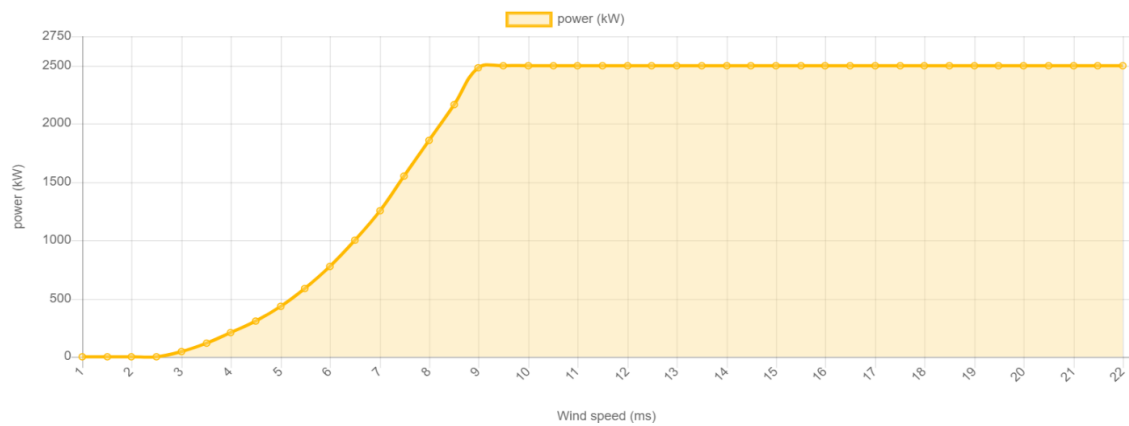


Ilustración 29. Curva de carga. Potencia con respecto a velocidad del viento. Aerogenerador SANY SE13125. (Wind-turbine-models, 2019).

Tabla 22. Parámetros calculados de la Ley de Weibull, rendimiento, factor de carga y energía producida para distintas alturas de buje. Aerogenerador SANY SE13125. De Autoría propia

Intervalo v(m/s)	Centro de la clase m/s	P(v) 90m	P (kW)	<Pa>	P(v) 100m	P (kW)	<Pa>	P(v) 120m	P (kW)	<Pa>
0 a 1	0,5	0,000	0	0,000	0,000	0	0,000	0,000	0	0,000
1 a 2	1,5	0,006	0	0,000	0,005	0	0,000	0,004	0	0,000
2 a 3	2,5	0,020	0	0,000	0,018	0	0,000	0,014	0	0,000
3 a 4	3,5	0,041	150	6,182	0,037	160	5,986	0,031	160	5,029
4 a 5	4,5	0,069	360	24,905	0,064	300	19,127	0,055	300	16,486
5 a 6	5,5	0,099	620	61,626	0,093	610	56,778	0,082	610	50,267
6 a 7	6,5	0,126	1000	125,644	0,120	1080	129,375	0,109	1080	118,025
7 a 8	7,5	0,141	1550	218,734	0,137	1650	226,668	0,130	1650	214,050
8 a 9	8,5	0,141	2200	310,122	0,141	2380	334,610	0,138	2380	328,939
9 a 10	9,5	0,125	2500	311,771	0,128	2720	347,972	0,132	2720	358,429
11 a 25		0,136	2500	339,589	0,155	2800	434,683	0,193	2800	539,890
		<v3>	684,824		<v3>	731,377		<v3>	819,683	
		<Pa>	1398,573		<Pa>	1555,201		<Pa>	1631,115	
		<Pd>	5653,491		<Pd>	6037,811		<Pd>	6766,805	
		η_{EST}	24,738		η_{EST}	25,758		η_{EST}	24,105	
		FC	55,943		FC	62,208		FC	65,245	
		E (MW/año)	12251,497		E (MW/año)	13623,556		E (MW/año)	14288,568	

4. Aerogenerador Enercon E-115 EP3 3000

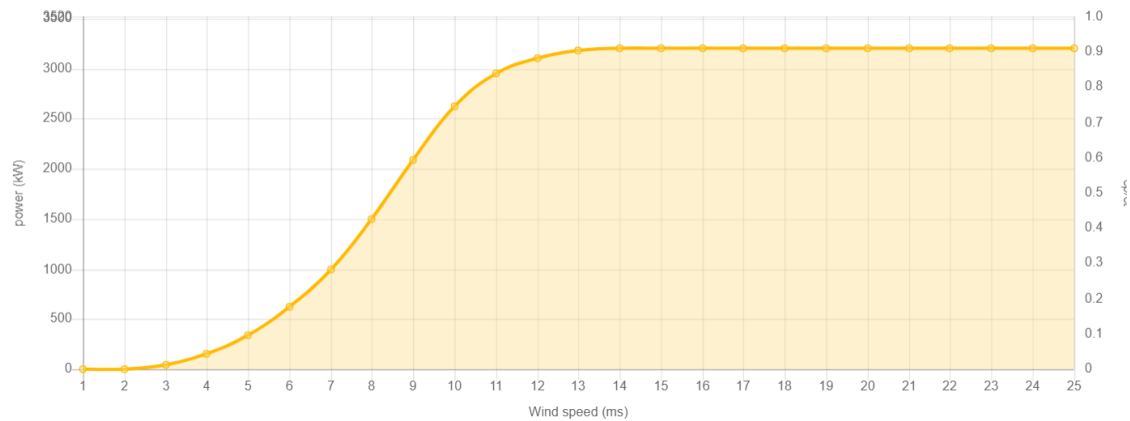


Ilustración 30. Curva de carga. Potencia con respecto a velocidad del viento. Aerogenerador Enercon E-115 EP3 3000. (Wind-turbine-models, 2018).

Tabla 23. Parámetros calculados de la Ley de Weibull, rendimiento, factor de carga y energía producida para alturas de buje de 67m a 92m. Aerogenerador Enercon E-115 EP3 3000. De Autoría propia

Intervalo v(m/s)	Centro de la clase m/s	P(v) 67m	P (kW)	<Pa>	P(v) 92m	P (kW)	<Pa>
0 a 1	0,5	0,001	0	0,000	0,000	0	0,000
1 a 2	1,5	0,009	0	0,000	0,006	0	0,000
2 a 3	2,5	0,027	3	0,080	0,019	3	0,058
3 a 4	3,5	0,053	48,5	2,581	0,040	48,5	1,959
4 a 5	4,5	0,086	155	13,260	0,068	155	10,544
5 a 6	5,5	0,117	339	39,771	0,098	339	33,246
6 a 7	6,5	0,141	627,5	88,239	0,124	627,5	78,087
7 a 8	7,5	0,148	1000	148,474	0,140	1000	140,382
8 a 9	8,5	0,138	1500	207,005	0,141	1500	211,423
9 a 10	9,5	0,112	2090	234,729	0,125	2090	262,166
10 a 11	10,5	0,079	2620	207,920	0,098	2620	257,347
11 a 12	11,5	0,048	2957	142,485	0,067	2957	198,207
12 a 13	12,5	0,025	3110	77,275	0,039	3110	122,599
13 a 14	13,5	0,011	3180	34,163	0,020	3180	62,756
15 a 25		0,002	3200	4,948	0,004	3200	13,294
		<v3>	569,831		<v3>	694,280	
		<Pa>	1200,929		<Pa>	1392,069	
		<Pd>	3670,307		<Pd>	4471,890	
		η_{EST}	32,720		η_{EST}	31,129	
		FC	40,031		FC	46,402	
		E (MW/año)	10520,138		E (MW/año)	12194,527	

Tabla 24. Parámetros calculados de la Ley de Weibull, rendimiento, factor de carga y energía producida para alturas de buje de 122m y 149m. Aerogenerador Enercon E-115 EP3 3000. De Autoría propia

P(v) 122m	P (kW)	<Pa>	P(v) 149m	P (kW)	<Pa>
0,000	0	0,000	0,000	0	0,000
0,004	0	0,000	0,003	0	0,000
0,014	3	0,042	0,011	3	0,033
0,031	48,5	1,500	0,025	48,5	1,225
0,054	155	8,400	0,045	155	7,052
0,081	339	27,615	0,070	339	23,851
0,108	627,5	67,967	0,097	627,5	60,563
0,129	1000	128,969	0,119	1000	119,090
0,138	1500	206,832	0,133	1500	199,055
0,132	2090	275,901	0,133	2090	278,607
0,112	2620	294,639	0,120	2620	314,556
0,085	2957	249,885	0,096	2957	284,384
0,055	3110	172,391	0,068	3110	210,996
0,031	3180	99,740	0,042	3180	132,515
0,009	3200	29,555	0,009	3200	29,555
<v3>	828,206		<v3>	938,742	
<Pa>	1563,436		<Pa>	1661,482	
<Pd>	5334,519		<Pd>	6046,487	
ST	29,308		η _{EST}	27,478	
FC	52,115		FC	55,383	
E (MW/año)	13695,699		E (MW/año)	14554,585	

11.8. Anexo VIII: Tasa de cambio COP a EUR, USD a EUR

Las tasas de cambio de COP a EUR y de USD a EUR, fueron obtenidas de la Organización Exchange-Rates. (Organización Exchange-Rates, 2023)

Tabla 25. Valores promedio de la tasa de cambio de pesos colombianos (COP) a euros (EUR).

Fecha	Promedio de Tasa
2022	4.677,26
jul	4.500,18
ago	4.378,91
sep	4.399,09
oct	4.643,03
nov	5.024,42
dic	5.073,59
2023	5.183,79
ene	5.183,79
Promedio general	4.696,74

Tabla 26. Valores promedio de la tasa de cambio de dólares (USD) a euros (EUR).

Dólar a Euro	
Mes	Tasa de Cambio
ene-22	0,883
feb-22	0,882
mar-22	0,909
abr-22	0,925
may-22	0,946
jun-22	0,946
jul-22	0,981
ago-22	0,988
sep-22	1,009
oct-22	1,169
nov-22	0,978
dic-22	0,944

11.9. Anexo IX. Modelo financiero para la aplicación de la Ley 1715 de 2014

Para el cálculo de la aplicación de la deducción especial al impuesto de la renta, fue utilizado el ejemplo (Tabla 27) del análisis realizado por el Centro interamericano de administraciones tributarias, en donde analizan un monto de inversión de 100 pesos colombianos y reflejan que la deducción especial solo puede ser aplicable hasta el 50% de la inversión inicial (Cabrera, 2021).

También explican que esta deducción se hace sobre el 50% de la base gravable, renta líquida, y para los demás períodos se difiere la diferencia entre ese valor y el 50% de la inversión inicial.

Tabla 27. Ejemplo de la deducción especial de la Ley 1715 de 2014 (Cabrera, 2021).

Información del proyecto	
Monto de la inversión	COP 100
Deducción especial Ley 1715 de 2014 (50% del monto de inversión)	COP 50

Cálculo del límite de la deducción	
Ingresos	COP 100
Costos/gastos generales	COP 30
Base gravable (renta líquida gravable)	COP 70
Límite de la deducción	COP 35
Monto de la deducción que se debe llevar en años fiscales posteriores	COP 15

Depuración del impuesto con la deducción especial	
Ingresos	COP 100
Costos/gastos generales	COP 30
Deducción especial Ley 1715 de 2014 (considerando el límite)	COP 35
Base gravable (renta líquida gravable)	COP 35
Impuesto (31% año gravable 2021)	COP 10.85

Depuración del impuesto sin la deducción especial	
Ingresos	COP 100
Costos/gastos generales	COP 30
Base gravable (renta líquida gravable)	COP 70
Impuesto (31% año gravable 2021)	COP 21.7

11.10. Anexo X. Curvas del precio futuro del mercado eléctrico de Colombia

Tomando como referencia las curvas forward de los precios del mercado eléctrico para los años 2023 y 2027 (Derivex, 2023), se registran los datos de la siguiente manera:

Tabla 28. Precios forward del mercado eléctrico 2023 a 2027. De autoría propia.

Nemoténicos	Mes (MM-YYYY)	Precios (\$/kWh)	Nemoténicos	Mes (MM-YYYY)	Precios (\$/kWh)
ELMF23F	01-2023	258,91	ELMN25F	07-2025	271,00
ELMG23F	02-2023	275,00	ELMQ25F	08-2025	280,00
ELMH23F	03-2023	279,18	ELMU25F	09-2025	320,00
ELMJ23F	04-2023	268,43	ELMV25F	10-2025	315,00
ELMK23F	05-2023	274,61	ELMX25F	11-2025	315,00
ELMM23F	06-2023	288,88	ELMZ25F	12-2025	315,00
ELMN23F	07-2023	310,00	ELMF26F	01-2026	230,00
ELMQ23F	08-2023	312,41	ELMG26F	02-2026	234,00
ELMU23F	09-2023	326,46	ELMH26F	03-2026	237,50
ELMV23F	10-2023	353,00	ELMJ26F	04-2026	240,00
ELMX23F	11-2023	336,63	ELMK26F	05-2026	245,25
ELMZ23F	12-2023	338,53	ELMM26F	06-2026	247,50
ELMF24F	01-2024	275,00	ELMN26F	07-2026	247,50
ELMG24F	02-2024	275,00	ELMQ26F	08-2026	256,25
ELMH24F	03-2024	275,00	ELMU26F	09-2026	305,00
ELMJ24F	04-2024	275,00	ELMV26F	10-2026	305,00
ELMK24F	05-2024	270,49	ELMX26F	11-2026	314,00
ELMM24F	06-2024	277,00	ELMZ26F	12-2026	314,00
ELMN24F	07-2024	301,00	ELMF27F	01-2027	230,00
ELMQ24F	08-2024	310,65	ELMG27F	02-2027	231,00
ELMU24F	09-2024	325,30	ELMH27F	03-2027	232,00
ELMV24F	10-2024	322,65	ELMJ27F	04-2027	232,00
ELMX24F	11-2024	333,65	ELMK27F	05-2027	247,50
ELMZ24F	12-2024	330,00	ELMM27F	06-2027	245,00
ELMF25F	01-2025	242,40	ELMN27F	07-2027	250,00
ELMG25F	02-2025	253,00	ELMQ27F	08-2027	252,33
ELMH25F	03-2025	270,00	ELMU27F	09-2027	307,00
ELMJ25F	04-2025	270,00	ELMV27F	10-2027	307,00
ELMK25F	05-2025	268,64	ELMX27F	11-2027	313,14
ELMM25F	06-2025	268,64	ELMZ27F	12-2027	313,14

11.11. Anexo XI. Cálculo del flujo de caja y aplicación de VAN y TIR.

El cálculo del flujo de caja se realiza con base a los siguientes datos:

- Financiación del 70% de la inversión, con un tiempo de amortización del crédito de 12 años y una tasa de interés fija anual del 9%.
- Depreciación del valor de los aerogeneradores (aproximadamente 70% de la inversión) en un período de 20 años.
- Tasa de descuento para el cálculo de la VAN de 7,8%
- Aplicando la deducción especial del impuesto de la renta al 50% de la base gravable. Para el año 8 no fue tomada en cuenta, puesto que el monto restante al que se podía realizar la deducción (Valor del año 7) era menor a la base gravable.
- La inflación no fue tomada en cuenta para el cálculo de ingresos, puesto que los precios del mercado futuro eléctrico colombiano no varían con relación directa al IPC.

Tabla 29. Inversión de la propuesta del parque eólico de San Andrés y su flujo de caja del año 0 al año 10. De autoría propia

Inversión Parque Eólico San Andrés											
Inversión											
Tasa de interés BID	9%										
Inversión inicial	€ 23.280.000										
Financiación 70%	€ 16.296.000										
Tiempo amortización (años)	12										
Impuesto	35%										
Depreciación (año)	20										
Tasa de descuento	7,80%										
Descripción	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos	€ 6.477.680	€ 6.385.828	€ 6.060.270	€ 5.679.988	€ 5.651.445	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042
Gastos generales O&M (15%)	-€ 971.652	-€ 957.874	-€ 909.041	-€ 851.998	-€ 847.717	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656
Amortización Banco	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747
Intereses	-€ 1.466.640	-€ 1.393.820	-€ 1.314.447	-€ 1.227.930	-€ 1.133.626	-€ 1.030.836	-€ 918.793	-€ 796.668	-€ 663.550	-€ 518.453	-€ 374.316
A capital	-€ 809.107	-€ 881.927	-€ 961.300	-€ 1.047.817	-€ 1.142.121	-€ 1.244.912	-€ 1.356.954	-€ 1.479.079	-€ 1.612.197	-€ 1.757.294	-€ 1.916.941
Depreciación	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800
Base Gravable (Renta líquida)	€ 3.224.588	€ 3.219.333	€ 3.021.983	€ 2.785.259	€ 2.855.302	€ 3.297.750	€ 3.409.792	€ 3.531.918	€ 3.665.035	€ 3.810.133	€ 3.968.274
Monto Límite Base gravable para deducción (50%) Ley 1725	€ 1.612.294	€ 1.609.667	€ 1.510.991	€ 1.392.630	€ 1.427.651	€ 1.648.875	€ 1.704.896				
Impuesto (35% según 2022)	€ 564.303	€ 563.383	€ 528.847	€ 487.420	€ 499.678	€ 577.106	€ 596.714	€ 1.236.171	€ 1.282.762	€ 1.333.547	€ 1.391.675
<i>Monto deducción para años posteriores</i>	11.640.000	€ 10.027.706	€ 8.418.039	€ 6.907.048	€ 5.514.418	€ 4.086.768	€ 2.437.892	€ 732.996			
Utilidad Neta		€ 2.660.285	€ 2.655.950	€ 2.493.136	€ 2.297.839	€ 2.355.624	€ 2.720.644	€ 2.813.079	€ 2.295.747	€ 2.382.273	€ 2.476.586
Flujo de caja (Valor presente)	- 23.280.000	€ 2.467.797	€ 2.285.506	€ 1.990.168	€ 1.701.549	€ 1.618.125	€ 1.733.641	€ 1.662.840	€ 1.258.850	€ 1.211.777	€ 1.168.600
Flujo de caja acumulado (Valor presente)		-€ 20.812.203	-€ 18.526.697	-€ 16.536.530	-€ 14.834.980	-€ 13.216.855	-€ 11.483.214	-€ 9.820.374	-€ 8.561.524	-€ 7.349.747	-€ 6.181.147

Tabla 30. Flujo de caja de la propuesta del Parque eólico de San Andrés del año 11 al 20. De autoría propia

Inversión Parque Eólico San Andrés										
Descripción	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042	€ 6.051.042
Gastos generales O&M	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656	-€ 907.656
Amortización Banco	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747	-€ 2.275.747
Intereses	-€ 360.296	-€ 187.906	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
A capital	-€ 1.915.451	-€ 2.087.841	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Depreciación	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800	-€ 814.800
Base Gravable (Renta líquida)	€ 3.968.289	€ 4.140.680	€ 4.328.586	€ 4.328.586	€ 4.328.586	€ 4.328.586	€ 4.328.586	€ 4.328.586	€ 4.328.586	€ 4.328.586
Monto Límite Base gravable para deducción (50%) Ley 1725										
Impuesto (35% según 2022)	€ 1.388.901	€ 1.449.238	€ 1.515.005	€ 1.515.005	€ 1.515.005	€ 1.515.005	€ 1.515.005	€ 1.515.005	€ 1.515.005	€ 1.515.005
<i>Monto deducción para años posteriores</i>										
Utilidad Neta	€ 2.579.388	€ 2.691.442	€ 2.813.581	€ 2.813.581	€ 2.813.581	€ 2.813.581	€ 2.813.581	€ 2.813.581	€ 2.813.581	€ 2.813.581
Flujo de caja (Valor presente)	€ 1.129.043	€ 1.092.848	€ 1.059.779	€ 983.098	€ 911.965	€ 845.978	€ 784.766	€ 727.984	€ 675.310	€ 626.447
Flujo de caja acumulado (Valor presente)	-€ 5.052.105	-€ 3.959.256	-€ 2.899.477	-€ 1.916.379	-€ 1.004.414	-€ 158.436	€ 626.330	€ 1.354.314	€ 2.029.624	€ 2.656.070
Resultados										
VAN	€ 2.656.070									
TIR	1,3%									
Payback (años)	17,19									